

TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

Escenarios Brasil





Transición Energética Justa / Escenarios Brasil

© CAF-banco de desarrollo de América Latina y el Caribe- 2024
CORPORACION ANDINA DE FOMENTO- Av. Luis Roche, Torre CAF Urb.
Altamira, Caracas (Chacao) Miranda 1060, Venezuela. RIF: G200015470

Contribución de CAF a la Facilidad Climática del Club Internacional de Bancos
para el Desarrollo

Informe coordinado por la Gerencia de Acción Climática y Biodiversidad Positiva
(GACBP), la Gerencia de Conocimiento (GC) y la Gerencia de Infraestructura Física
y Transformación Digital (GIFTD).

Edgar Salinas, ejecutivo principal, Dirección de Operaciones y Financiación
Verde (GACBP).

Walter Cont, ejecutivo sénior, Dirección de Análisis Sectorial (GC).

Juan Ríos, ejecutivo principal, Dirección de Transportes y Energía (GIFTD).

Autores

El equipo de GME estuvo compuesto, en orden alfabético, por Agustín Ghazarian,
Coline Champetier, Darío Quiroga, Francisco Baqueriza, Nicolás Barros, Laura
Souilla, Ramón Sanz y Roberto Gomelsky.

Los autores agradecen a Edgar Salinas, Walter Cont y Juan Ríos por los comentarios,
las sugerencias y el apoyo para el desarrollo de este documento.

Gestión Editorial

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF.

**Diseño gráfico universal neuroinclusivo, que contempla los principios de
accesibilidad y visualización para lectores neurodivergentes.**

CLEIMAN - <https://cleiman.com>

Fotografías

Portada: ©AdobeStock

Internas: © CAF - © Pexels - © Unsplash

Versión digital disponible en scioteca.caf.com con acceso abierto bajo la licencia
Deed - Atribución-NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional - Creative Commons



Las ideas y opiniones expresadas en esta obra son las de los autores y no reflejan
necesariamente el punto de vista de CAF ni comprometen a la Organización. Los
términos empleados y la presentación de los datos que en ella aparecen no implican
toma alguna de posición de parte de CAF en cuanto al estatuto jurídico de los países,
territorios, ciudades o regiones ni respecto de sus autoridades, fronteras o límites.

ÍNDICE



Lista de abreviaciones	19
Introducción	21-27
1. Objetivo general	22
2. Objetivos específicos	23
3. Organización de la serie Transición Energética Justa	24
4. Aspectos organizativos	25
5. Escenarios: Brasil	26

Capítulo 1
Diagnóstico
y línea base

28-98

1. Caracterización general	29	Aspectos socioeconómicos	29
		Indicadores socioeconómico-energéticos	35
		Intensidad energética de la economía	35
		Consumo per cápita	36
		Precios locales	37
		Aspectos energéticos	38
		Reservas y oferta total de combustibles (producción, importación y exportación)	38
		Consumo final por fuentes y sectores	44
		Perfil climático	47
		Escenarios de cambio climático y riesgos para el sector energía	47
		Contribución GEI año base	49
		Compromisos nacionales (NDC y Acuerdo de París)	52
2. Aspectos institucionales, regulatorios y de políticas públicas	55	Gobierno sectorial	55
		Principales conceptos regulatorios	56
		Aspectos de políticas públicas	57
		Políticas de eficiencia energética	57
		Políticas de precios, subsidios e incentivos	59
		Creación de un mercado de carbono	62

3. Balance energético, 2019 y 2022 64 |

4. Evolución de la demanda energética por sector y fuentes	67	Sector residencial	29
		Sector comercial, servicios y público	70
		Sector industrial	72
		Sector transporte	74
		Demanda por fuente	74
		Parque automotor y consumos por tipo	76
		Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	79

5. Comercio exterior	81
-----------------------------	----

6. El sector eléctrico	84	Demanda eléctrica	84
		Capacidad instalada	86
		Generación eléctrica	89

7. Redes eléctricas y gasoductos existentes	92
--	----

8. Conclusiones	95
------------------------	----

Capítulo 2
Metodología
de proyección
energética

99-115

1. Año base y horizonte
de planeamiento 100

2. Modelado de
proyección 101

Descripción general	101
Demanda por sector	103
Sector residencial	103
Sector comercial, servicios y público	104
Sector industrial	105
Sector transporte	105
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	109
Sector eléctrico	109

3. Escenarios y
marco global 111

Definición de los escenarios	111
Proyecciones de las variables socioeconómicas	112
PIB per cápita y PIB	112
Población	113

4. Principales premisas
del sector energía 114

Capítulo 3
Escenarios
de transición

116-176

1. Resultados globales 117

Emisiones por sector	117
Demanda energética por sector	120
Demanda energética por fuente	123
Intensidad energética y ambiental	126

2. Resultados y
premisas por sector 128

Sector residencial	128
Sector comercial, servicios y público	132
Sector industrial	136
Proyecciones por ramas	136
Resultados	140
Sector transporte	144
Transporte carretero de pasajeros	144
Transporte carretero de cargas	146
Transporte aéreo, naval y ferroviario	148
Resultados	148
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción	155
Sector eléctrico	158

3. Financiamiento
de la transición
energética 164

Inversiones totales	165
Sector eléctrico	167
Usos finales	171

Capítulo 4
Hoja de ruta de una transición energética justa
Recomendaciones

177-194

1. El entorno para la transición	178	Las proyecciones	178
		Las implicancias para las políticas públicas	182
		Etapa I – Preparación	182
		Etapa II – Implantación	186
		Etapa III – Desarrollo	187

TABLAS Y GRÁFICOS

Tabla 1.	Indicadores socioeconómicos	29
Tabla 2.	Precios de los principales energéticos de Brasil, corte 2018	37
Tabla 3.	Reservas de combustibles, potencial hidroeléctrico e infraestructuras, 2019, Brasil	40
Tabla 4.	Recursos eólico y solar, Brasil	40
Tabla 5.	Mapeo de instituciones del sector energético	55
Tabla 6.	Principales conceptos regulatorios por sector y segmento	56
Tabla 7.	Eficiencia energética en Brasil	58
Tabla 8.	Cantidad de vehículos carreteros, total y por tipo, 2019, Brasil	76
Tabla 9.	Consumo por tipo de transporte y por tipo de combustible, 10 ³ TJ y %, 2019, Brasil	77
Tabla 10.	Indicadores socioeconómicos y TCMC entre 2019 y 2060, %	113

Tabla 11.

Demanda total por escenario,
miles de TJ y TCMC (%) 123

Tabla 12.

Indicadores por horizonte de tiempo
y escenario 176

Tabla 13.

Hoja de ruta a ser promovida desde CAF 191

Gráfico 1.

PIB y tasa de crecimiento anual,
MUSD constantes de 2010 y % 31

Gráfico 2.

PIB por sector, 2021, % 32

Gráfico 3.

PIB per cápita, USD constantes de 2010
per cápita 33

Gráfico 4.

Incidencia de la pobreza y de la pobreza
extrema por año, % 34

Gráfico 5.

Consumo final total versus intensidad
energética final, 10³ TJ y GJ/MUSD
constantes de 2010 35

Gráfico 6.

Consumo final total versus consumo final
per cápita, 10³ TJ y GJ per cápita 36

Gráfico 7.

Recurso solar potencial (kWh/kWp)
y velocidad media del viento a 100 m (m/s) 39

Gráfico 8.

Producción, importación y exportación
por principales fuentes, 2019, 10³ TJ 41

Gráfico 9.

Evolución de las reservas probadas de
petróleo, gas natural y carbón, 10³ TJ 43

Gráfico 10.

Brasil, segundo productor mundial
de bioetanol combustible 44

Gráfico 11.

Consumo final por sectores, 10³ TJ y % 45

Gráfico 12.

Consumo final por fuentes, 10³ TJ y % 46

Gráfico 13.

Emisiones totales netas, MtCO₂e 50

Gráfico 14.

Emisiones estimadas del sector energético,
por sector y por fuente, MtCO₂e, 2019 51

Gráfico 15.

Balance energético, año 2019 64

Gráfico 16.

Balance energético, año 2022 66

Gráfico 17.

Sector residencial: evolución del consumo
final por fuentes (10³ TJ) y consumo final
residencial per cápita (GJ per cápita) 69

Gráfico 18.

Sector residencial: consumo de energía
por usos finales, 2018 70

Gráfico 19.

Sector comercial y público: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ 71

Gráfico 20.

Sector comercial y público: consumo de energía por usos finales, 2004 72

Gráfico 21.

Sector industrial: evolución del consumo final por fuentes (10³ TJ) e intensidad energética industrial (GJ/contantes de 2010) 73

Gráfico 22.

Sector industrial: consumo de energía por usos finales, 2004 74

Gráfico 23.

Sector transporte: evolución del consumo final por fuentes y año 2019 (10³ TJ) e intensidad energética (GJ/miles de USD constantes de 2010) 75

Gráfico 24.

Parque de vehículos versus PIB per cápita entre 2010 y 2019 77

Gráfico 25.

Sector transporte: consumo final por tipo y por combustible, 10³ TJ 78

Gráfico 26.

Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ 79

Gráfico 27.

Brasil: reservas, producción y consumo de petróleo 82

Gráfico 28.

Brasil: reservas, producción y consumo de gas natural 83

Gráfico 29.

Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh 84

Gráfico 30.

Capacidad instalada entre 2000 y 2020, MW 87

Gráfico 31.

Capacidad instalada por fuente 2019, % 88

Gráfico 32.

Generación de electricidad por fuente entre 2000 y 2020, GWh y 10³ TJ 90

Gráfico 33.

Generación de electricidad por fuente entre 2000 y 2020, % e índice de emisiones de CO₂ del sector eléctrico, g/kWh 91

Gráfico 34.

Sistema Interconectado Nacional existente (2020) y futuro (2024) 93

Gráfico 35.

Red de gasoductos, 2019 94

Gráfico 36.

Sectores, niveles de actividad y variables explicativas 102

Gráfico 37.

Emisiones directas (consumo final y generación) por sector (MtCO₂e) 118

Gráfico 38.

Consumo final por sector y consumo propio, por escenario (miles de TJ) 121

Gráfico 39.

Consumo final y consumo propio por fuente y escenario, miles de TJ 124

Gráfico 40.

Intensidad energética unitaria (2019=1), miles de TJ/MUSD PPP 2017 (izquierda) y miles de TJ per cápita (derecha) 126

Gráfico 41.

Intensidad ambiental unitaria (2019=1), tCO₂e/miles de USD PPP 2017 (izquierda) y tCO₂e per cápita (derecha) 127

Gráfico 42.

Sector residencial: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ) 129

Gráfico 43.

Sector residencial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e) 131

Gráfico 44.

Sector CSP: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ) 133

Gráfico 45.

Sector CSP: emisiones directas por escenario (MtCO₂e) 135

Gráfico 46.

Sector industrial: consumo energético por subsector industrial, 2019 (%) 136

Gráfico 47.

Sector industrial: consumo energético por uso para principales subsectores (%) 137

Gráfico 48.

Sector industrial: evolución por escenario para principales usos en ramas más relevantes de la industria (%) 139

Gráfico 49.

Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario (10³ TJ) 140

Gráfico 50.

Sector industrial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e) 142

Gráfico 51.

Cantidad de vehículos privados por 1.000 habitantes y participación de motos (%) 145

Gráfico 52.

Cantidad de vehículos de carga total 147

Gráfico 53.

Transporte: consumo final por tipo/combustibles y por escenario (10³ TJ) 149

Gráfico 54.

Consumo final transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario (10³ TJ) 152

Gráfico 55.

Sector transporte: emisiones directas por escenario (MtCO₂e) 154

Gráfico 56.

Resultados del sector agropecuario, pesca, minería y construcción, por escenario (10³ TJ) 156

Gráfico 57.

Sector agropecuario, pesca, minería y construcción: emisiones directas por escenario (MtCO₂e) 157

Gráfico 58.	Proyección capacidad instalada por fuente y por escenario (GW)	159
Gráfico 59.	Proyección de la generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh)	162
Gráfico 60.	Inversión estimada anual (millones de USD)	165
Gráfico 61.	Inversión estimada anual total en % del PIB (%)	166
Gráfico 62.	Sector eléctrico: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD)	168
Gráfico 63.	Sector eléctrico: inversiones anuales por tipo (millones de USD/año)	169
Gráfico 64.	Sector eléctrico: inversiones anuales por período (millones de USD/año)	170
Gráfico 65.	Usos finales: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD)	172
Gráfico 66.	Transporte carretero: inversiones anuales por período (millones de USD/año)	173
Gráfico 67.	Usos finales: inversiones anuales por tipo (millones de USD/año)	174
Gráfico 68.	Hoja de ruta: etapas	179

Lista de abreviaciones

ACS	agua caliente sanitaria
AFOLU	agricultura, ganadería, forestación y otros usos del suelo (<i>agriculture, forestry and other land use</i>)
AIE	Agencia Internacional de Energía
AMI	infraestructura de medición avanzada (<i>advanced metering infrastructure</i>)
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
BAU	<i>Business as usual</i>
CAPEX	gastos de capital (<i>capital expenditures</i>)
CCUS	tecnología de captura, uso y almacenamiento de carbono (<i>carbon capture, use and storage</i>)
CDE	cuenta de desarrollo energético
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CGIEE	Comité Gestor de Indicadores de Eficiencia Energética
CIIU	Clasificación Internacional Industrial Uniforme
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CONPET	Programa Nacional de Racionalización del Uso de los Derivados del Petróleo y del Gas Natural
EE	eficiencia energética
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservación de Energía
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERNC	energías renovables no convencionales
GEI	gases de efecto invernadero
GLP	gas licuado de petróleo
GNC	gas natural comprimido

GNL	gas natural licuado
IDH	índice de desarrollo humano
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
IRC	índice de riesgo climático global
LEAP	plataforma de análisis de bajas emisiones (<i>low emissions analysis platform</i>) del SEI
MME	Ministerio de Minas y Energía
MUSD	millones de dólares estadounidenses
NDC	contribuciones determinadas a nivel nacional (<i>nationally determined contributions</i>)
NZ	net zero
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
PEE	Programa de Eficiencia Energética
PIB	producto interno bruto
PIBpc	producto interno bruto <i>per cápita</i>
PNEf	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PPP	paridad del poder adquisitivo (<i>purchasing power parity</i>)
PROCEL	Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica
RJ	Río de Janeiro
SEI	Instituto Ambiental de Estocolmo (<i>Stockholm Environment Institute</i>)
sieLAC	Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe
SP	São Paulo
TCMC	tasa de crecimiento medio compuesta (<i>compound average growth rate</i>)
TEJ	transición energética justa
TJ	terajulio
VE	vehículos eléctricos
WEC	Consejo Mundial de Energía (<i>World Energy Council</i>)



1. Objetivo general

El objetivo general del proyecto fue desarrollar un enfoque metodológico para la definición del concepto de transición energética justa (TEJ) en un contexto nacional, con potencial de aplicación en los países miembro de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe— y evaluar el enfoque propuesto en Brasil, Colombia, México, Perú y República Dominicana.



2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este informe son:

1. definir un enfoque metodológico para el abordaje integral de la transición energética justa en la región;
2. establecer el diagnóstico de los sistemas energéticos y —en particular, eléctricos— nacionales (países objetivo) en el ámbito del proceso de transición energética;
3. definir escenarios nacionales del modelo de desarrollo bajo en carbono de la transición energética en los países objetivo, que incluya aquellos elementos a electrificarse en sectores energéticos actualmente no atendidos por el sector eléctrico dentro de las prospectivas de requerimientos;
4. modelar las alternativas viables de transición energética en el contexto previamente definido.

3. Organización de la serie Transición Energética Justa

El trabajo para alcanzar los objetivos indicados se desarrolló entre octubre de 2022 y octubre de 2023. La serie se organizó en siete informes.

1. Transición Energética Justa / Marco conceptual para la región, Análisis en el contexto nacional
2. Transición Energética Justa / Premisas de proyección
3. Transición Energética Justa / Escenarios Brasil
4. Transición Energética Justa / Escenarios Colombia
5. Transición Energética Justa / Escenarios México
6. Transición Energética Justa / Escenarios Perú
7. Transición Energética Justa / Escenarios República Dominicana

Los informes se organizaron siguiendo el orden alfabético de sus nombres.

4. Aspectos organizativos

Este informe ha sido financiado por CAF y se publica para comunicar los resultados y conclusiones obtenidos a la comunidad interesada en el desarrollo de América Latina. Por consiguiente, el documento no se elaboró siguiendo los procedimientos propios de un documento oficial. Algunas de las fuentes citadas en este informe podrían ser documentos informales de difícil obtención.

Las conclusiones y opiniones expresadas aquí son exclusivamente las de sus autores y no deben atribuirse a CAF o GME, sus organizaciones afiliadas o sus directores ejecutivos y no reflejan necesariamente sus puntos de vista.

CAF y GME no garantizan la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no aceptan responsabilidad alguna por las consecuencias de su uso. Los colores, bordes, nombres y clasificaciones de cualquier mapa de este informe no implican juicio de CAF sobre la condición jurídica o de otro tipo de los territorios, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

Los informes de esta serie son documentos de debate y, por lo tanto, están sujetos a los mismos derechos de autor que otras publicaciones de CAF.

CAF promueve la difusión de sus trabajos y autoriza su reproducción inmediata, a título gratuito, si no se usan para fines comerciales.

Edgar Salinas, Juan Ríos y Walter Cont de CAF formaron un grupo de trabajo que estableció los términos de referencia y supervisó el desarrollo de los informes por parte de los consultores de GME.

El equipo de GME, en orden alfabético, estuvo compuesto por Agustín Ghazarian, Coline Champetier, Darío Quiroga, Francisco Baqueriza, Nicolás Barros, Laura Souilla, Ramón Sanz y Roberto Gomelsky.

5. Escenarios: Brasil

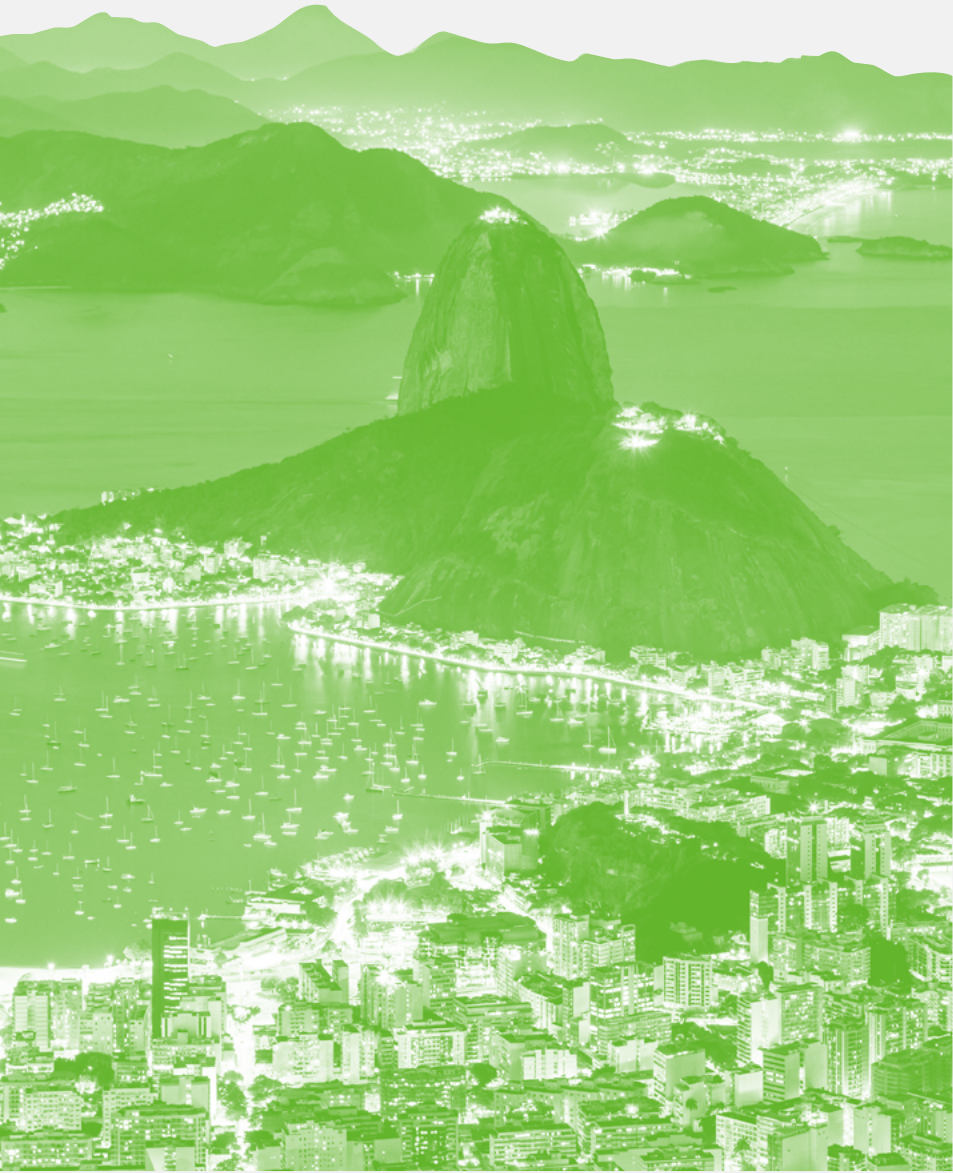
El presente informe contiene el análisis de la transición energética para Brasil y se organiza en cuatro capítulos.

- **Diagnóstico y línea base.** Este capítulo establece el diagnóstico de la línea base en cuanto a fuentes y usos energéticos, características del sector eléctrico, aspectos ambientales (inventarios de gases de efecto invernadero [GEI], compromisos) y aspectos institucionales, regulatorios y de políticas públicas, entre otros. Permite presentar el punto de partida de las proyecciones energéticas e identificar las principales características que pueden condicionar la estrategia de transición energética justa.
- **Metodología de proyección energética.** Este capítulo describe de forma resumida el modelo de la plataforma de análisis de bajas emisiones (LEAP, por sus siglas en inglés) y su uso para la modelización de las emisiones del sector energía¹. Se presentan las metodologías de proyección de la demanda de energía por sector, subsector, usos y fuentes, y la modelación de la generación eléctrica. Describe también los tres escenarios de proyección contemplados y las principales premisas consideradas.
- **Escenarios de transición.** Este capítulo presenta las proyecciones en términos de emisiones y demanda energética para los tres escenarios previamente presentados (*Business As Usual* [BAU], *Net Zero 2050* [NZ 2050] y *Net Zero 2060* [NZ 2060]). Detalla los resultados por sector y las principales premisas explicativas. Presenta las necesidades en términos

¹ Más específicamente, el modelo LEAP (*Low Emissions Analysis Platform*) se usó para modelar las emisiones relacionadas con la quema de combustibles.

de inversiones de transición energética relacionadas con el sector eléctrico y los usos finales. Concluye con el punto de partida y de llegada de los principales indicadores de la transición por escenario.

- **Propuesta de la hoja de ruta para una transición energética justa.** La hoja de ruta describe las políticas públicas a ser desarrolladas y segmentos que requieren financiamiento concesional o de soporte para acompañar los escenarios de transición energética justa planteados previamente.





1. Caracterización general



Aspectos socioeconómicos

Brasil, oficialmente la República Federativa de Brasil, es el país más grande de América Latina con una superficie de 8,5 millones de kilómetros cuadrados. Es el quinto país más grande del mundo por área y el sexto del mundo por población. Brasil limita con la mayoría de los otros países de América del Sur (excepto Ecuador y Chile) y cubre el 47 % de la superficie terrestre del continente.

Tabla 1

► Indicadores socioeconómicos

Indicador/País	Brasil
Población total (2021, millones)	213,99
Densidad de población (hab./km²)	25
Población urbana (%)	87 %
PIB per cápita 2021 (USD a precios constantes de 2010)	8.551
Índice de pobreza extrema 2020	5,1 %

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial y CEPALSTAT.

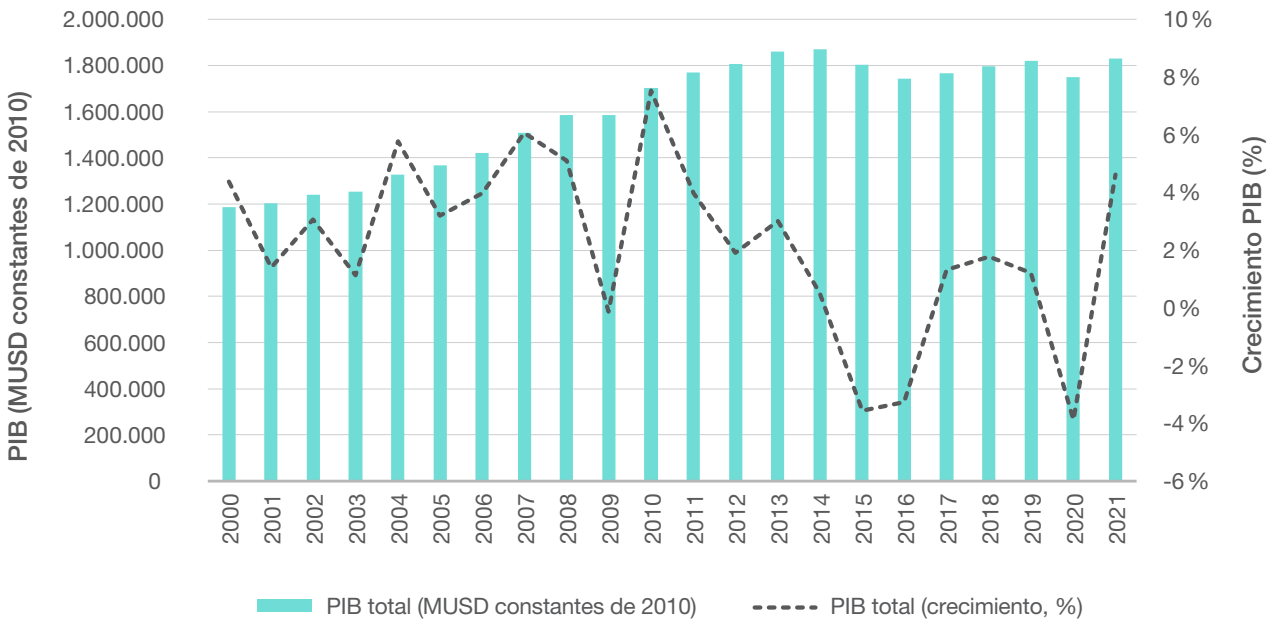
La población se estima en 213,99 millones (2021), con una densidad de 25 habitantes/km². La mayor parte de la población vive en ciudades (87 %) y, más concretamente, en ciudades que superan un millón de habitantes (42 %). Su capital es Brasilia y su ciudad más poblada es São Paulo.

Brasil tiene una economía mixta en desarrollo, que es la novena más grande del mundo según el producto interno bruto (PIB) nominal de 2020 y la primera en América Latina. Según el Banco Mundial, el producto interno bruto per cápita (PIBpc) a precios constantes de 2010 fue de USD 8.551 en 2021.

Después de años de inestabilidad, tanto política como económica, Brasil logró estabilizar su economía y experimentó un alto crecimiento económico. En 1994, el lanzamiento del Plan Real dio un primer paso rumbo a una mayor estabilidad económica y creó una nueva moneda (todavía en uso hoy en día), el real. De 2000 a 2013, Brasil se benefició del auge de los precios de las materias primas y fue una de las principales economías de más rápido crecimiento en el mundo (parte de los BRICS), con una tasa de crecimiento anual promedio del PIB de alrededor del 4 % en dólares estadounidenses (USD) constantes. Sin embargo, el crecimiento económico de Brasil se desaceleró en 2014 y el país entró en recesión en 2015 y en 2016. La economía comenzó a recuperarse en 2017, con una tasa de crecimiento del 1,3 % en los últimos 3 años. En 2020, el impacto de la pandemia de la COVID-19 en la economía de Brasil ha sido significativo, como en la mayoría de los países de la región, ya que finalizó el año con una reducción del 4,1 %.

Gráfico 1

► PIB y tasa de crecimiento anual, MUSD constantes de 2010 y %

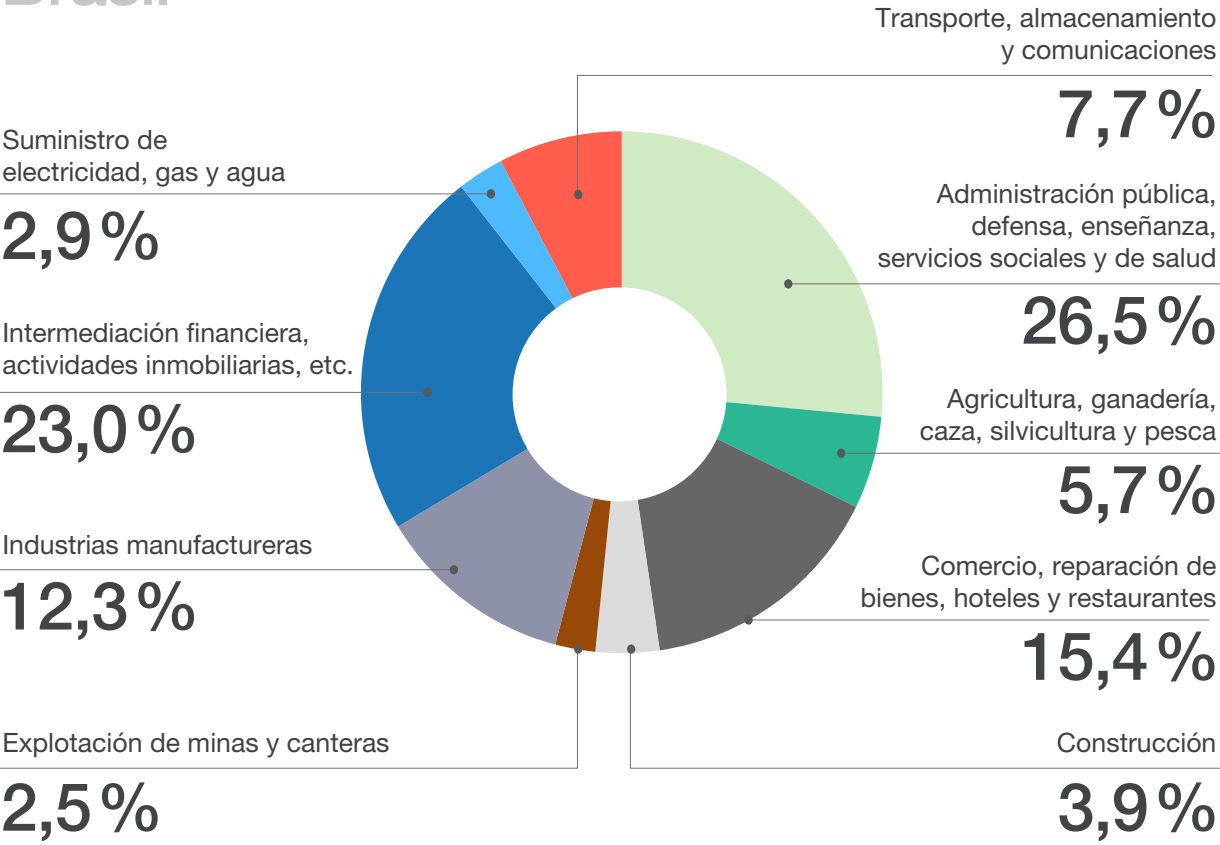


Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial.

Brasil cuenta con una economía diversificada, en la cual el sector de administración pública, defensa, enseñanza, servicios sociales y salud representó el 26,5 % del PIB en 2021, seguido del sector financiero (23 %), comercio (15,4 %) e industrias manufactureras (12,3 %).

Gráfico 2 ► PIB por sector, 2021, %

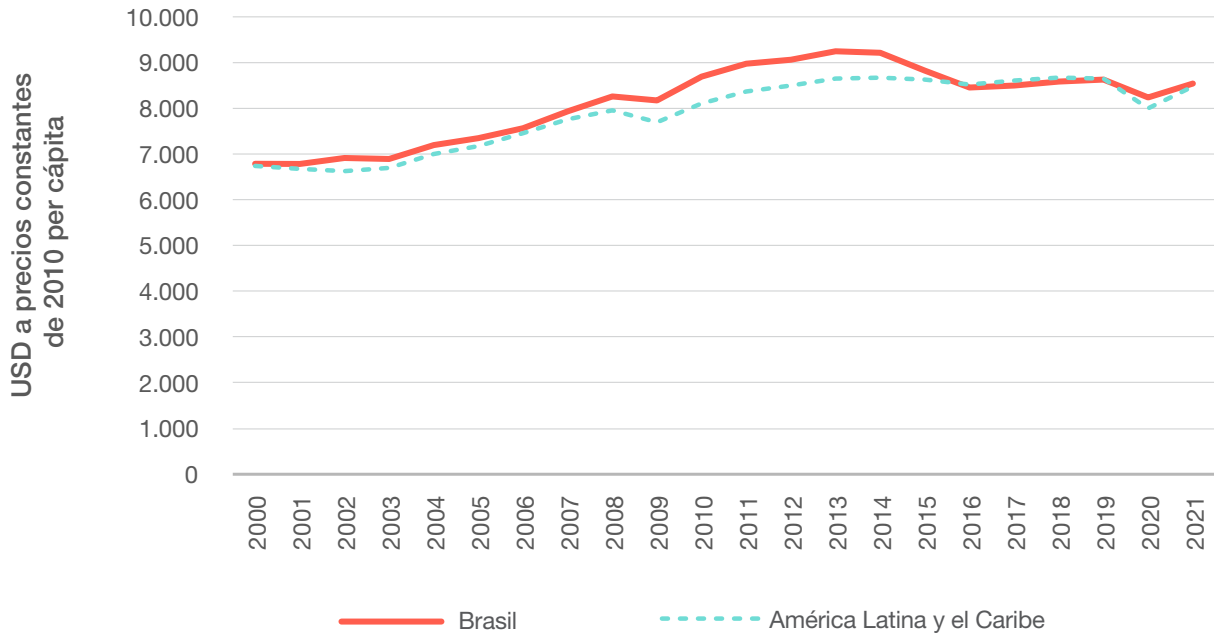
Brasil



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la CEPAL.

Con excepción de algunos años particulares, el PIBpc registró una tendencia creciente en los últimos 20 años.

Gráfico 3 ► PIB per cápita, USD constantes de 2010 per cápita

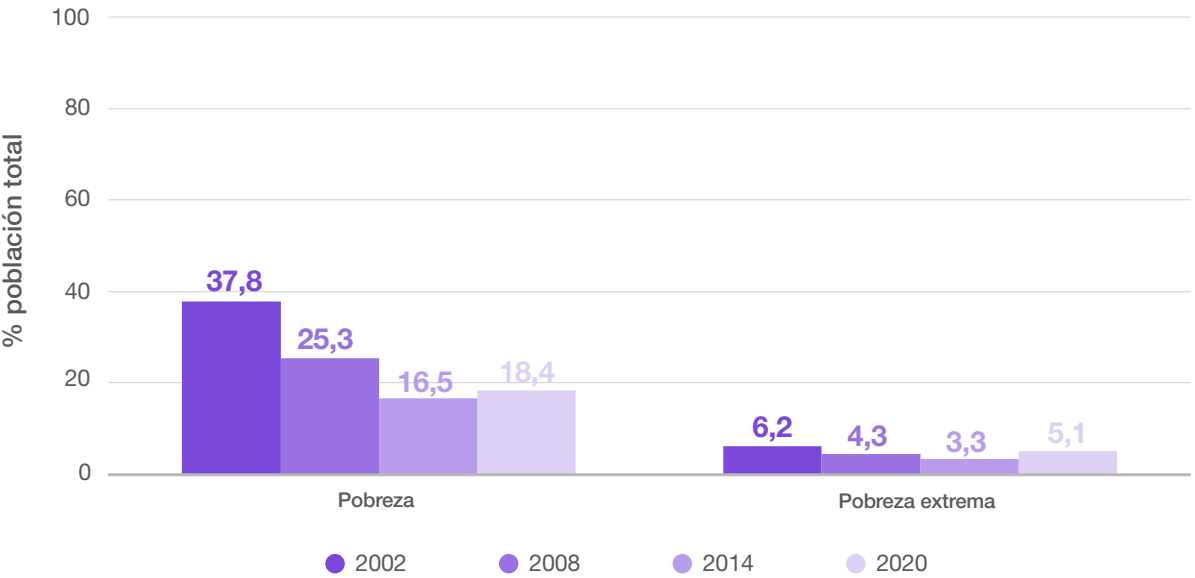


Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial.

En los últimos veinte años, se observa una fuerte reducción de la pobreza, excepto en 2020, cuando aumentó como parte de las consecuencias sociales y económicas de la COVID-19.

Gráfico 4

► Incidencia de la pobreza y de la pobreza extrema por año, %”



Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPALSTAT.



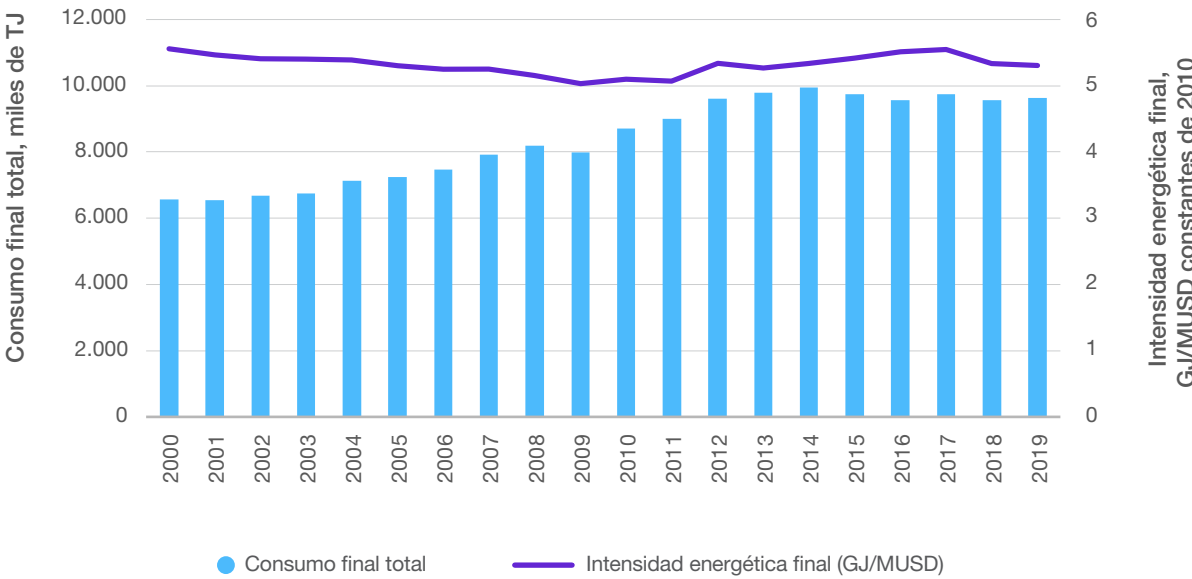
Indicadores socioeconómico-energéticos

Intensidad energética de la economía

La intensidad energética final² se vio levemente reducida en el período entre 2000 y 2019 (4,2% acumulado) mientras que el consumo final total creció a un ritmo del 2,4% promedio anual.

Gráfico 5

► Consumo final total versus intensidad energética final, 10³ TJ y GJ/MUSD constantes de 2010



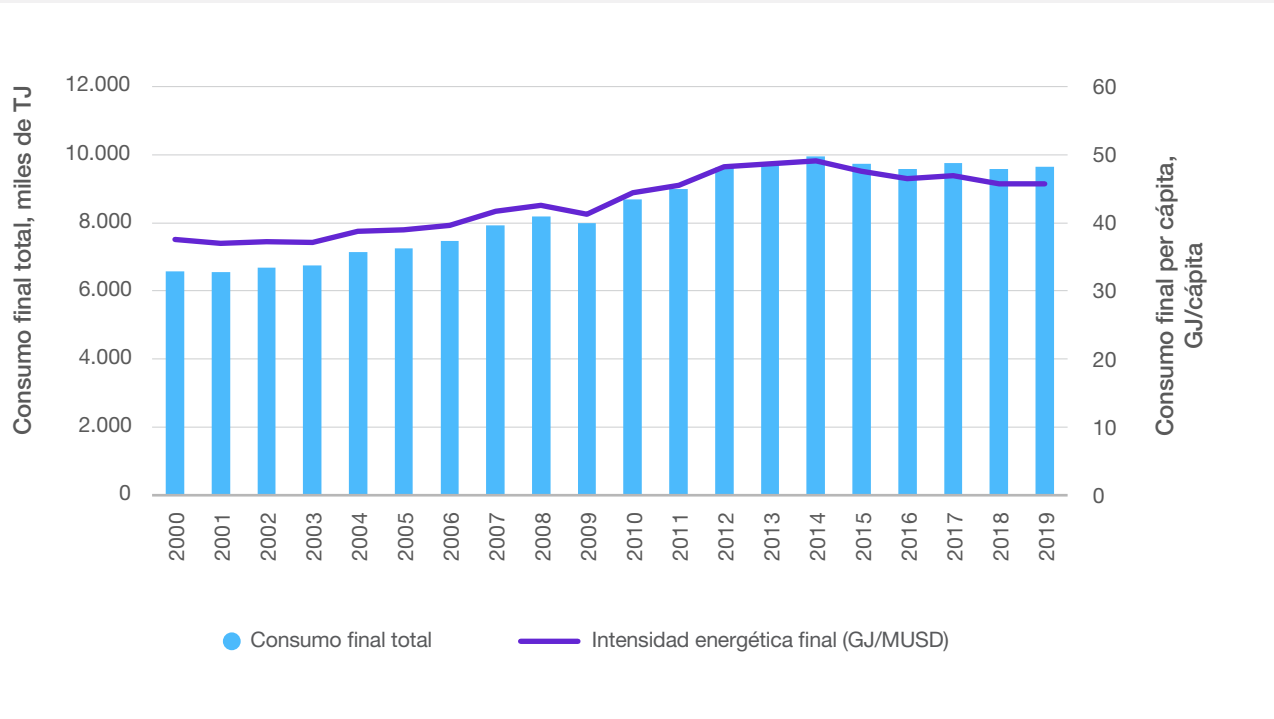
Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE³.

² Se define como la relación entre el consumo final de energía y el PIB en USD constantes de 2010.
³ Datos de intensidades energéticas calculadas internamente en el sistema, con datos del PIB del Banco Mundial y de consumos de energía de los balances energéticos nacionales.

Consumo per cápita

El crecimiento del consumo final de energía per cápita fue menor que el del consumo final total en el período entre 2000 y 2019 (2,4 % vs. 1,1 %) y se ralentiza desde el año 2014.

Gráfico 6 ▶ Consumo final total versus consumo final per cápita, 10³ TJ y GJ per cápita



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.



Precios locales

Los siguientes precios al consumidor final corresponden a Brasil. Tanto para la electricidad como para el gas natural y otros combustibles, estos precios se encuentran cerca del promedio de la región, a excepción del fueloil que, al igual que en Perú, muestra precios altos en comparación con el resto de la región.

Tabla 2 ▶ Precios de los principales energéticos de Brasil, corte 2018

Energético	IVA %	Impuestos especiales ⁴	Precio
Electricidad (residencial)	-	Sí	187,0 USD/MWh
Electricidad (comercial)	-	Sí	169,1 USD/MWh
Electricidad (industrial)	-	Sí	161,5 USD/MWh
GLP (residencial)	-	Sí	1,32 USD/kg
Gasolina regular	21 %	-	1,14 USD/l
Diésel	21 %	-	0,90 USD/l
Fueloil	-	Sí	0,66 USD/l

Fuente: OLADE - <https://www.olade.org/publicaciones/precios-de-la-energia-en-america-latina-y-el-caribe-informe-anual-abril-2021/>

⁴ El impuesto especial con mayor peso es el Impuesto a la Circulación de Mercancías y a las Prestaciones de Servicios de Transporte Interestatal e Intermunicipal de Comunicación (ICMS) que, dependiendo del producto transportado y el estado considerado, puede llegar a 25 %. Los demás impuestos especiales que se aplican a los energéticos suman menos del 5 % del valor.



Aspectos energéticos

Reservas y oferta total de combustibles (producción, importación y exportación)

Brasil dispone de recursos energéticos significativos, en particular, de petróleo, uranio e hidroelectricidad. La energía hidroeléctrica representa una parte significativa de la producción de electricidad. A fines de 2021, Brasil fue el segundo país del mundo en términos de capacidad hidroeléctrica instalada. Dispone también de un gran potencial eólico y solar.

En cuanto a su recurso solar, según la plataforma Global Solar Atlas, Brasil presenta un valor de 1.694 kWh/kWp para el 10 % de las áreas con mayor producción fotovoltaica y un promedio de 1.606 kWh/kWp. A modo de referencia, el recurso mundial para el 10 % de las áreas con mayor irradiación se establece en 1.736 kWh/kWp y el recurso mundial promedio se establece en 1.576 kWh/kWp. La mayor concentración del recurso solar se encuentra en las regiones centro y nordeste del país.

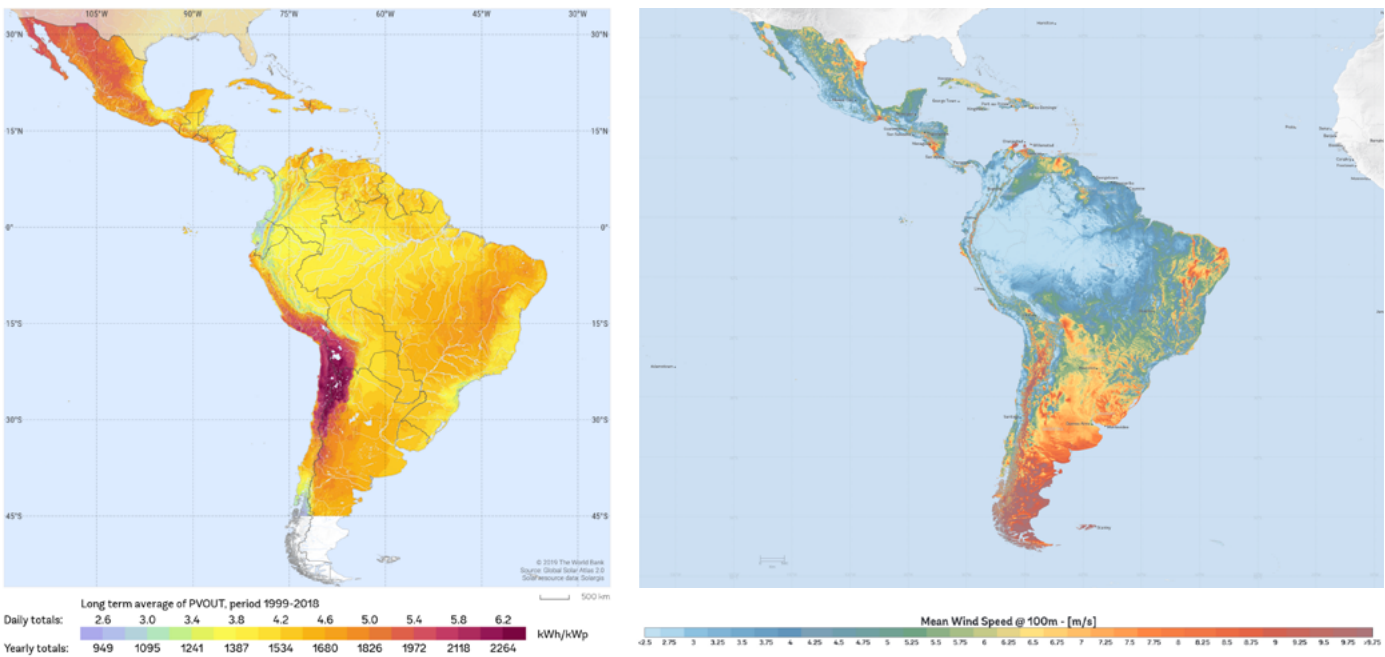
Por otro lado, según el Atlas Eólico Mundial, el recurso eólico de Brasil para el 10 % de las áreas con más viento es igual o superior a 326 W/m², donde la velocidad media del viento a 100 metros es igual o superior a 7 m/s. La Asociación Brasileña de Energía Eólica (ABEEólica) estimó el potencial bruto del recurso eólico terrestre de Brasil en unos 500 GW, con un factor de planta promedio superior al 40 %, pudiendo alcanzar valores cercanos al 60 % y al 70 % en la región nordeste del país. Adicionalmente, la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que, para las áreas con velocidades de viento superiores a 7 m/s a 100 m de altura, existe un potencial de 697 GW adicionales en recursos *offshore* en localizaciones con profundidades de hasta 50 m⁵.

5 EPE, *Roadmap Eólica Offshore Brasil*, 30 de abril de 2020 (<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-eolica-offshore-brasil>)

El gráfico 7 ilustra los recursos solares y de viento en América Latina y el Caribe.

Gráfico 7

► Recurso solar potencial (kWh/kWp) y velocidad media del viento a 100 m (m/s)



Fuente: Global Solar Atlas (Banco Mundial)⁶ y Atlas Eólico Mundial (Banco Mundial)⁷.

La capacidad de refinación de Brasil permite que supla la mayor parte de su consumo interno. Brasil también es considerado líder internacional en materia de biocombustibles y es el segundo mayor productor de etanol del mundo.

6 Global Solar Atlas, Grupo del Banco Mundial, <https://globalsolaratlas.info/download/latin-america-and-caribbean>
7 *ws_LAC.pdf*

Tabla 3 ▶ Reservas de combustibles, potencial hidroeléctrico e infraestructuras, 2019, Brasil

Reservas				Potenciales	Capacidad instalada	
Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Uranio	Hidroenergía	Refinación	Generación eléctrica
						
12.714	364	6.596	12.652	260,1	2.411	172,3
Mbbl	Gm³	Mt	10^6 bep	GW	kbbbl/día	GW

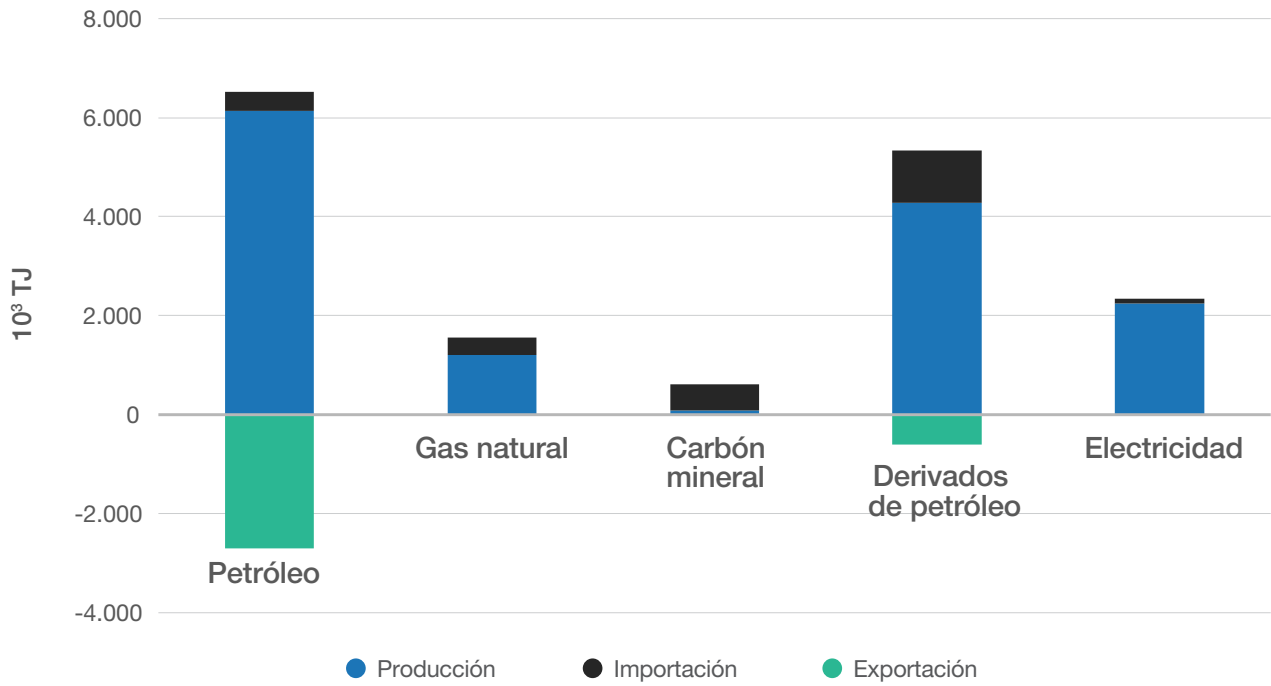
Fuente: sieLAC, OLADE.

Tabla 4 ▶ Recursos eólico y solar, Brasil

Recursos		
Eólico (10% de las áreas con más viento)	Solar (promedio)	Solar (10% mayor producción)
		
7,02	1.606	1.694
m/s	kWh/kWp	kWh/kWp

Fuente: Elaboración propia con base en PV Magazine - Latinoamérica, ABEEólica y EPE.

Gráfico 8 ▶ Producción, importación y exportación por principales fuentes, 2019, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Brasil es el primer productor de petróleo de América Latina (9.º productor del mundo en 2021). Exporta un poco menos de la mitad de su producción de petróleo. Consume localmente su producción de gas natural e importa el volumen faltante para abastecer su demanda. Las importaciones provienen de Bolivia y Argentina o de países más alejados (gas natural licuado [GNL]). Brasil tiene reservas de carbón, pero es mayormente importador de carbón. Por otro lado, tiene la sexta mayor reserva de uranio del mundo.

A nivel eléctrico, la mayoría de los intercambios con los países vecinos que cuentan con infraestructuras eléctricas (Argentina, Bolivia, Paraguay, Uruguay y Venezuela⁸) son —en general— intercambios de oportunidad⁹, dependiendo de los excedentes y faltantes que se presenten en cada país y sus precios. Los volúmenes de intercambio mediante líneas de transmisión de electricidad son pequeños en comparación con el tamaño del sistema de generación brasileño. En cambio, existe un intercambio a través de las centrales binacionales¹⁰.

A nivel global, Brasil tiene un balance de importación/exportación de energía cerca del equilibrio. Es levemente exportador neto de energía¹¹.

Sus reservas probadas de gas natural y petróleo se mantuvieron estables en los últimos años, mientras que las reservas de carbón disminuyeron entre 2000 y 2010, para luego mantenerse estables.

⁸ En el caso de Venezuela, una línea de transmisión de 230 kV con una capacidad de 200 MW conecta la ciudad de Boa Vista (Roraima, Brasil) con la ciudad de Santa Elena (Venezuela). Hasta el momento, Boa Vista no está conectada al sistema interconectado nacional (SIN). Existe un contrato de suministro con montos y precios establecidos.

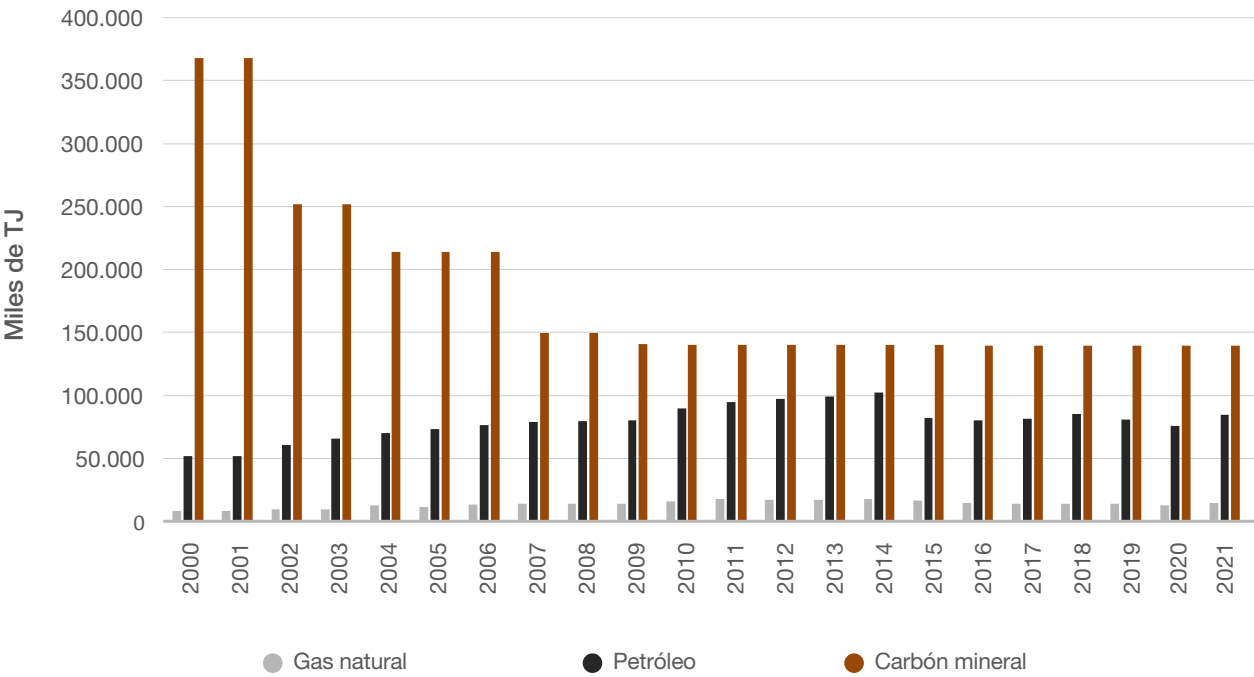
⁹ Con excepción del caso de los intercambios relacionados con la producción de la central hidroeléctrica Itaipú entre Paraguay y Brasil (50 % de la capacidad total de la central) y de los intercambios que corresponden a un contrato donde Brasil realizó la totalidad de la inversión en la central y Paraguay entrega la energía como contraprestación del capital prestado por Brasil.

¹⁰ Hasta 2022, el 50 % de la producción de electricidad de Itaipú que correspondía a Paraguay se despachó al sistema brasileño como parte de pago de la inversión que realizó Brasil. La central produce 5 veces la demanda de energía de Paraguay; por lo tanto, se espera que la energía producida en la central se destine al mercado brasileño, siendo el único intercambio de energía de importancia entre Brasil y alguno de sus vecinos con conexiones eléctricas.

¹¹ Desde 2017, su índice de dependencia externa de la energía (relación entre las importaciones totales de energía menos las exportaciones totales divididas por la oferta total de energía) es negativo y se acercó a -6 % en 2019.

Gráfico 9

► Evolución de las reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón, 10³ TJ



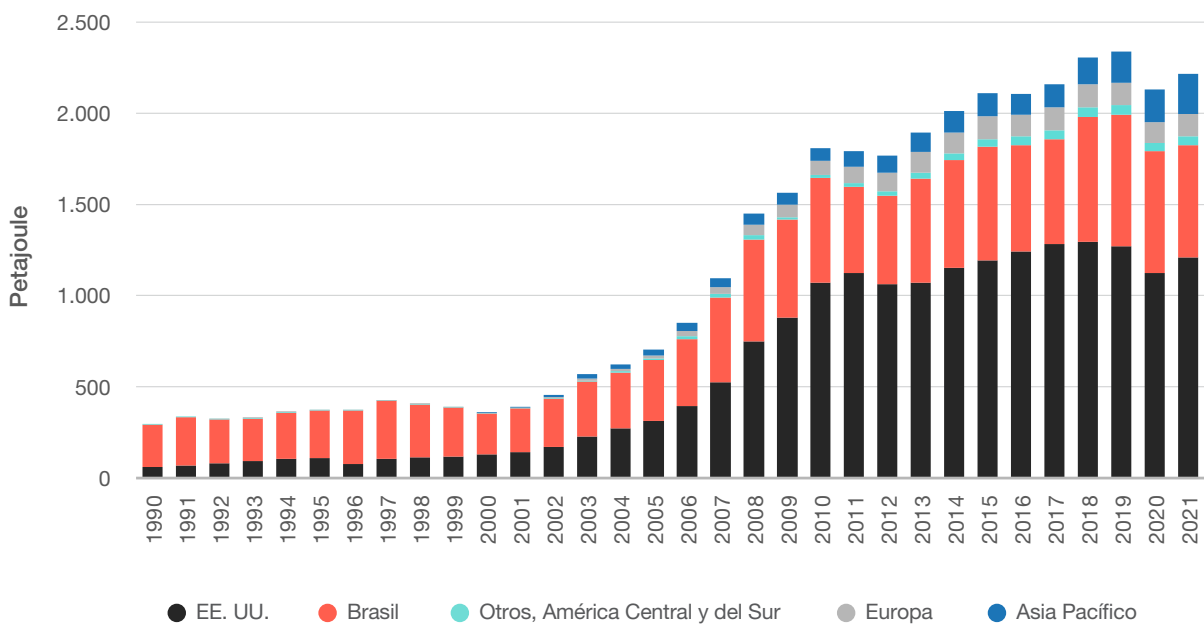
Fuente: sieLAC, OLADE.

Brasil es un productor mundial de biocombustibles, especialmente, bioetanol. Es el segundo productor mundial después de Estados Unidos, que lo produce a partir de maíz, mientras que Brasil lo hace a partir de caña de azúcar.

El desarrollo del bioetanol a gran escala fue un esfuerzo de desarrollo conjunto y de largo plazo de la industria azucarera o sucroalcoholera y la industria automotriz. Esta industria desarrolló un motor de ciclo Otto especialmente adaptado (motor Flex) para el uso de gasolina de origen hidrocarbúrfero mezclada con proporciones adicionales de alcohol anhidro o hidratado hasta completar el 100 %, o de 100 % alcohol hidratado sin mezclar con ningún tipo de gasolina. La gasolina de origen hidrocarbúrfero puede contener hasta un 25 % de etanol anhidro.

Gráfico 10

► Brasil, segundo productor mundial de bioetanol combustible



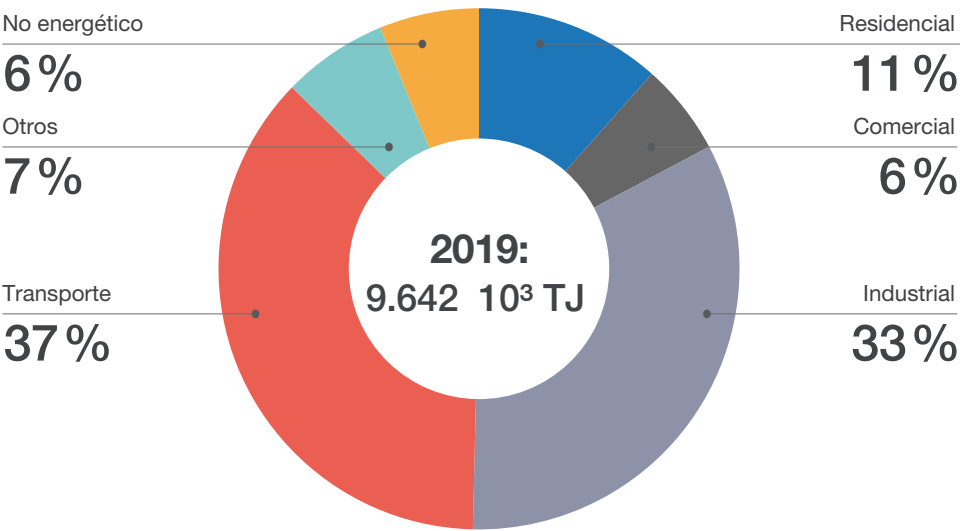
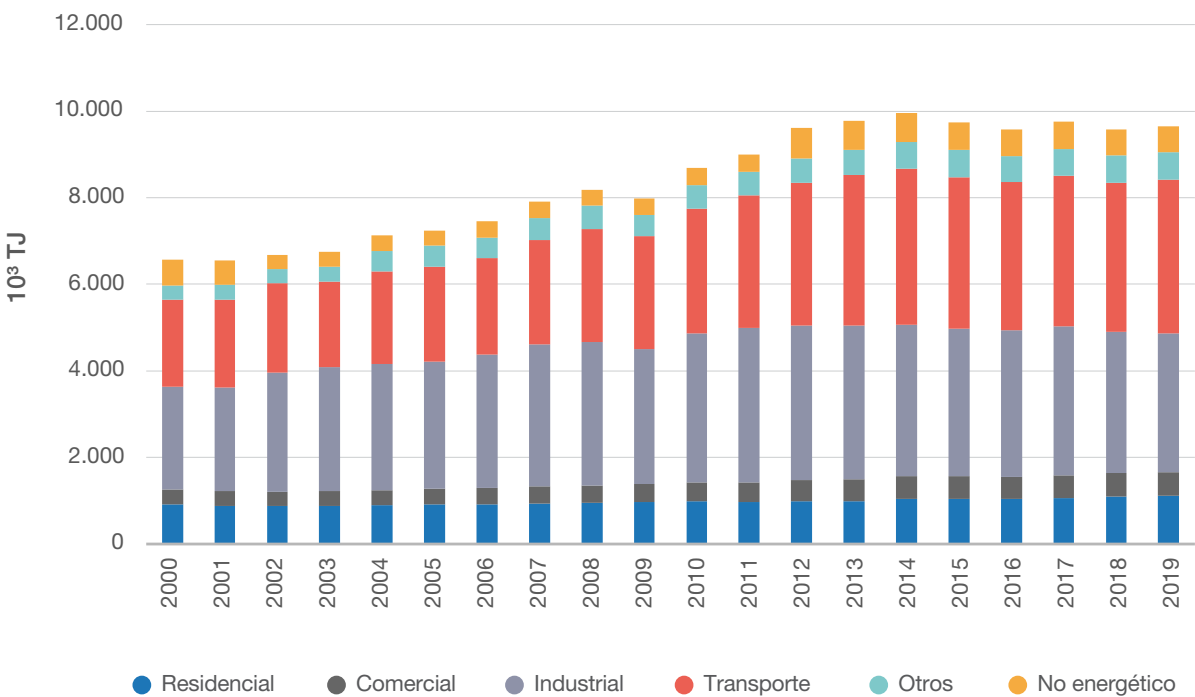
Fuente: Elaboración propia con base en datos del BP Statistical Review of World Energy 2022 y OPEC Annual Statistical Bulletin 2022.

Consumo final por fuentes y sectores

El transporte fue el sector con mayor consumo en 2019 y su peso relativo aumentó en los últimos 20 años de 31 % a 37 %. El sector industrial representa cerca de un tercio del consumo final; su peso relativo disminuyó levemente del 36 % al 33 %. La demanda residencial tiene un peso mucho menor en el consumo final total.

Gráfico 11

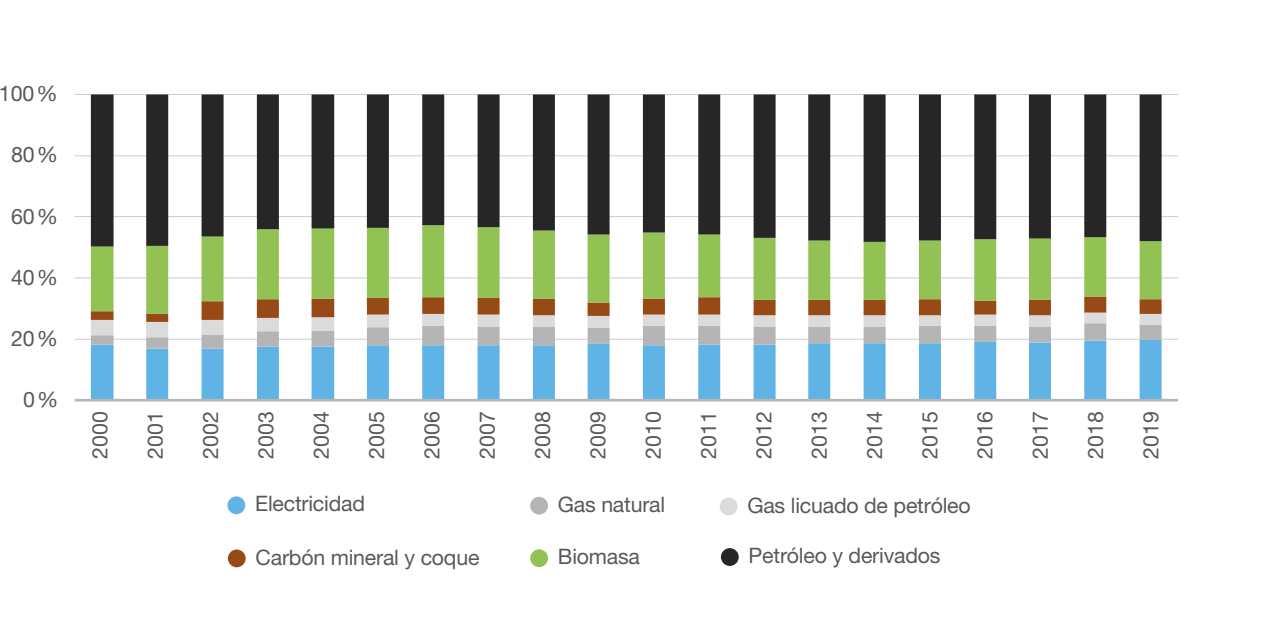
► Consumo final por sectores, 10³ TJ y %



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Por fuente, el peso relativo de cada fuente permaneció bastante estable en el período entre 2000 y 2019. El petróleo y sus derivados corresponden a cerca de la mitad del consumo final total. La biomasa¹² desempeña un papel más significativo en comparación con otros países de la región, mientras que el gas desempeña un papel menor.

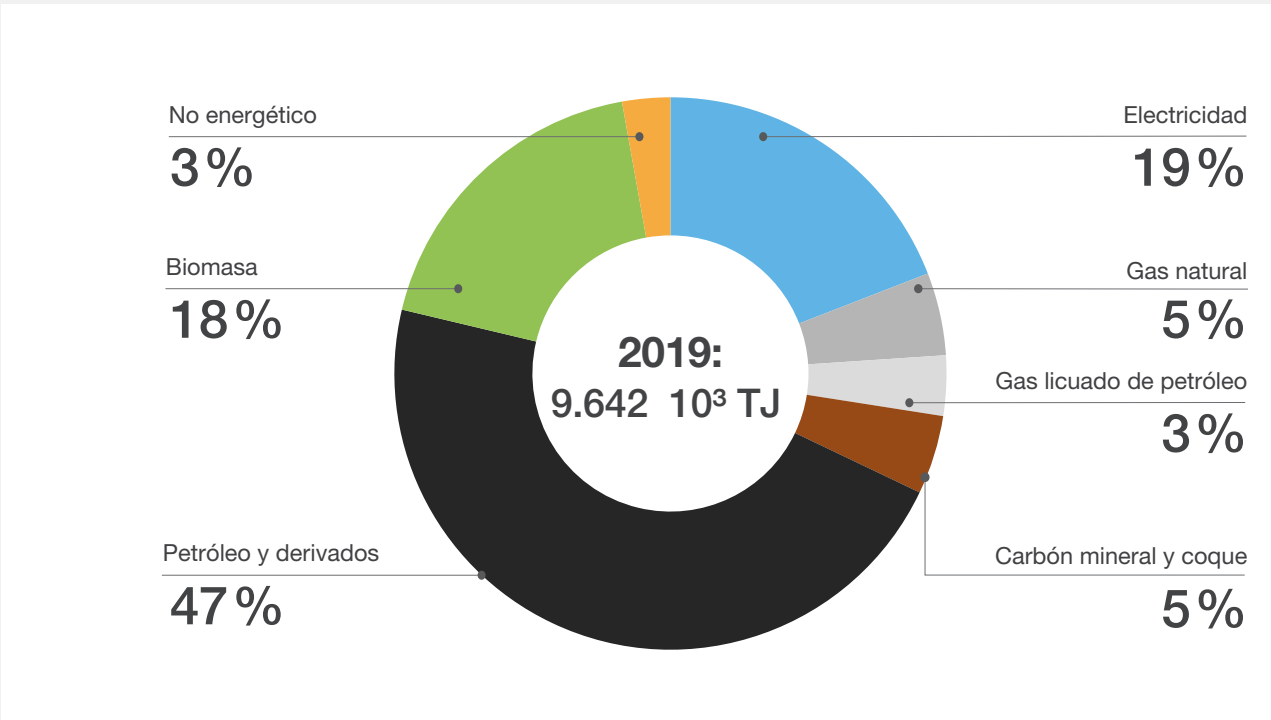
Gráfico 12 A ► Consumo final por fuentes, 10³ TJ y %



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE. La categoría “no energético” no esta incluida en la evolución histórica. La categoría “Petróleo y derivados” incluye gasolina/alcohol.

12 A diferencia de otros países de la región, en Brasil, existen varias industrias generadoras de biomasa para uso energético, como la industria forestal y la industria azucarera.

Gráfico 12 B ► Consumo final por fuentes, 10³ TJ y %



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.



Perfil climático

Escenarios de cambio climático y riesgos para el sector energía

Brasil se caracteriza por un clima mayormente tropical (o subtropical en el sureste) y un gran potencial hidrográfico (que mayormente se usa para producción de electricidad, transporte y riego).

Las centrales hidroeléctricas están distribuidas en numerosas cuencas hidrográficas en diferentes regiones del país. Algunos de los principales ríos de Brasil incluyen el Amazonas, el segundo río más largo del mundo y el más grande en términos de volumen de agua; el Paraná y su principal afluente, el Iguazú, que incluye las Cataratas del Iguazú; el Negro; São Francisco, y los ríos Xingu, Madeira y Tapajós. La producción hidroeléctrica tiene cierta inercia en Brasil debido a la presencia de grandes embalses cuya optimización es plurianual en algunos pocos casos¹³. Sin embargo, en Brasil, la capacidad de regulación hidroeléctrica global es menor (en proporción) a décadas anteriores debido a la entrada en servicio de grandes centrales de pasada y de una cantidad más limitada de centrales hidroeléctricas con embalses¹⁴.

El índice de riesgo climático global (IRC)¹⁵ indica el nivel de exposición y la vulnerabilidad a los fenómenos climáticos extremos. En el período comprendido entre 2000 y 2019, Brasil ocupó el lugar 81 de 180 países (la posición 1 es la posición de mayor exposición y vulnerabilidad).

De acuerdo con el estudio *Índice de Vulnerabilidade a Desastres Naturais de Seca no Contexto da Mudança do Clima*^{16,17}:

¹³ El mayor embalse en términos de volumen útil es el de Serra da Mesa (alrededor de 43.250 hm³).

¹⁴ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544214011888>

¹⁵ El IRC está compuesto por cuatro indicadores: número de muertes; número de muertes por cada 100.000 habitantes; suma de las pérdidas en USD en paridad de poder adquisitivo, y pérdidas por unidad de PIB. El *ranking* final considera estos indicadores con diferentes pesos y en un período de 20 años. <https://www.germanwatch.org/en/19777>

¹⁶ <https://www.wwf.org.br/?59423/IVDNS-ndice-de-Vulnerabilidade-a-Desastres-Naturais-de-Seca-no-Contexto-da-Mudana-do-Clima>

¹⁷ <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>

[...] en una subcuenca del río Amazonas (uno de los puntos críticos de producción hidroeléctrica en Brasil), se prevé que el potencial hidroeléctrico de la estación seca disminuya entre -7,4 % y -5,4 % con respecto a las condiciones de referencia históricas según el escenario RCP4.5 (Arias et al., 2020). En la cuenca de São Francisco de Brasil, se prevé que la producción hidroeléctrica se reduzca entre un -15 % y un -20 % para 2100, según el escenario IPCC A1B (Jong et al., 2018), lo que afectará la producción hidroeléctrica.

Por otro lado, para el sector energético, los otros riesgos potenciales asociados al cambio climático incluyen un aumento de la demanda de energía para climatización, una reducción eventual de la producción solar y eólica en algunas regiones del país, una disminución de la producción de cultivos utilizados en la producción de biocombustibles y riesgos eventuales para la infraestructura energética relacionados con eventos climáticos extremos (tormentas, inundaciones, etc.), entre otros.

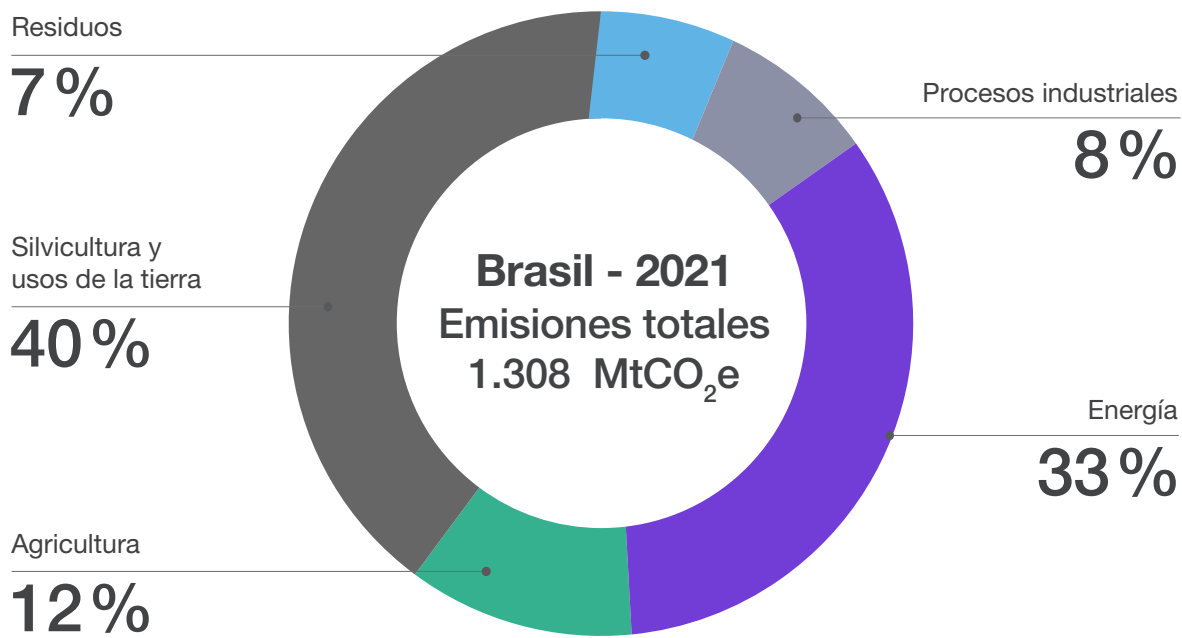
Debido al perfil climático del país y, según el escenario climático, puede ser necesario desarrollar más proyectos de generación de energías renovables para compensar las reducciones de producción hidroeléctrica, solar o eólica estimadas y garantizar el cumplimiento futuro de los compromisos nacionales en cuanto a reducción de emisiones.

Contribución GEI año base

Según el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), las emisiones totales netas de 2021 fueron de 1.308 MtCO₂e, de las cuales el 33 % correspondió al sector energía (es decir, emisiones provenientes de la quema de combustibles y emisiones fugitivas), el 40 % a silvicultura y otros usos de la tierra (representativo de la deforestación, entre otras cosas) y el 12 %, al sector agropecuario.

Gráfico 13

► Emisiones totales netas, MtCO₂e y %

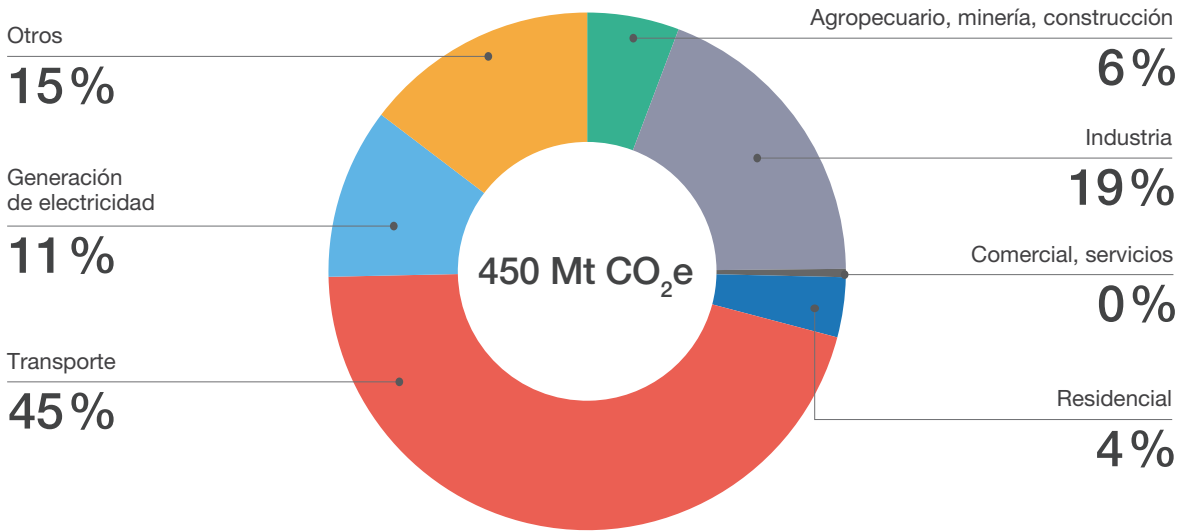


Fuente: Elaboración propia con base en el Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG, 2021).

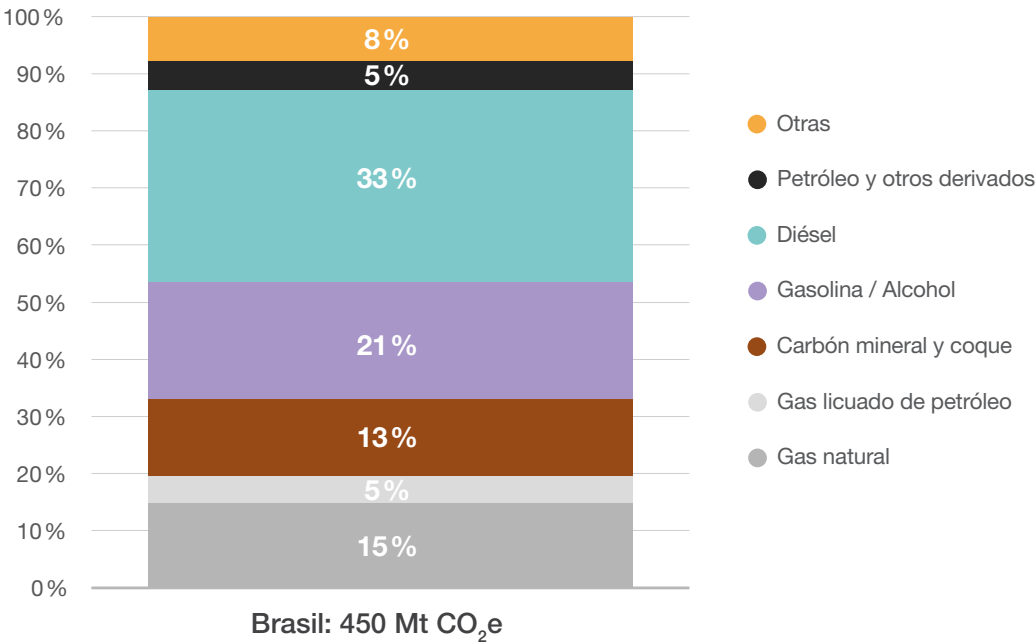
Al observar específicamente el sector energía (emisiones resultantes de la quema de combustibles y emisiones fugitivas), es posible analizar las emisiones por sector y por fuente. Los datos del gráfico 14 provienen de una estimación de emisiones de CO₂ realizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (sieLAC).

Gráfico 14

► Emisiones estimadas del sector energético, por sector y por fuente, MtCO₂e, 2019



Emisiones por fuente



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

El sector transporte comprende cerca de la mitad de las emisiones de origen energético. El diésel y la gasolina son los principales combustibles que el sector consume. En segunda posición, la industria explica el 19 % de las emisiones del sector, principalmente por la quema de carbón mineral y derivados de petróleo. Las emisiones del sector de generación de electricidad son limitadas por su composición.

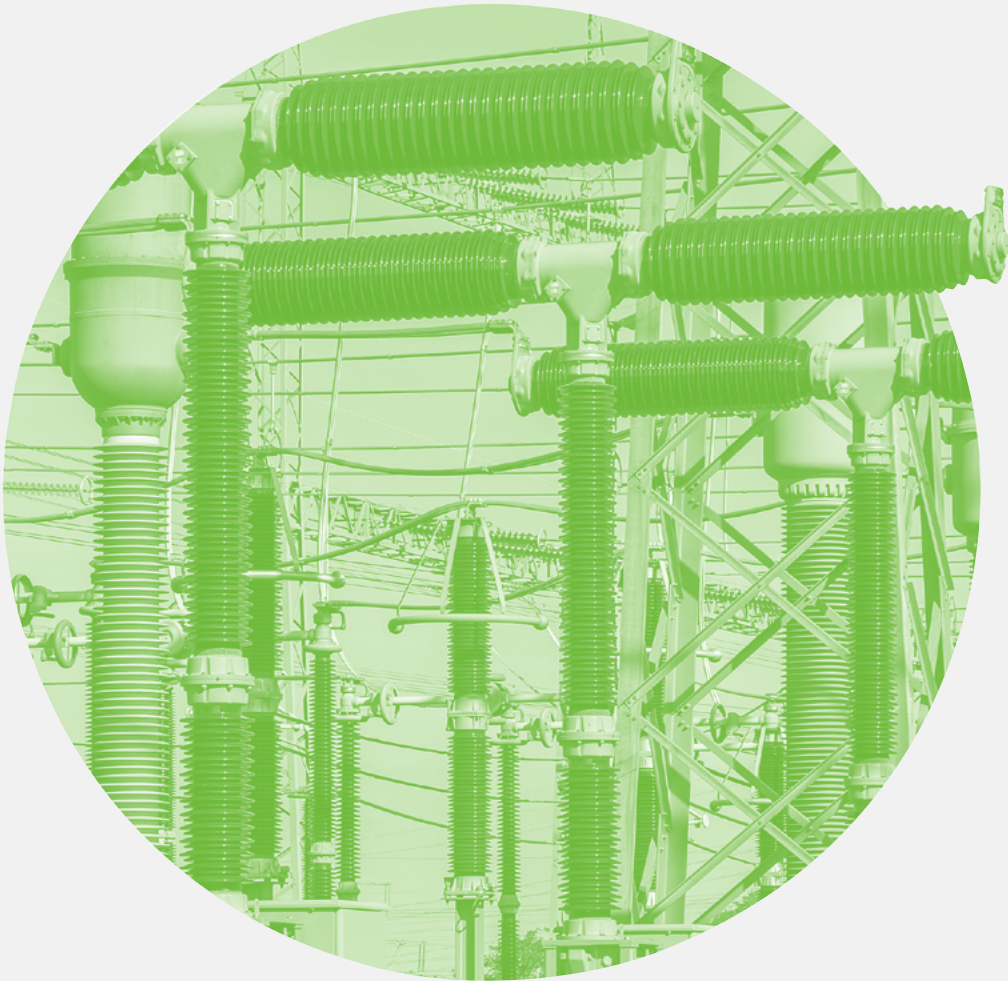
Compromisos nacionales (NDC y Acuerdo de París)

Con respecto a los compromisos de reducción de emisiones de CO₂, se destacan los siguientes elementos:

- Brasil presentó una segunda actualización de las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés) en 2022; esta actualización mejora los objetivos de emisiones en comparación con los presentados en 2020. No obstante, estas contribuciones no superan las metas originalmente presentadas en 2016. Según las NDC 2022, Brasil se compromete a:
 - reducir la emisión de gases de efectos invernadero en un 37 % en 2025 respecto a 2005 y
 - reducir la emisión de gases de efectos invernadero en un 50 % en 2030 respecto a 2005.
- Plan de Adaptación Nacional. Este plan incluye 55 tipos de políticas, planes y programas gubernamentales para distintos sectores.
- Brasil firmó el Acuerdo de París; por lo tanto, se compromete a “reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar

el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C y esforzarse para limitar este aumento a incluso más, a tan solo el 1,5 °C. En la práctica, se compromete a alcanzar la neutralidad de carbono hacia 2050”.

La Ley 12187 (2009) establece la Política Nacional de Cambio Climático de Brasil, e incluye sus principios, objetivos, directrices e instrumentos. Por otro lado, el Plan de Expansión de Generación Eléctrica contiene las acciones previstas para el cumplimiento de la meta de emisiones del sector energético.



“El sector transporte comprende cerca de la mitad de las emisiones de origen energético. El diésel y la gasolina son los principales combustibles que el sector consume.”

2. Aspectos institucionales, regulatorios y de políticas públicas



Gobierno sectorial

La tabla 5 incluye una lista de las principales instituciones del sector energético.

Tabla 5 ▶ Mapeo de instituciones del sector energético

Institución	Función
Ministerio de Minas y Energía (MME)	Definición de políticas de los sectores petróleo, gas y eléctrico
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Planeamiento de los sectores petróleo, gas y eléctrico
Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)	Expansión del mercado eléctrico, regulación del mercado eléctrico
Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)	Expansión del mercado de combustibles, regulación del petróleo y gas
Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS)	Administrador del mercado eléctrico

Fuente: Elaboración propia.



Principales conceptos regulatorios

La tabla 6 indica la existencia de la regulación de precios y de un mercado competitivo y de libre acceso para cada sector energético y segmento.

Tabla 6

► Principales conceptos regulatorios por sector y segmento

Sector	Segmentos	Regulación de precios	Mercado
Eléctrico	Generación Distribución Transmisión Comercialización	Transmisión Distribución y comercialización minorista	Competitivo en generación y comercialización mayorista Libre acceso en todos los segmentos de la cadena
Gas natural	Exploración y explotación Transporte Distribución Comercialización	Precios referenciales establecidos por la ANP para petróleo y sus derivados en los segmentos de transporte, distribución y comercialización minorista	Competitivo en producción y comercialización mayorista Libre acceso en todos los segmentos de la cadena
Petróleo	Exploración y explotación Transporte Refinación Distribución y comercialización	Precios referenciales establecidos por la ANP para el petróleo y sus derivados	Competitivo con liderazgo de Petrobras Refinación fuertemente dominada por Petrobras
Carbón	Explotación Comercialización		Libre fijación de precios

Fuente: Elaboración propia.



Aspectos de políticas públicas

Políticas de eficiencia energética

Brasil ha trabajado los aspectos de eficiencia energética por más de 40 años. El Programa Brasileño de Etiquetado, creado en 1984, establece la Etiqueta Nacional de Conservación de Energía (ENCE), de carácter voluntario u obligatorio. Este programa todavía vigente tiene como objetivo inducir la elección por productos más eficientes. A partir de 2003, el programa de etiquetado se extendió a gasodomésticos (hornos y calentadores de agua).

En 1985, se introdujo el Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (PROCEL) administrado por Eletrobrás, cuyo objetivo es realizar estudios, capacitación y programas de eficiencia energética.

En el transporte, en 1991, se desarrolló el Programa Nacional de Racionalización del Uso de los Derivados del Petróleo y del Gas Natural (CONPET), cuyo objetivo principal es incentivar el uso de combustibles fósiles.

En el año 2000, se sancionó la Ley 9991/2000 que creó el Programa de Eficiencia Energética (PEE) administrado por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y, en 2001, se sancionó la Ley de Eficiencia Energética (Ley 10295/2001) que establece índices mínimos de eficiencia energética para los equipos comercializados en Brasil y edificios. Esta ley estableció el Comité Gestor de Indicadores de Eficiencia Energética (CGIEE), que está coordinado por el MME y compuesto por representantes de instituciones gubernamentales y de la sociedad.

En 2011, la Ley 10295 dispuso sobre la Política Nacional de Conservación y Uso Racional de Energía.

Todas estas políticas se reflejan en el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PNEE) que indica acciones y directrices específicas destinadas a promover la eficiencia energética. Este programa está en línea con las NDC.

Las principales políticas, medidas y programas de eficiencia energética se describen brevemente en la tabla 7.

Tabla 7

► Eficiencia energética en Brasil

Aspecto	Concepto	Avance del país
Reglamentación de etiquetados	Sector	Construcción, comercio e industria
	Programa	El Programa Brasileño de Etiquetado incluye electrodomésticos, motores y gasodomésticos.
	Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS, por sus siglas en inglés)	Sí, existen leyes que establecen mínimos de eficiencia en motores trifásicos, lámparas fluorescentes y motores en general.
Políticas sectoriales	Sector público	✓
	Transporte	✓
	Residencial	✓
	Comercio e industria	✓
Fondo de eficiencia energética	Tipo	
	Nombre	
	Otros	Recursos financieros específicos para la implementación de políticas de eficiencia energética
Promoción y cambio cultural	Etiquetado	✓
	Programas y talleres de capacitación para el sector público y privado	
	Fomento de programas y campañas de divulgación y demostración	
	Participación social, consultas y acceso a la información del público	✓
	Inclusión de la eficiencia energética en los programas de estudio	
	Premios, distinciones y/o reconocimientos de eficiencia energética	

Fuente: Documento *Leyes de Eficiencia Energética en Latinoamérica y el Caribe*, OLADE.

Políticas de precios, subsidios e incentivos

Subsidios e impuestos sobre los precios de combustibles

Impuestos sobre los combustibles

Los impuestos que se aplican a los combustibles son los que se detallan a continuación.

- a. Contribución para Financiamiento de Seguridad Social (COFINS). La aplicación de este gravamen tiene como finalidad financiar el desarrollo social de Brasil. La alícuota de la COFINS es del 3 % (artículo 8 de la Ley 9718 de 1998).
- b. Contribución para el Programa de Integración Social (PIS) y contribución para el Programa de Formación del Patrimonio del Servidor Público (PASEP, por sus siglas en portugués). La alícuota de contribución para el PIS/PASEP (facturación/ Ingresos Brutos) es de 0,65 % (inciso I, artículo 8 de la Ley 9715 del 25 de noviembre de 1998; Medida provisional [MP] 1807 del 28 de enero de 1999).
- c. Contribución Provisoria sobre el Movimiento Financiero (CPMF). La contribución provisional sobre movimientos o transmisión de valores, crédito y dinero de naturaleza financiera incide en una alícuota de 0,38 % dispuesta por la Ley 9.311 del 24 de noviembre de 1996 y modificada por la Ley 9.539 del 12 de diciembre de 1997 y sus enmiendas.
- d. Impuesto a la Circulación de Mercancías y a las Prestaciones de Servicios de Transporte Interestatal e Intermunicipal de Comunicación (ICMS). Este gravamen corresponde al tipo de impuesto al valor agregado. Es un impuesto que se aplica en Brasil a la circulación de bienes y servicios, incluyendo la importación y exportación de bienes. La tasa del ICMS que se impone a los productos energéticos varía según el combustible considerado y el estado brasileño en el que se encuentre el consumidor final. En el caso de la importación de gasolina, diésel y etanol, se aplica una tasa del 18 % en la mayoría de los estados brasileños. En el caso del consumo local de combustibles, se impone la tasa general del 25 % del ICMS en la mayoría de los estados.

- e. Contribución de Intervención de Dominio Económico (CIDE) sobre los combustibles establecida por la Ley 10336 del 19 de diciembre de 2001. Si bien el impuesto está vigente, su alícuota es actualmente 0%.

Subsidios

No se reportan subsidios para los precios de combustibles en Brasil. Es importante indicar que existen renuncias de recaudación de los impuestos COFINS, PIS y CIDE, lo cual implica reducciones en las alícuotas generales de estos impuestos¹⁸.

Subsidios e impuestos a las tarifas

El mercado mayorista brasileño posee una cuenta de desarrollo energético (CDE)¹⁹ que la ANEEL estima en forma anual y funciona como fuente de una serie de programas de subsidios cruzados explícitos. Mediante esta cuenta, se financia:

- el costo de los combustibles para las zonas aisladas;
- el costo de las tarifas sociales, rurales y de irrigación de los servicios de agua potable;
- el costo de la promoción de la generación distribuida;
- el apoyo a distribuidoras de pequeño porte.

¹⁸ En 2022, existían subsidios para el gas licuado de petróleo (GLP) destinados a los segmentos más carentes de la población; también se subvencionó el programa Auxilio Combustível Brasil, que otorga subsidios destinados específicamente a madres solteras y familias de bajos recursos para los servicios de transporte.

¹⁹ <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoieY2Q1YjdlZTEtMzQ2ZS00OTIyLThtODctZDY2NTRhMD-FhMmFjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

Incentivos para las energías renovables

En los últimos años, los proyectos de energías renovables se beneficiaron de diversos incentivos regulatorios para fomentar su desarrollo a través de programas específicos (por ejemplo, Proinfa) o descuentos en tarifas y subastas específicas de energía.

Generación distribuida

Desde el 17 de abril de 2012, cuando se emitió la Resolución Normativa 482/2012 de la ANEEL, los clientes brasileños pueden generar su propia electricidad a partir de fuentes renovables o autogeneración calificada, e incluso vender el excedente a la red de distribución local.

La norma pretende regular la electricidad producida por los consumidores mediante paneles solares, autogeneración u otra forma de suministro de generación por parte de clientes residenciales o comerciales. El reglamento se elaboró como respuesta a algunos clientes que habían empezado a invertir en paneles fotovoltaicos o cogeneración.

Descuentos en tarifas

Los primeros descuentos en las tarifas de transmisión y distribución de energías renovables se definieron en la Ley 9427/1996. En 2015, la Ley 13.203/2015 estableció nuevos objetivos de reducción de tarifas de transmisión y distribución para las instalaciones de energía renovable; estos objetivos se revisaron nuevamente para las plantas de energía solar en 2017.

En 2021, la Ley 14120/2021 definió nuevas reglas para el descuento de la tarifa de uso del sistema de transmisión (TUST). La ley reduce gradualmente el descuento. Este descuento se otorga a los proyectos que obtuvieron la autorización de generación antes de marzo de 2022 e iniciaron operaciones en menos de 48 meses contados desde su otorgamiento.

Además, se creó una nueva categoría de consumidores libres, los consumidores “especiales”. Estos consumidores especiales pueden comprar energía en el mercado libre si esta energía se produce a partir de pequeñas centrales hidroeléctricas (capacidad inferior a 5 MW) o plantas solares, eólicas o de biomasa con una capacidad inferior a 50 MW. Esto crea un mercado dedicado a las energías renovables.

Subastas a largo plazo

Desde 2004, algunas subastas se han dirigido específicamente a las energías renovables, especialmente las subastas de fuentes alternativas (LFA, por sus siglas en portugués), las subastas de energía de reserva (LER, por sus siglas en portugués) y las subastas de generación distribuida.

En 2007, 2010 y 2015, respectivamente, se realizaron tres subastas de fuentes alternativas con el objetivo de desarrollar las fuentes renovables y hacerlas competir entre sí y nueve subastas de energía de reserva.

Las fuentes renovables también demostraron tener éxito en subastas regulares como las subastas de “nuevas energías”, en las que compiten con otras tecnologías. Los precios ofrecidos por los proyectos eólicos y solares son actualmente más competitivos que los de los proyectos hidroeléctricos y térmicos.

Creación de un mercado de carbono

En mayo de 2022, el gobierno federal publicó el Decreto 11075, que establece los procedimientos para la elaboración de los Planes Sectoriales de Mitigación del Cambio Climático y crea el Sistema Nacional de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (SINARE, por sus siglas en portugués). El decreto establece que los Ministerios de Medio Ambiente y Economía desarrollen planes sectoriales de mitigación del cambio climático, que incluyan objetivos de emisión concretos; también establece una hoja de ruta para este proceso.

La Cámara de Diputados de Brasil estudia el proyecto de Ley 412/2022 desde 2022; el proyecto cuenta con media sanción. El objetivo es reglamentar el Sistema Brasileño de Comercio de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (SBCE), que se focaliza en las grandes emisiones e impone un límite máximo de emisiones de 10 mil tCO₂e por año por actividad.

Las empresas que emitan más de 10.000 tCO₂e por año estarán sujetas al control del SBCE. Las empresas con emisiones entre 10.000 tCO₂e por año y 25.000 tCO₂e por año tendrán que presentar un plan de seguimiento de emisiones al órgano de gestión del SBCE y un informe anual sobre emisiones y absorciones de gases. Las actividades con emisiones superiores a 25.000 tCO₂e por año tendrán, además, la obligación de remitir al órgano gestor un informe anual de conciliación periódica de obligaciones.

El proyecto de ley establece que las empresas que excedan el límite de 10.000 tCO₂e por año deben comprar bonos de carbono para compensar sus emisiones. Por otro lado, las empresas que no superen los límites podrán vender bonos en el mercado.

Estos niveles de emisión podrán aumentarse teniendo en cuenta el impacto en la rentabilidad de la regulación y el cumplimiento de los compromisos de Brasil con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

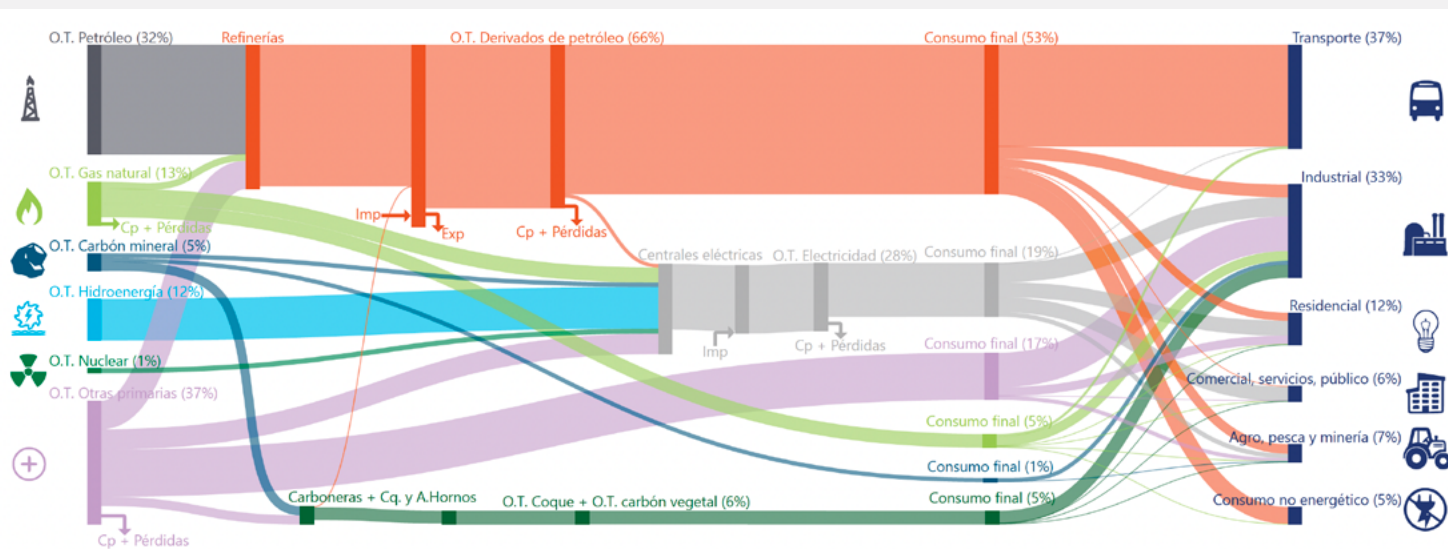
Además, el proyecto de ley establece un mercado para los bonos de carbono y la generación de créditos por reducción de emisiones.

3. Balance energético, 2019 y 2022

El balance energético registra los flujos de energía desde su producción, exportación e importación y transformación hasta los consumos finales en los diferentes sectores socioeconómicos para un período determinado (un año). El gráfico 15 es un diagrama de Sankey) del 2019, considerado como año base para este estudio.

Gráfico 15

► Balance energético, año 2019



Fuente: Panorama energético de América Latina y el Caribe 2020, OLADE, noviembre de 2020.

El balance energético permite ver algunas de las principales características del sector energético brasileño de forma sintética:

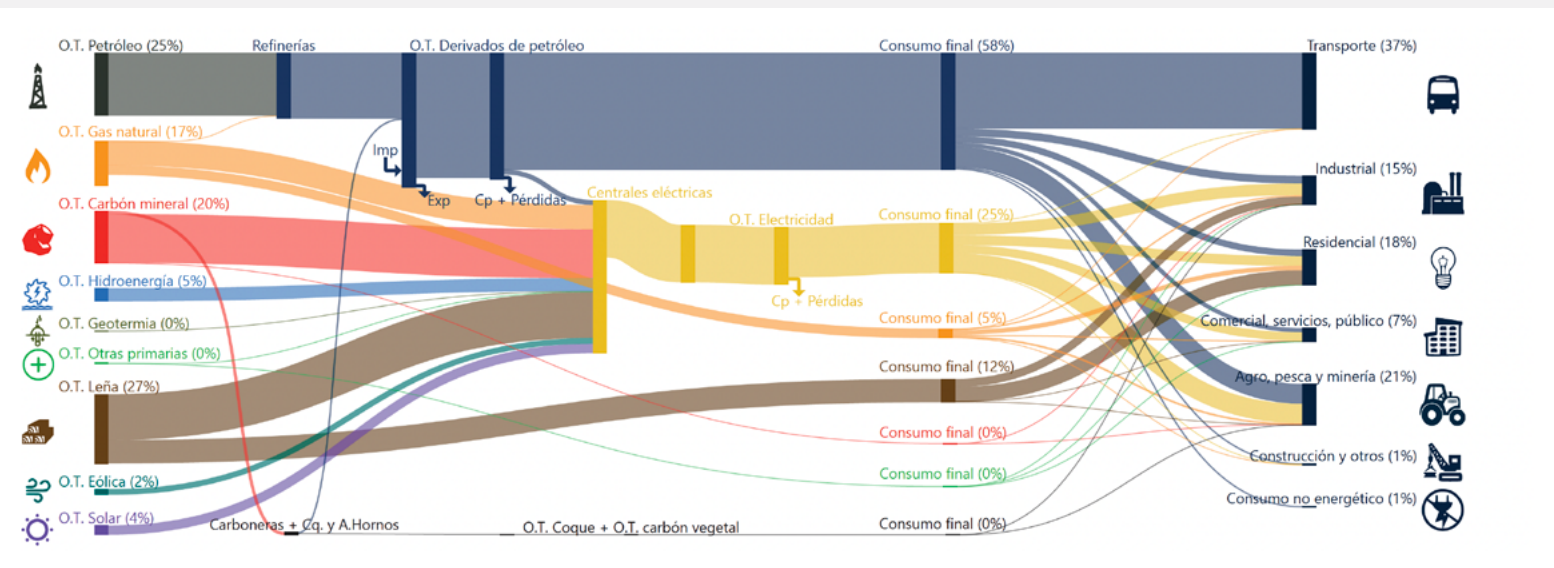
- la matriz energética brasileña es mucho más renovable que la global (49 % contra 19 %) debido al papel preponderante de la biomasa (derivados de la caña de azúcar), de la energía hidráulica y otras energías renovables;
- el carbón mineral y la energía nuclear desempeñan un papel menor en la oferta energética primaria (Brasil es uno de los pocos países de la región que tiene centrales nucleares);
- una proporción significativa de producción hidroeléctrica sobre el total eléctrico;
- el papel de la electricidad en el consumo final es todavía limitado (19 %);
- los sectores de mayor consumo final (transporte con 37 % e industria con 33 %, muy por encima de los demás sectores).

Se presenta también el último balance energético disponible (año 2022), que muestra algunas diferencias leves con el balance energético del año 2019:

- un mayor peso del petróleo (36 %) y un menor peso del gas (10 %) en términos de oferta energética primaria, y
- un mayor peso del sector transporte (39 %) y un menor peso del sector industrial (30 %) en términos de consumo final.

Gráfico 16

► Balance energético, año 2022



Fuente: Panorama energético de América Latina y el Caribe 2020, OLADE, diciembre de 2023.

4. Evolución de la demanda energética por sector y fuentes

El balance energético nacional permite visualizar la dinámica del sector a lo largo del tiempo mediante el análisis de series temporales de las principales variables que integran la matriz energética del país y la comparación de estructuras e indicadores en distintos años en un período histórico.

Los próximos párrafos incluyen, además de la demanda energética por fuente, datos adicionales necesarios para la caracterización de esta demanda, tales como la repartición de la demanda por usos (balance de energía útil), la descripción del parque de vehículos, la intensidad energética sectorial, etc.



Sector residencial

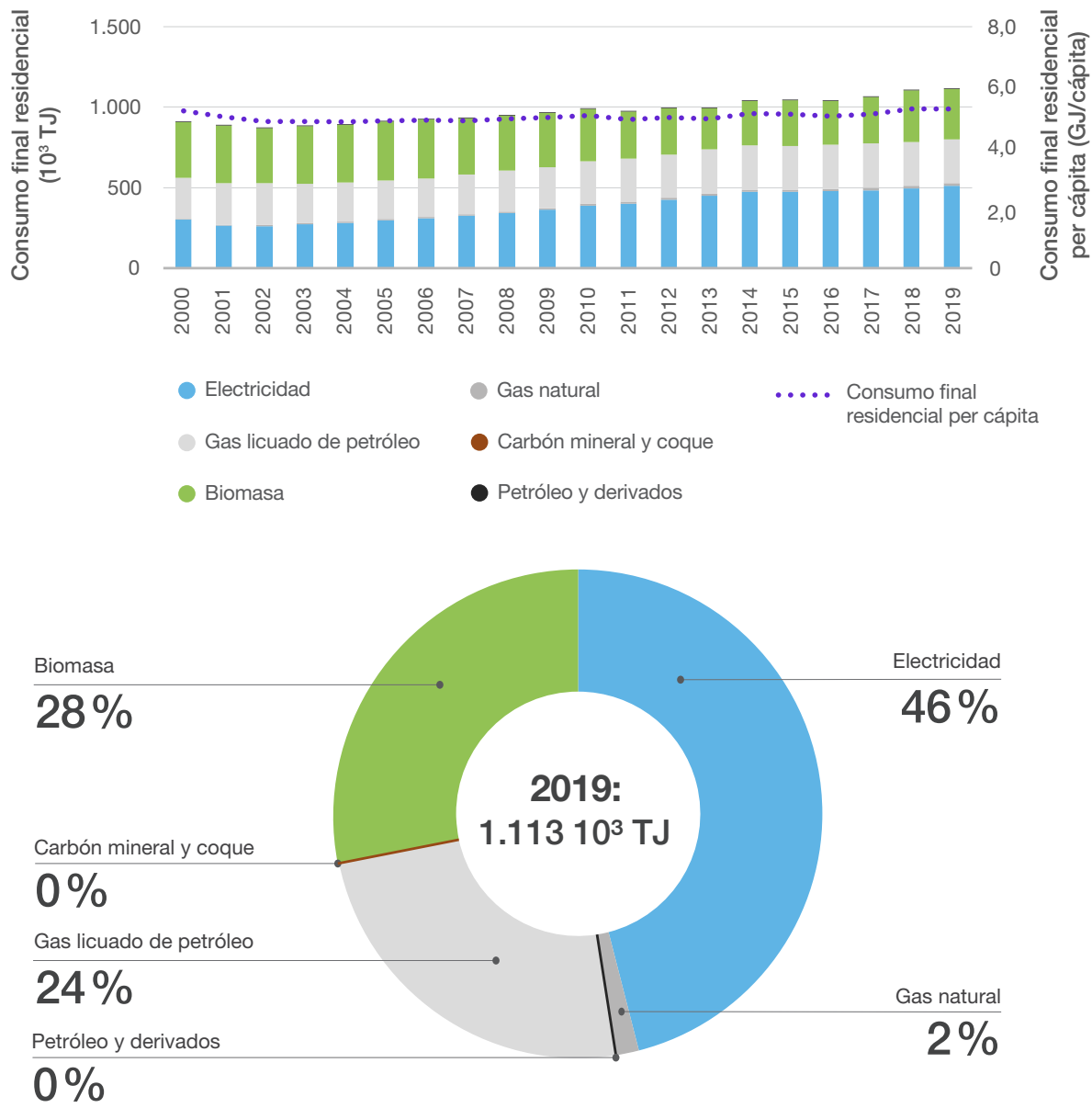
El consumo final residencial aumentó levemente en los últimos 20 años (de 909 10³ TJ en 2000 a 1.113 10³ TJ en 2019). Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- un aumento marcado del consumo final de electricidad, que pasó de 33% a 46% en el período de estudio. Un aumento interesante, aunque todavía marginal del consumo de gas natural, que cuadruplicó su participación en el consumo de energía final (de 0,5% en 2000 a 2% en 2019); sin embargo, alcanzó apenas los 17 10³ TJ en 2019;
- por otra parte, disminuyó la participación tanto de la biomasa como de los derivados del petróleo en el sector.



Gráfico 17

► Sector residencial: evolución del consumo final por fuentes (10³ TJ) y consumo final residencial per cápita (GJ per cápita)

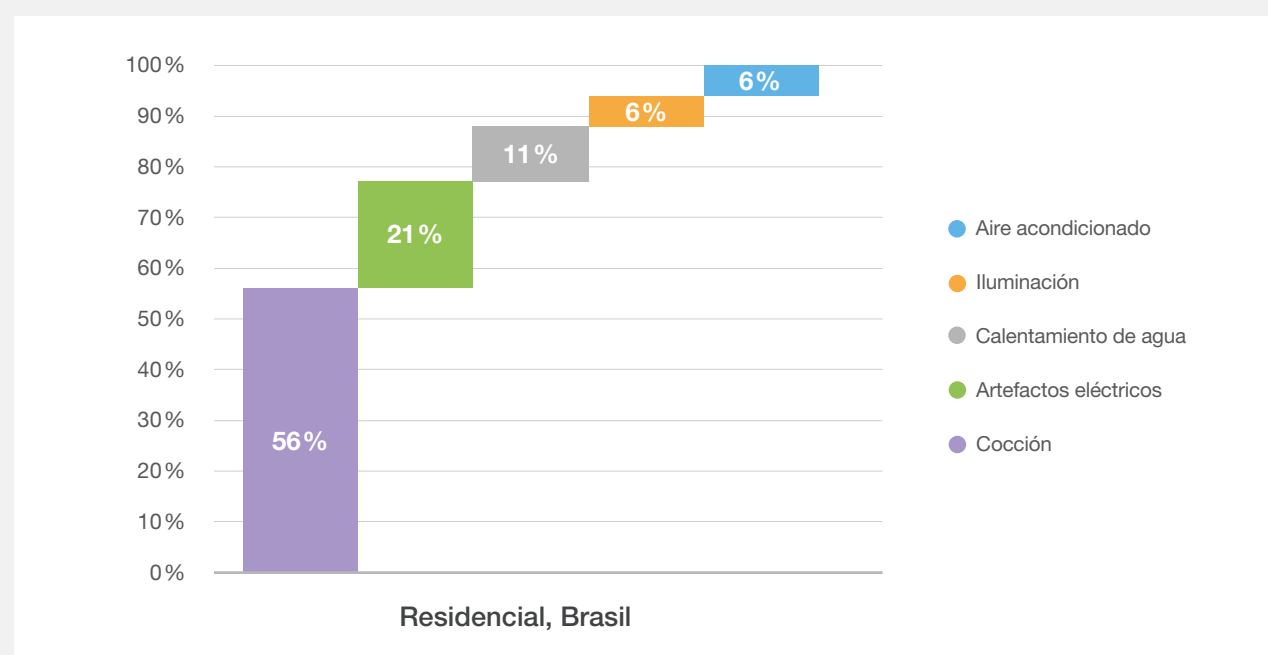


Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

En términos de consumo de energía por usos finales, 68 % del total corresponde a calor directo (es decir, cocción o calefacción, mayormente). Los usos reservados a la electricidad son limitados (iluminación, refrigeración y electrónicos).

Gráfico 18

► Sector residencial: consumo de energía por usos finales, 2018



Fuente: (EPE, 2019).

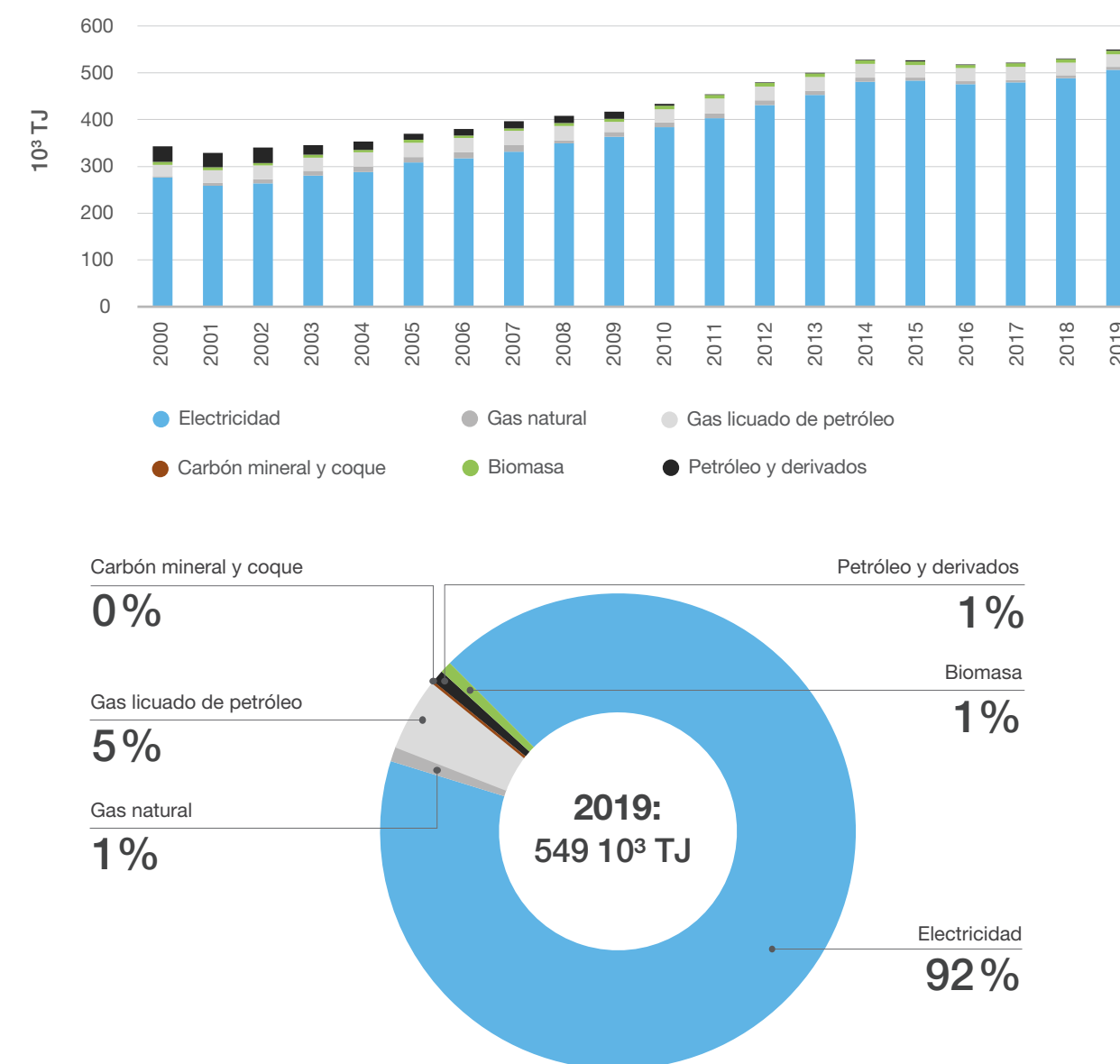


Sector comercial, servicios y público

El consumo final del sector comercial, servicios y público aumentó en los últimos 20 años (2,5% promedio anual). Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- alta participación de la electricidad en el consumo total (92% en 2019) y
- suministro, principalmente de GLP, gas natural y biomasa para cubrir el resto de la demanda.

Gráfico 19

► Sector comercial y público: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ

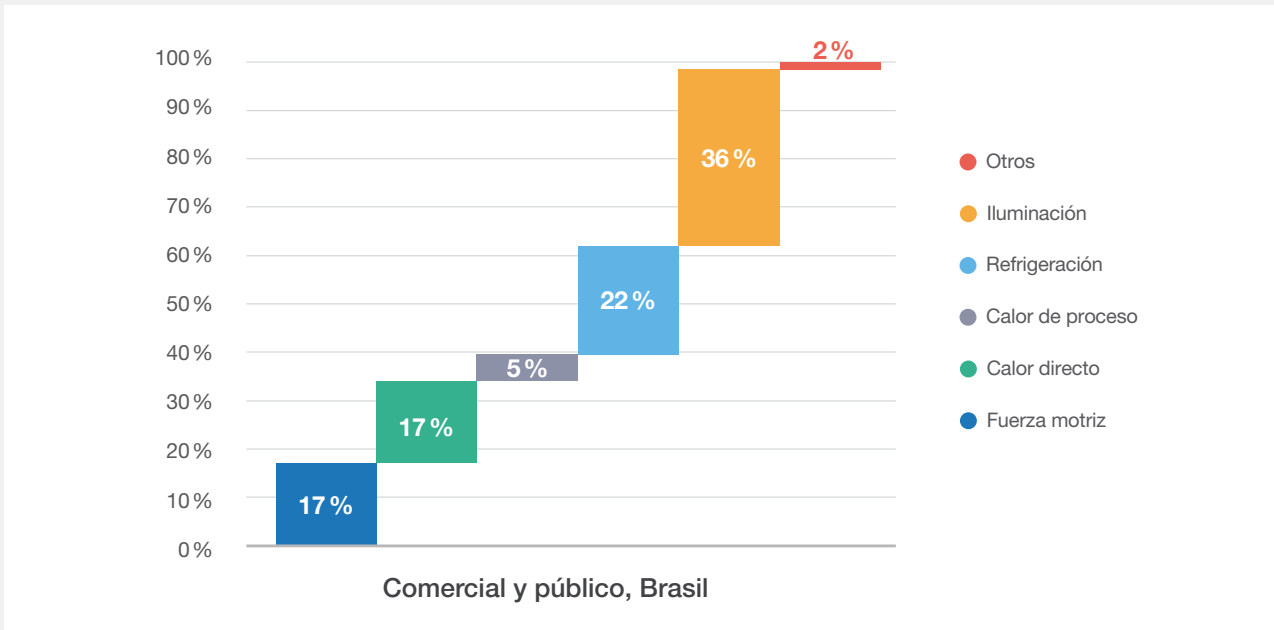
Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

En términos de consumo de energía por usos finales, los usos para refrigeración, iluminación y fuerza motriz, que cuentan con un gran porcentaje de su demanda

energética en forma de electricidad, son los de mayor consumo. La repartición por usos finales es muy distinta a la del sector residencial.

Gráfico 20

► Sector comercial y público: consumo de energía por usos finales, 2004



Fuente: Elaboración propia con base en datos del balance de energía útil, 2004, Secretaría de Energía/Ministerio de Minas y Energía.



Sector industrial

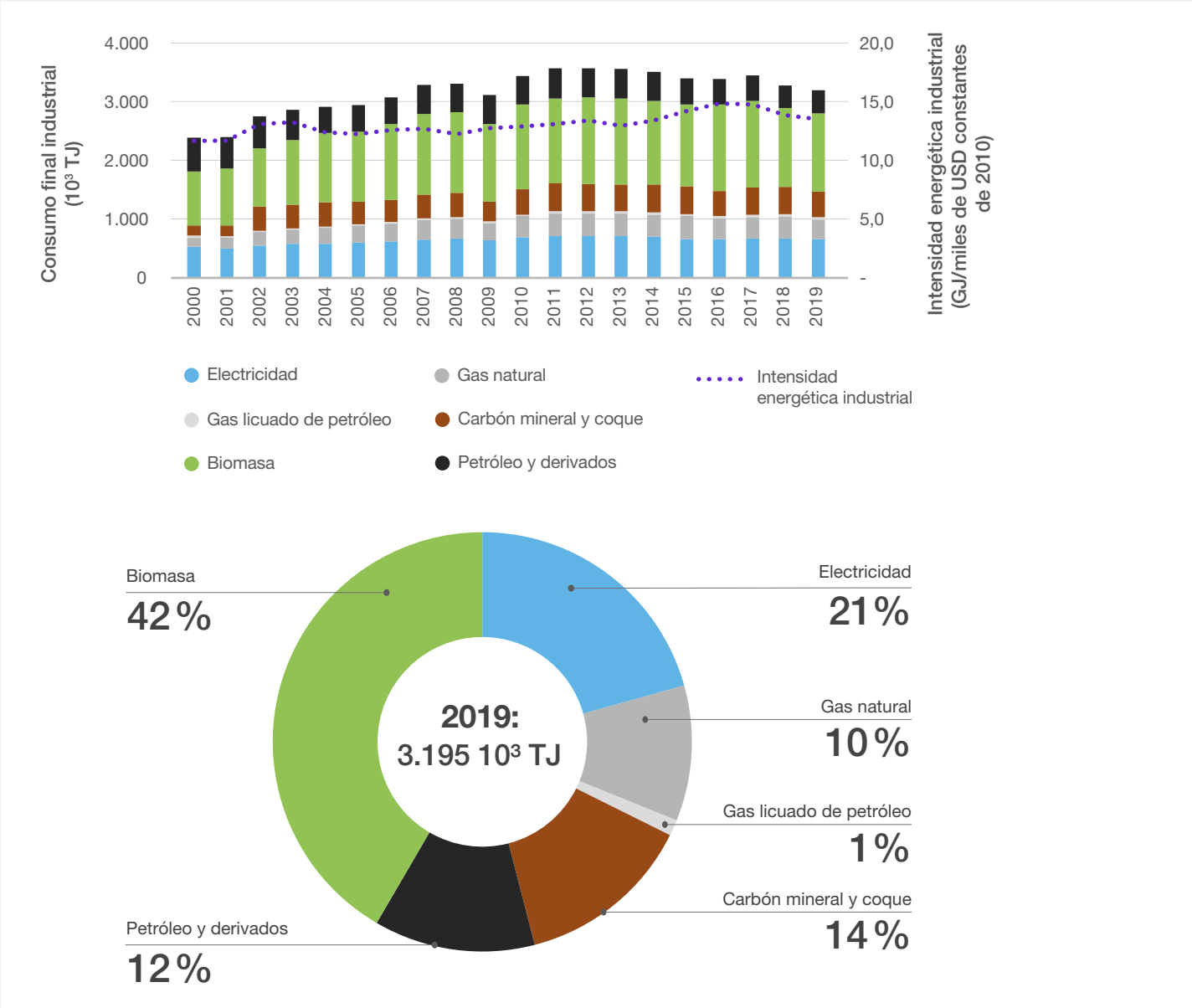
El consumo final industrial aumentó en los últimos 20 años (1,6% promedio anual), pero este crecimiento se ralentizó en los últimos años, incluso llegó a registrar un leve decrecimiento entre 2012 y 2019 en línea con una disminución de la actividad económica del país. Por unidad de PIB, la intensidad energética del sector industrial tendió a aumentar. Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- la biomasa juega un papel fundamental en el abastecimiento de energía final del sector; creció de 917 10³ TJ en 2000 a 1.329 10³ TJ en 2019;
- el consumo de gas natural creció un 86 % y alcanzó el 10 % de participación como fuente de energía final;

- el consumo de carbón mineral y coque creció más de un 100 % de 2001 a 2002 y se mantuvo relativamente constante con posterioridad a esa fecha;
- el uso del petróleo y derivados disminuyó.

Gráfico 21

► Sector industrial: evolución del consumo final por fuentes (10³ TJ) e intensidad energética industrial (GJ/miles de USD constantes de 2010)

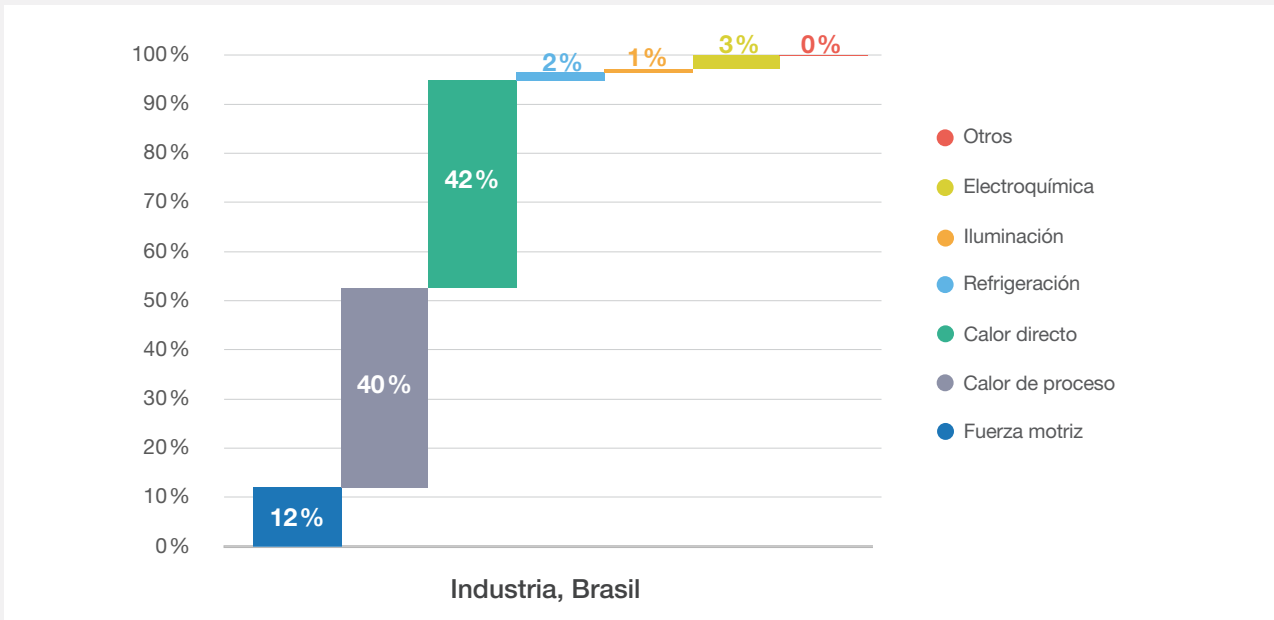


Fuente: Elaboración propia con base en datos del siELAC, OLADE.

En términos de consumo de energía por usos finales, los usos calor de proceso y calor directo son los de mayor consumo y suman 82 %.

Gráfico 22

► Sector industrial: consumo de energía por usos finales, 2004



Fuente: Elaboración propia con base en datos del balance de energía útil, 2004, Secretaría de Energía/Ministerio de Minas y Energía.



Sector transporte

Demanda por fuente

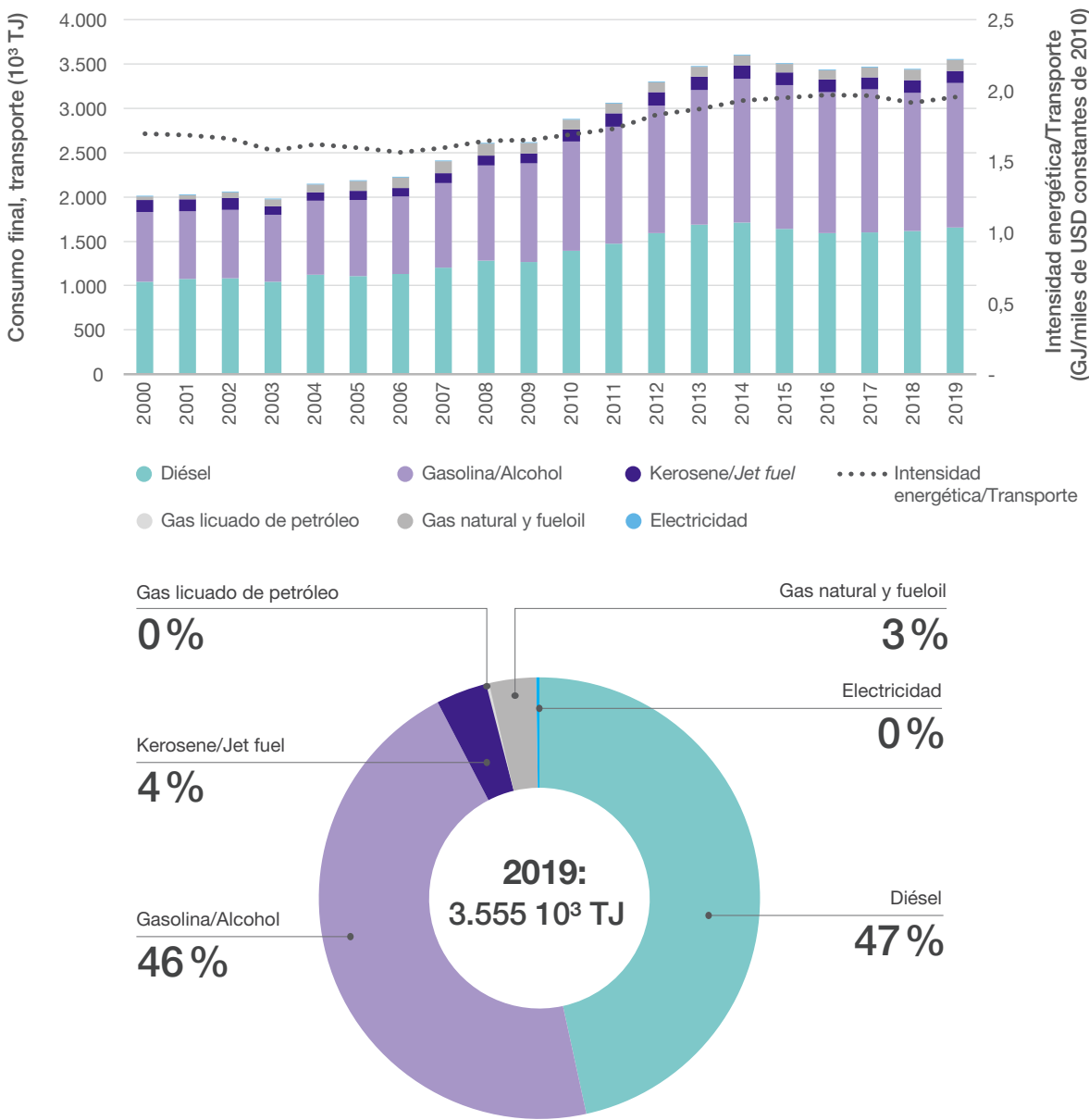
El consumo final para el sector transporte aumentó de manera sostenida en los últimos 20 años (3,0% promedio anual). Por unidad de PIB, la intensidad energética del sector transporte²⁰ también aumentó en el período, aunque de forma más leve, a una tasa promedio de 0,8% anual. Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

²⁰ La intensidad energética del sector transporte se calcula como consumo energético transporte/PIB total. No se considera el PIB del sector transporte únicamente. El consumo en transporte lo realiza toda la economía.

- un alto consumo de diésel y gasolina/alcohol que, entre ambos, alcanza el 93% del consumo final y
- un papel del gas y de la electricidad muy menor en el sector actualmente.

Gráfico 23

► Sector transporte: evolución del consumo final por fuentes y año 2019 (10³ TJ) e intensidad energética (GJ/miles de USD constantes de 2010)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del siELAC, OLADE.

Parque automotor y consumos por tipo

La tabla 8 muestra el total de vehículos carreteros y la repartición por tipo. En Brasil, los automóviles y las camionetas representan el 65 % de la flota carretera, mientras que las motocicletas alcanzan un 27 %.

Tabla 8

► Cantidad de vehículos carreteros, total y por tipo, 2019, Brasil

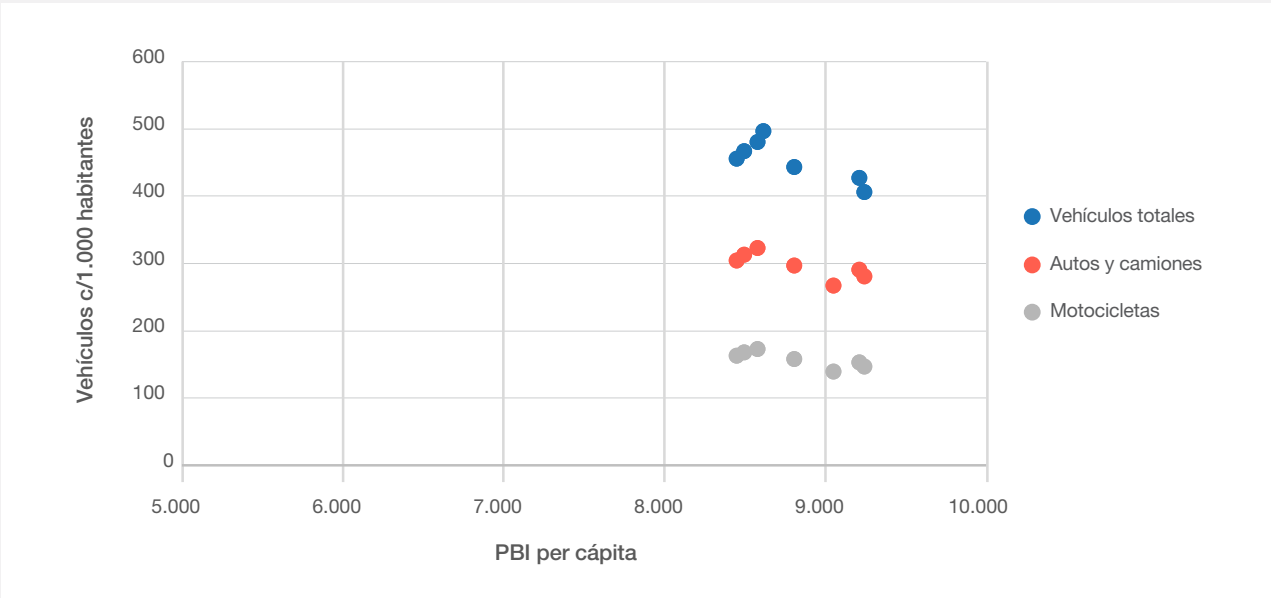
2019	
Automóviles	54 %
Camionetas	11 %
Motocicletas	27 %
Ómnibus	1 %
Carga	3 %
Máquinas pesadas + volteo	3 %
Otros	1 %
Total	104.784.375

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Infraestructura de Brasil.

En Brasil, es difícil observar una tendencia del parque vehicular en comparación con el PIB, ya que este indicador llegó a un máximo en el año 2013 y, luego, disminuyó considerablemente y todavía se encuentra en valores menores a dicho año.

Gráfico 24

► Parque de vehículos versus PIB per cápita entre 2010 y 2019



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Infraestructura de Brasil y el Banco Mundial.

La tabla 9 muestra el consumo de combustibles por tipo de transporte y por combustible.

Tabla 9

► Consumo por tipo de transporte y por tipo de combustible, 10³ TJ y %, 2019, Brasil

	Consumo total (10 ³ TJ)	Diésel	Gasolina/Alcoholes	Jet fuel/Gasolina para aviación	Fueloil	Gas natural	Electricidad	Biodiésel
Carretero	3.305	43 %	49 %	0 %	0 %	3 %	0 %	5 %
Aéreo	140	0 %	0 %	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Naval	49	31 %	0 %	0 %	69 %	0 %	0 %	0 %
Ferrovionario	51	80 %	0 %	0 %	0 %	0 %	11 %	9 %

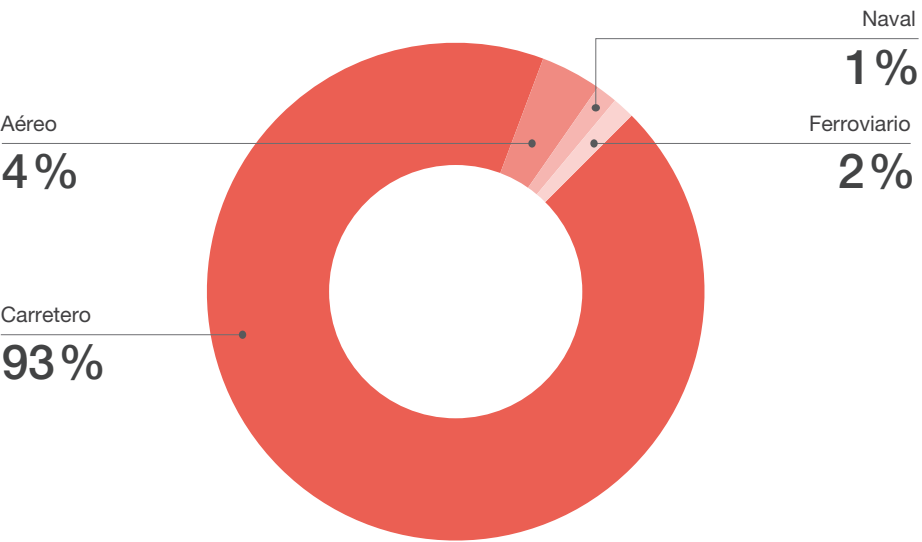
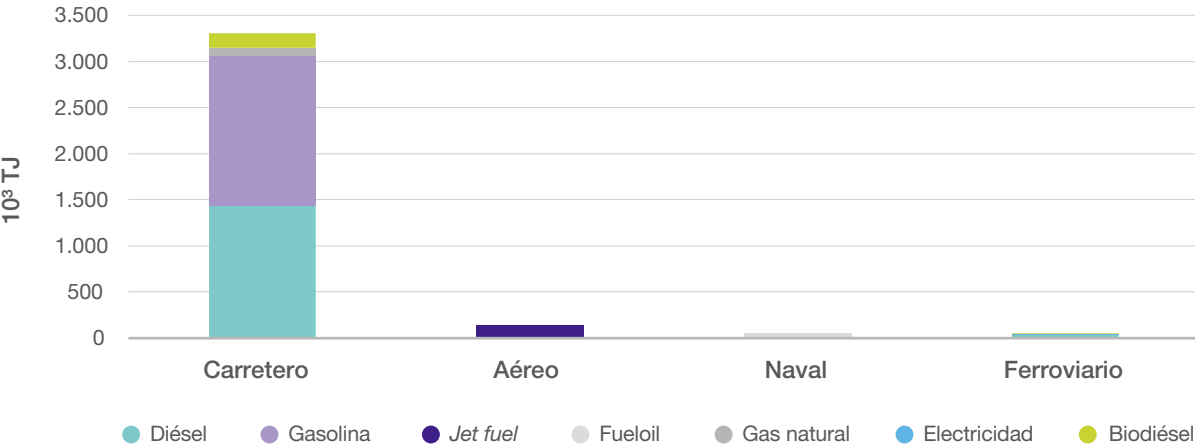
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del balance energético de Brasil²¹.

²¹ Por diferencias de fuentes estadísticas, se observa una diferencia menor que el 0,3 % en los datos.

En términos de consumo por combustible, el transporte carretero representa el 93 % del consumo total, seguido por el aéreo con el 4 %, el ferroviario con el 2 % y el naval con el 1 % restante.

Gráfico 25

► Sector transporte: consumo final por tipo y por combustible, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del balance energético de Brasil.



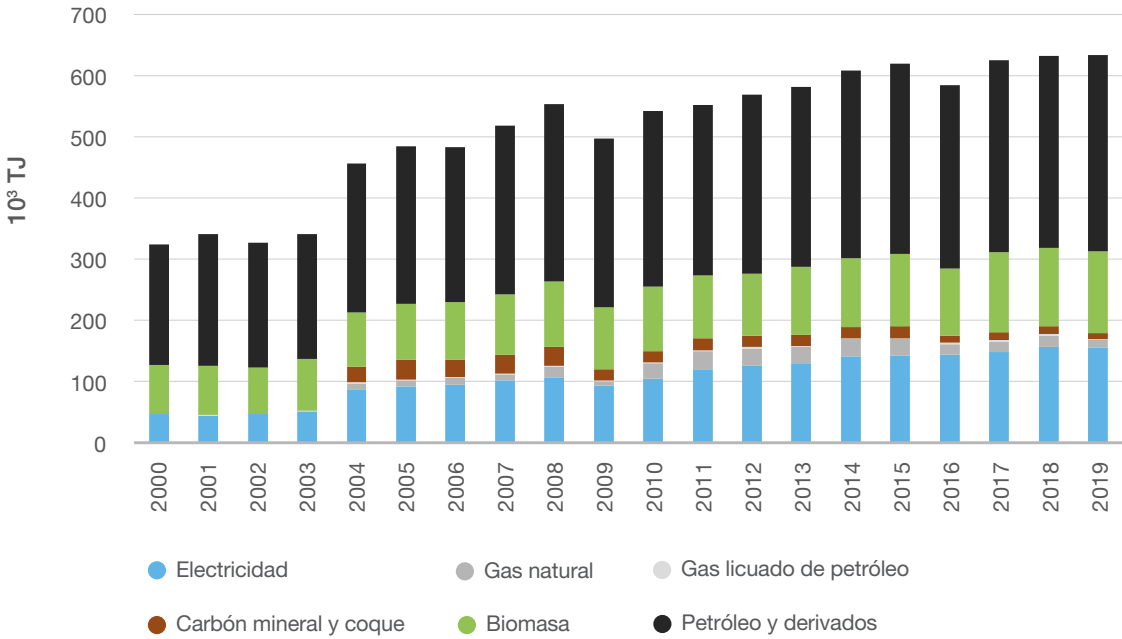
Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

El consumo final del sector aumentó de forma irregular en los últimos 20 años (3,6 % promedio anual), observándose un alto crecimiento de 2003 a 2004. Por fuente, se pueden destacar las características siguientes:

- una participación del petróleo y sus derivados cercana a la mitad del consumo total en 2019 (51 %) y
- suministro, principalmente de electricidad y biomasa, seguido de forma menor por gas natural, carbón mineral y coque, para cubrir el resto de la demanda.

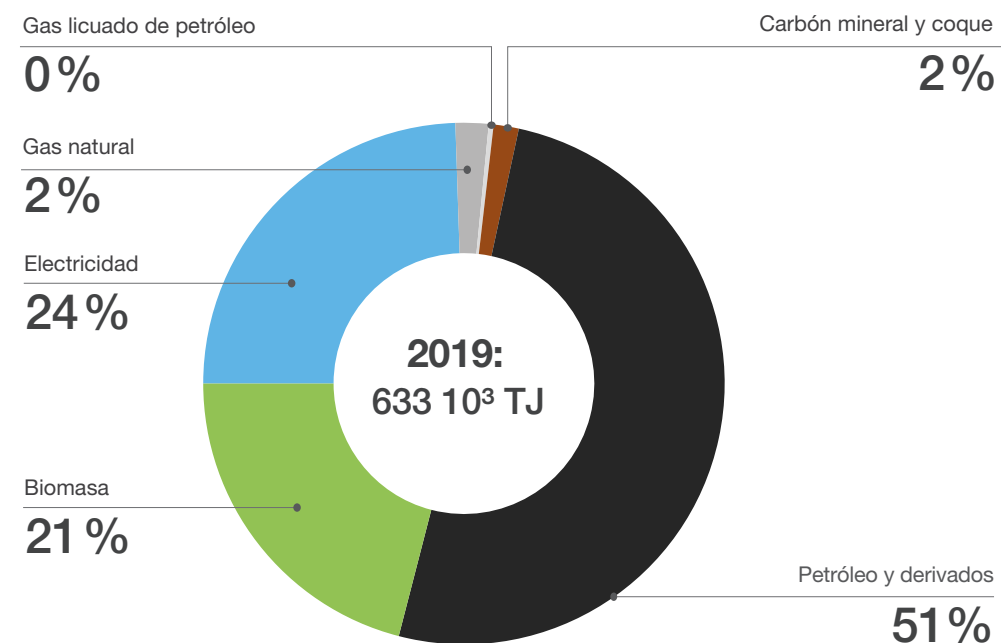
Gráfico 26 A

► Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Gráfico 26 B

► Otros sectores: evolución del consumo final por fuentes, 10³ TJ

Fuente: Elaboración propia con base en datos del siELAC, OLADE.

Por subsector, se puede mencionar que el sector agropecuario suma la gran mayoría del consumo (84 %), mientras que la minería corresponde al 16 % de la demanda.

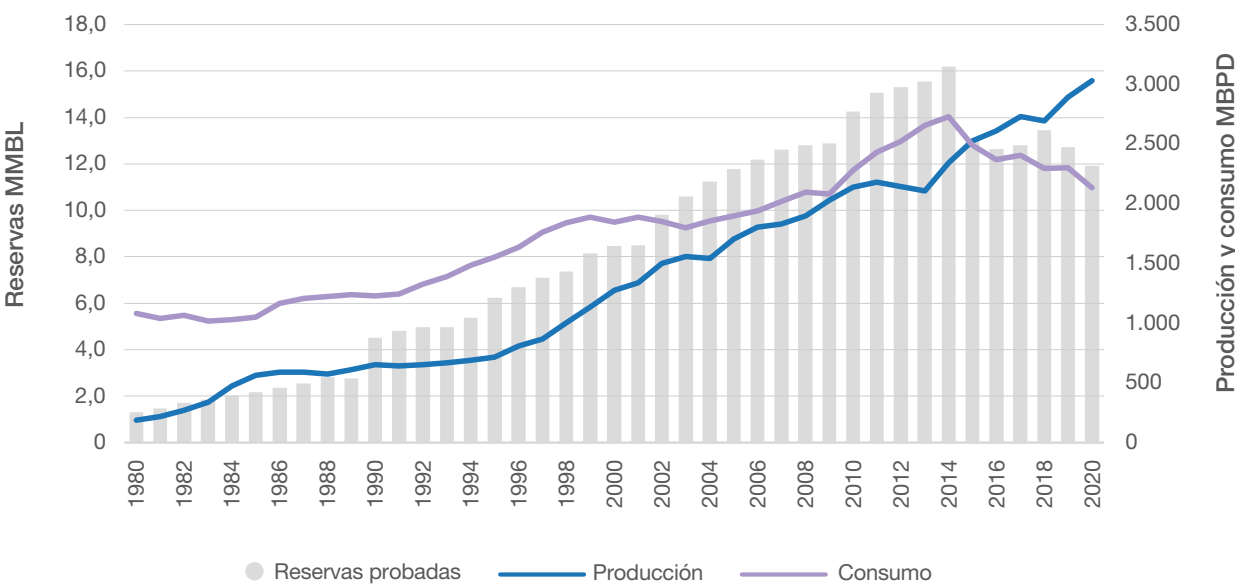
5. Comercio exterior

Desde hace más de 30 años, Brasil realiza un esfuerzo sistemático de inversión en exploración de recursos de petróleo y gas, incluido el desarrollo de su propia tecnología de plataformas para perforación *offshore*. Este esfuerzo le permitió confirmar reservas muy importantes que dieron sus frutos en los últimos años y el país pasó a ser exportador neto de petróleo a una escala mundial importante.



Gráfico 27

► Brasil: reservas, producción y consumo de petróleo



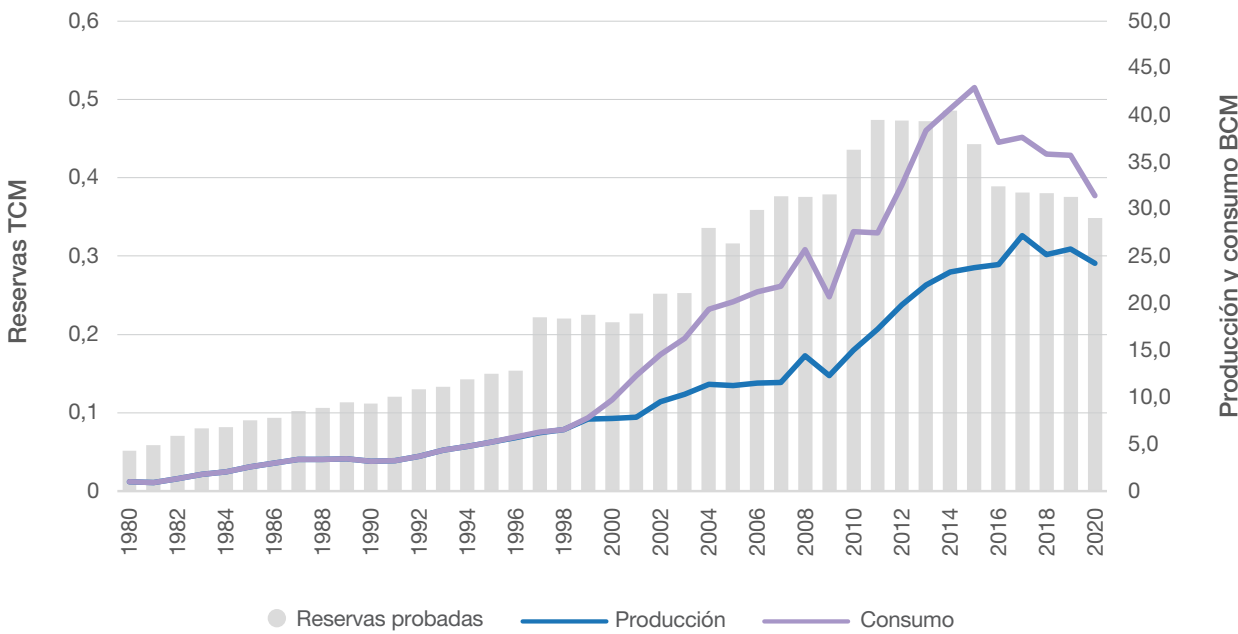
Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP Statistical Review, 2022.

Las reservas adicionales de petróleo y gas se confirmaron en lo que se conoce como estratificación Presal (que significa previo a la sal); es decir, por debajo de rocas con alta concentración salina que se encuentran en las profundidades de cuencas submarinas identificadas como probables en el golfo de México y en el Atlántico, en áreas cercanas a Brasil.

De este modo, el país se transformó no solo en exportador neto de petróleo, sino que sus importaciones se redujeron y disminuyó su dependencia de las compras, en especial, de Bolivia, a pesar de seguir siendo un importador neto de gas. Esta tendencia puede afectar la renegociación del contrato de suministro desde ese país.

Gráfico 28

► Brasil: reservas, producción y consumo de gas natural



Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP Statistical Review of World Energy 2022.

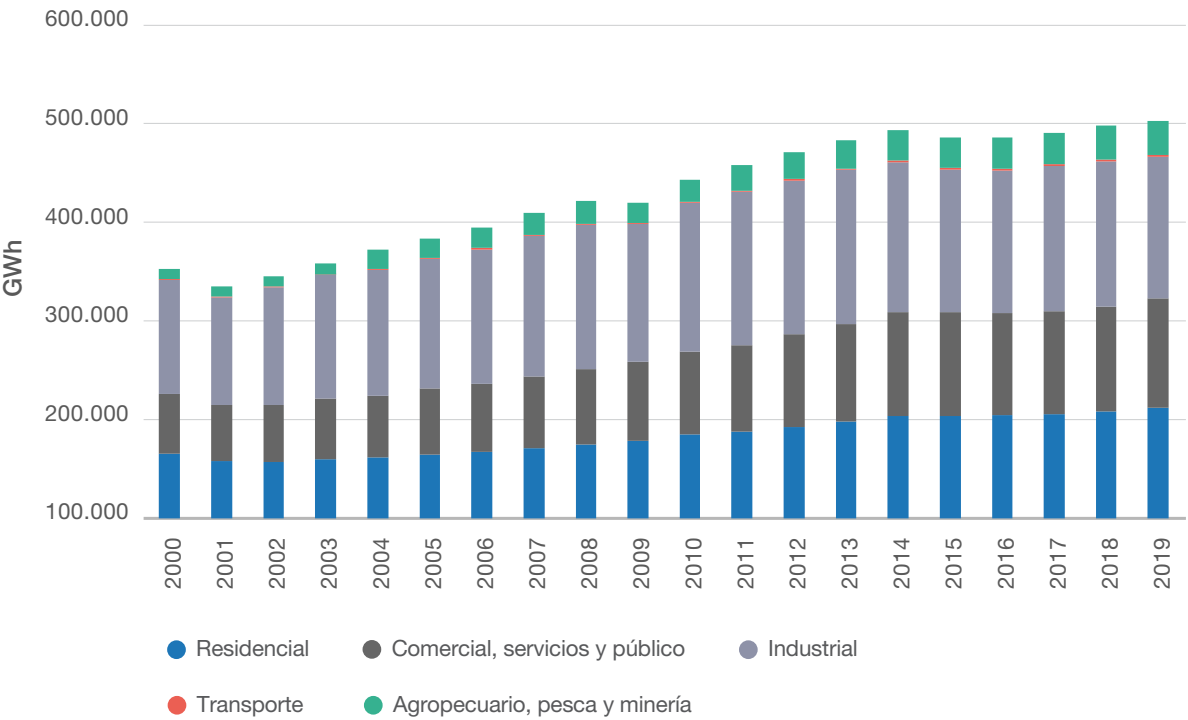
6. El sector eléctrico



Demanda eléctrica

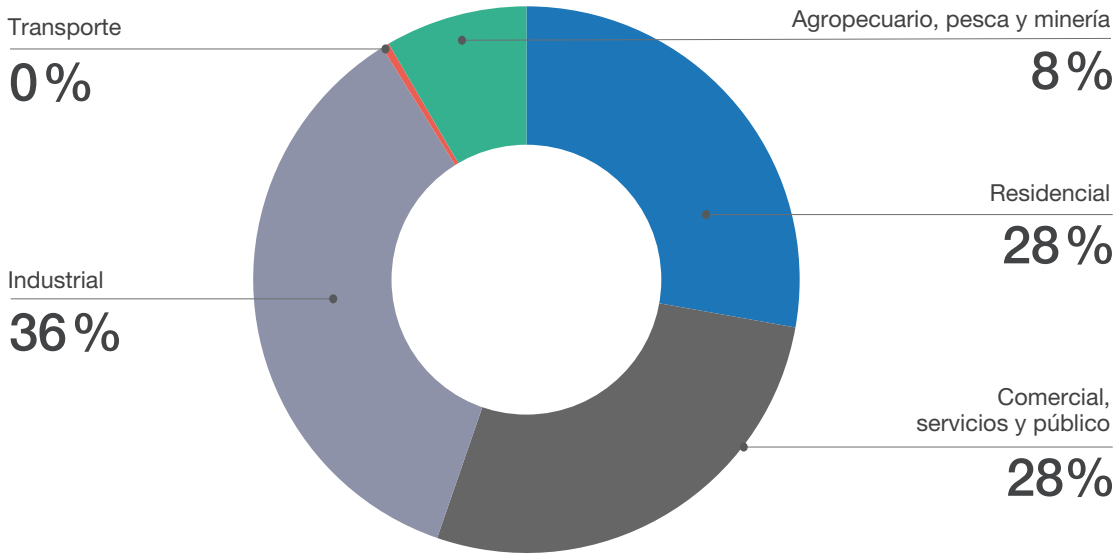
El gráfico 29 muestra el consumo final eléctrico por sector de la economía.

Gráfico 29 A ► Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Gráfico 29 B ► Consumo final eléctrico por sector, entre 2000 y 2019, y el año 2019, GWh



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Las tendencias de crecimiento de corto y largo plazo se visibilizan mediante las tasas de crecimiento de los períodos comprendidos entre 2000 y 2019, y entre 2014 y 2019.

- Largo plazo (entre 2000 y 2019): 2,5 %
- Corto plazo (entre 2014 y 2019): 0,5 %

En el período entre 2002 y 2014, se observó un importante crecimiento de la demanda eléctrica, junto con un dinamismo económico. Sin embargo, la demanda inició una etapa de bajo crecimiento desde 2015.

En 2019, la composición promedio del consumo eléctrico en Brasil está representada —en primer lugar— por el sector industrial (36 %), seguido por el sector residencial y el sector comercial, servicios y público (28 % ambos). Durante los últimos 20 años, la participación del sector residencial en el consumo total de electricidad se mantuvo constante. Por otro lado, la economía brasileña se desplazó hacia una economía de servicios.

En 2019, la demanda pico en el sistema interconectado alcanzó 90,1 GW.



Capacidad instalada

La capacidad instalada de generación en Brasil (172,3 GW en 2019) está compuesta principalmente por centrales hidroeléctricas distribuidas en numerosas cuencas hidrográficas en diferentes regiones del país. Algunos de los principales ríos de Brasil incluyen el Amazonas (el segundo río más largo del mundo y el más grande en términos de volumen de agua), el Paraná y otros.

En segundo lugar, están las centrales termoeléctricas de energías no renovables, principalmente a gas natural, combustibles líquidos y carbón. Estas plantas son despachadas de acuerdo con las condiciones hidrológicas actuales y previstas; esto permite gestionar el agua almacenada en los embalses y asegurar el servicio futuro.

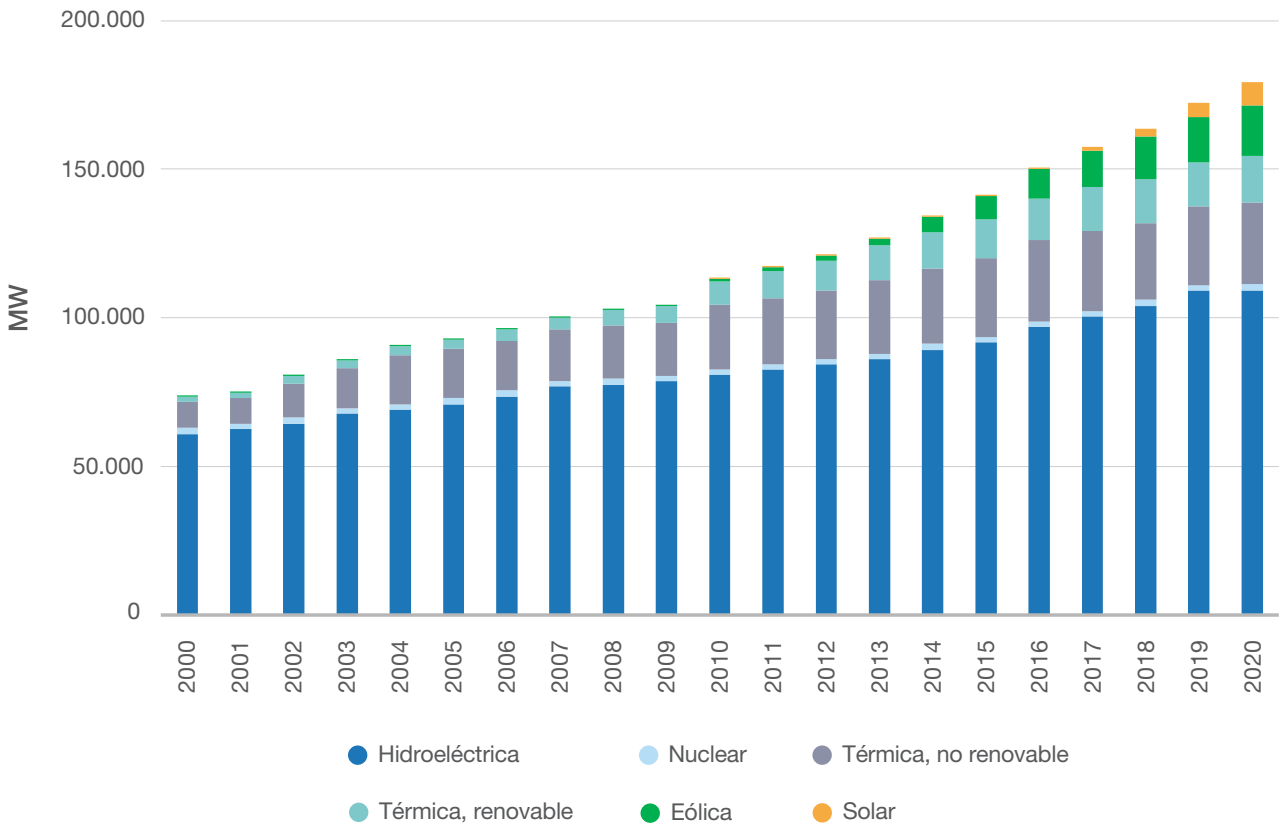
Brasil también forma parte, junto con Argentina y México, del grupo de países de la región con instalaciones nucleares; en el caso de Brasil, este tipo de instalación se encuentra en Angra dos Reis.

Las centrales térmicas de energías renovables (biomasa y residuos industriales) desempeñan también un papel no menor en el mix de generación, en especial, en plantas de cogeneración en la industria del azúcar/alcohol.

Finalmente, en los últimos años, la instalación de plantas de energía eólica y solar creció gracias a la atención especial recibida por el Gobierno con incentivos específicos (subastas de largo plazo, descuentos en tarifas y generación distribuida, véase el apartado “Aspectos de políticas públicas”, financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) y mecanismos de promoción impositiva.

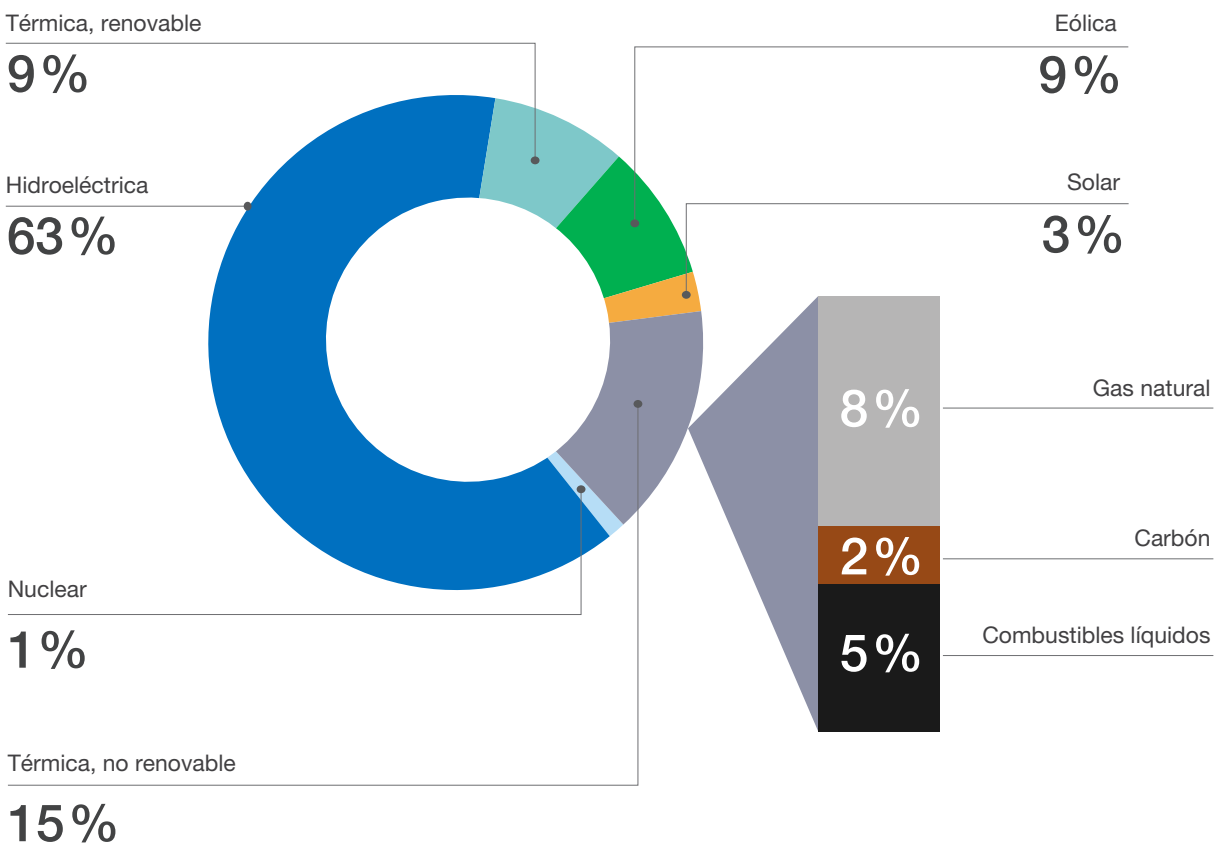
Gráfico 30

► Capacidad instalada entre 2000 y 2020, MW



Fuente: Elaboración propia con base en datos del sieLAC, OLADE.

Gráfico 31 ► Capacidad instalada por fuente, 2019, %



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANEEL.

En los últimos diez años, la expansión del sistema ha sido muy dinámica y está dominada por las grandes centrales hidroeléctricas, las centrales térmicas y las centrales de energías renovables (especialmente, la eólica y, de manera más reciente, la solar). La participación térmica se mantuvo relativamente constante, mientras que la participación renovable creció de forma significativa.



Generación eléctrica

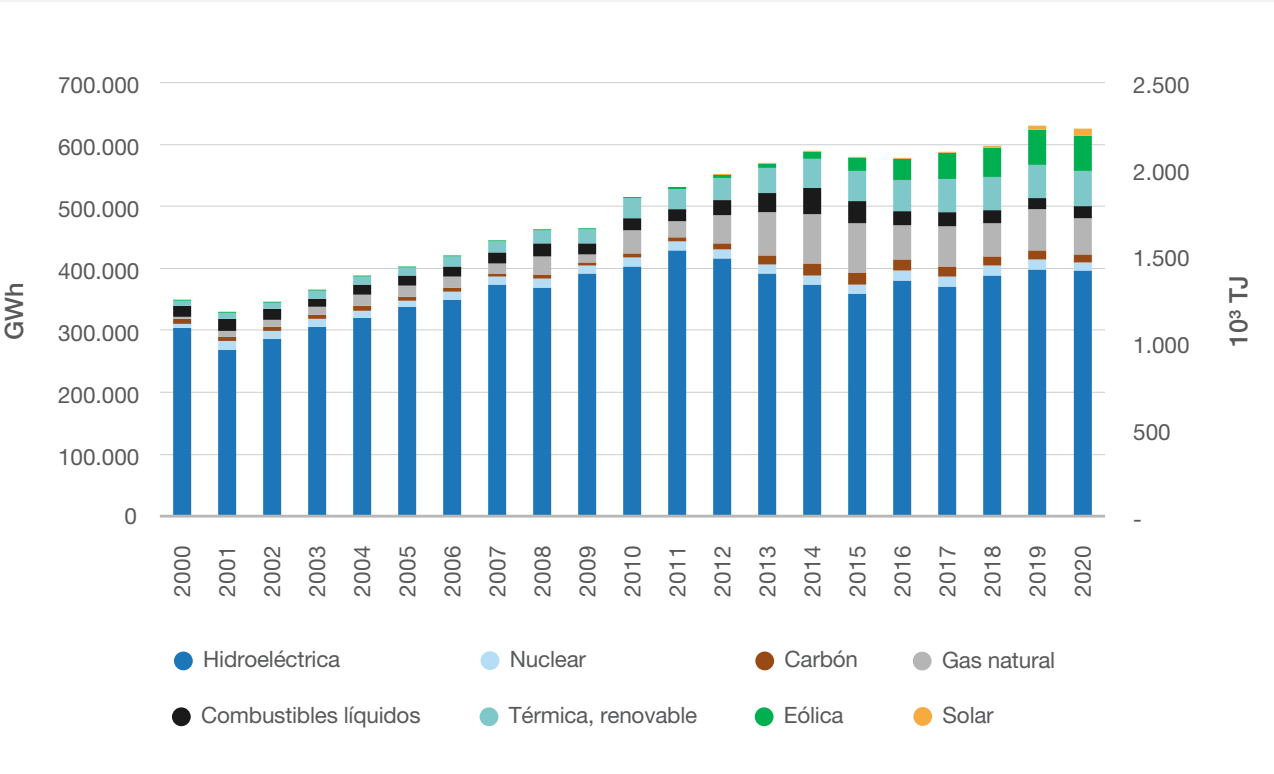
La generación hidroeléctrica abastece, en gran medida, la demanda de electricidad de Brasil. La participación de la generación hidroeléctrica depende de las características de la hidrología en un año determinado (condiciones secas, medias o lluviosas), así como de las condiciones hidrológicas iniciales (nivel de los embalses), ya que Brasil posee una gran cantidad de embalses en múltiples cadenas hidroeléctricas en toda la extensión del país. Debido a la gran amplitud geográfica del país, las características climáticas pueden variar según las regiones consideradas en un año específico.

De 2000 a 2011, la generación hidroeléctrica tuvo una participación promedio de 83 % sobre la generación total, con una participación máxima de 87 % en 2000. En 2001, Brasil entró en una crisis de suministro de energía y sufrió racionamiento de energía eléctrica en un contexto de niveles decrecientes de los embalses y una creciente demanda de electricidad. En 2014 y 2015, Brasil sufrió otra escasez de suministro eléctrico y la participación hidroeléctrica alcanzó su participación mínima (62 % en 2015), debido a la falta de capacidad de generación de respaldo. En el período comprendido entre 2016 y 2020, la

participación de la generación hidroeléctrica fue de alrededor del 64 %, con una participación creciente de la producción eólica y solar (en torno al 11 %) y una cuota térmica de aproximadamente 17 % (incluida la generación nuclear).

Gráfico 32

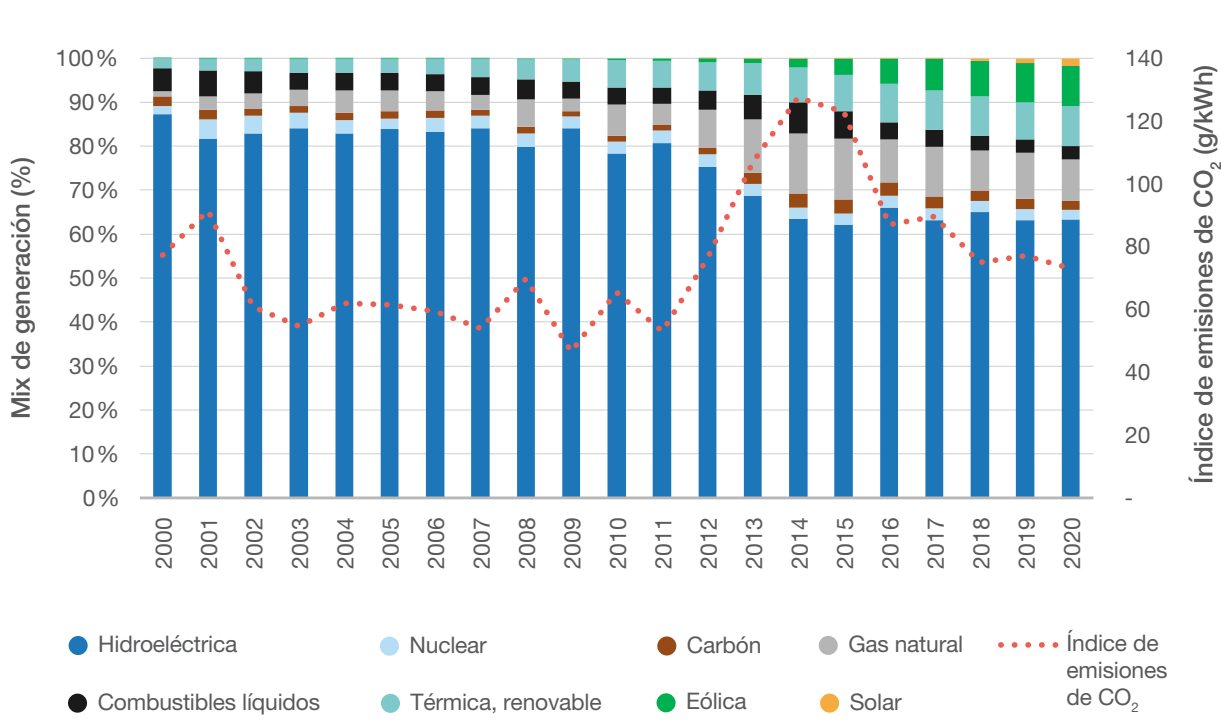
► Generación de electricidad por fuente entre 2000 y 2020, GWh y 10³ TJ



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANEEL.

Gráfico 33

► Generación de electricidad por fuente entre 2000 y 2020, %, e índice de emisiones de CO₂ del sector eléctrico, g/kWh



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la EPE y sieLAC-OLADE.

El mix de generación anual tiene un impacto directo sobre el índice de emisiones de CO₂, con valores mayores durante los años en los que la participación de la generación térmica aumenta.

Finalmente, debido a la participación significativa de la hidroelectricidad en la composición de la generación, los precios de liquidación por diferencias (PLD) en las cuatro regiones eléctricas de Brasil tienen alta volatilidad.

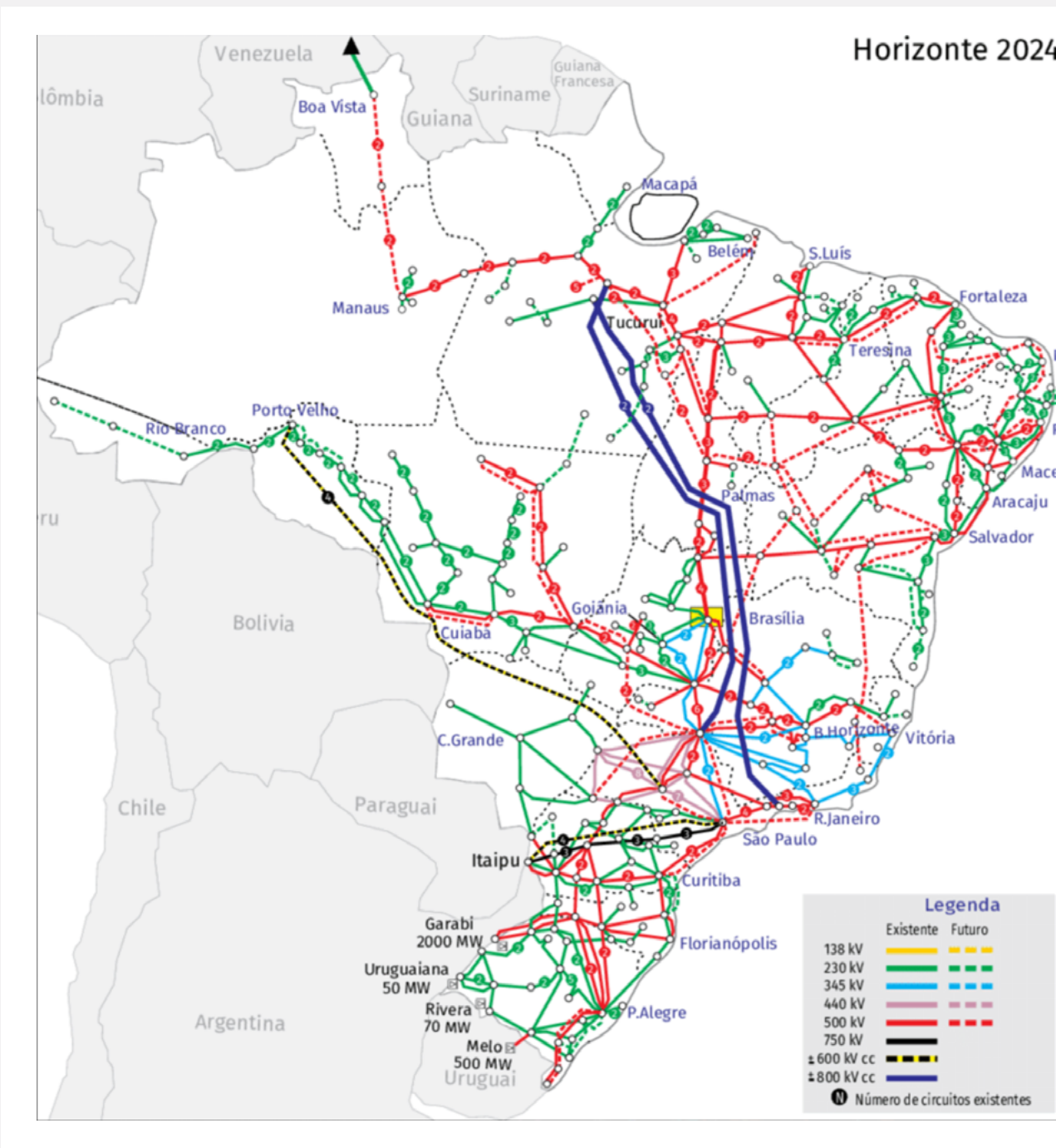
7. Redes eléctricas y de gasoductos existentes

Actualmente, Brasil cuenta con 149.000 km de líneas de transmisión eléctrica (2020, EPE) y 9.409 km de red de transporte de gas (2019, EPE).

El sistema interconectado se divide en cuatro regiones eléctricas: sudeste y centro-oeste (SE/CO), sur (S), noreste (NE) y norte (N). La región eléctrica más importante, en términos de su participación en la demanda total, es la SE/CO. La tasa de electrificación es cercana al 100%.

Gráfico 34

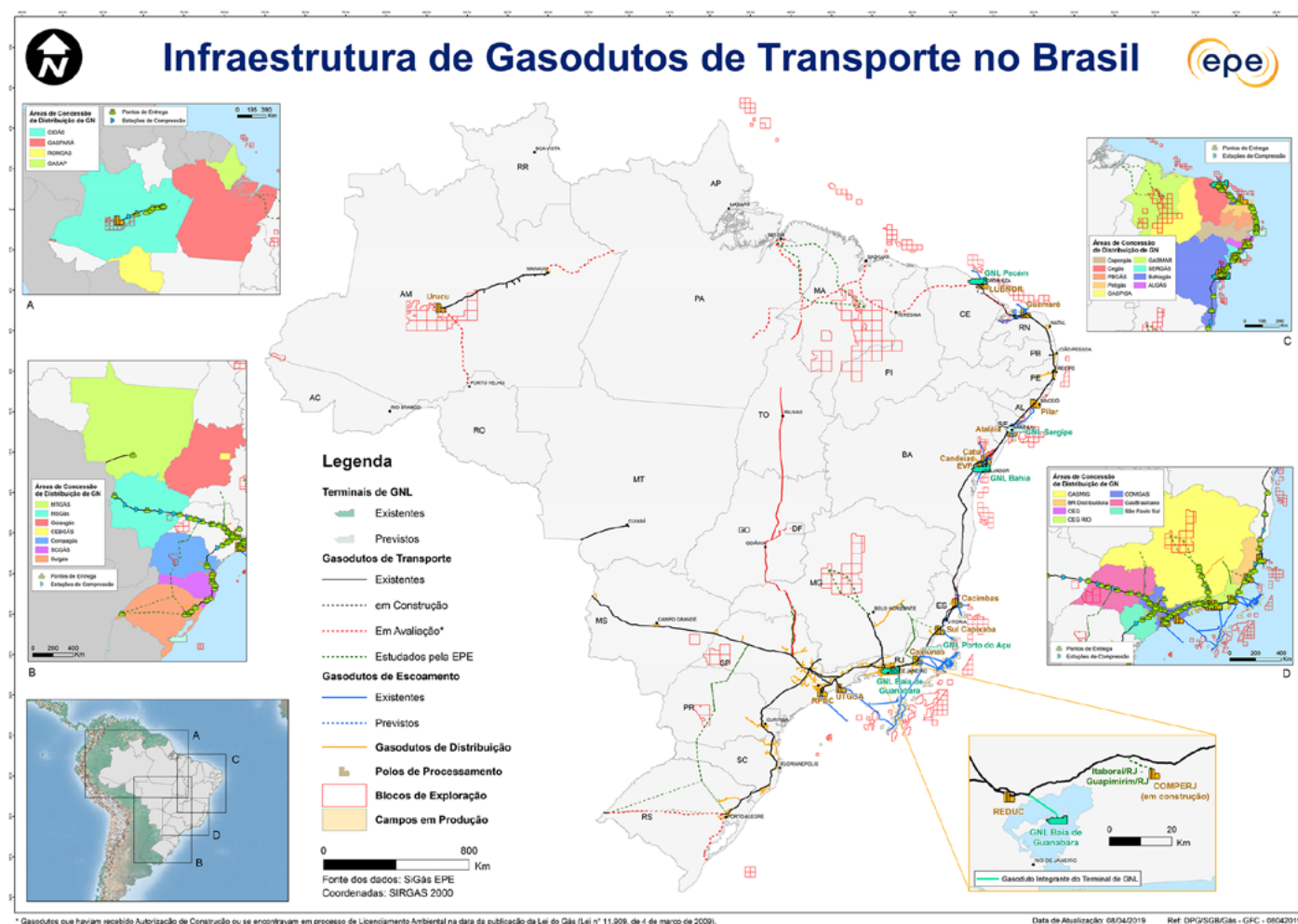
► Sistema Interconectado Nacional existente (2020) y futuro (2024)



Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Figura-25-O-Sistema-Interligado-Nacional-Horizonte-2024-Fonte-ONS-2020b_fig1_350327432

Gráfico 35

► Red de gasoductos, 2019



Fuente: EPE.

8. Conclusiones

Brasil presenta una serie de características muy especiales en su desarrollo económico y energético que condicionará de manera importante su estrategia para la transición energética.

Contexto socioeconómico general

- Crecimiento económico que se ha ralentizado en los años recientes, lo cual podría dilatar el proceso de transición energética.
- Nivel de pobreza que, a medida que se resuelva, conllevará un crecimiento de la demanda de energía. Esto representaría una oportunidad para viabilizar la introducción de nuevas tecnologías bajas en emisiones a través del aumento de la demanda eléctrica.

Políticas públicas y organización del sector

- Cuenta con entidades reguladoras (ANEEL y ANH) sólidas y estables.
- Es uno de los pocos países de la región que tiene un sistema permanente, estable y continuo de planificación energética sobre la base institucional de una entidad con capacidad técnica reconocida: la Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Desde el punto de vista de los impuestos y subsidios

- Las tarifas eléctricas y de gas natural, así como los combustibles, gozan solo de subsidios explícitos.
- Hasta el momento, no se aplican impuestos al carbono.

Desde el punto de vista de los recursos energéticos

- **Hidroeléctricos.** Brasil tiene un potencial hidroeléctrico²² de 260 GW, y todavía queda aproximadamente un 60 % para ser utilizado, al menos, en una parte relevante.
- **Energía renovable no convencional (ERNC).** Brasil tiene un gran potencial eólico *onshore* (247 GW), solar (307 GW) y de biomasa. También tiene cerca de 700 GW de potencial eólico *offshore* en localizaciones con profundidades menores que 50 m²³. En el estado de Ceará, región nordeste del país, se encuentra en uno de los potenciales eólicos de alto factor de planta más importante de América Latina.
- **Petróleo y gas.** Las abundantes reservas del Presal establecen un horizonte de 20 o 30 años para recuperar las inversiones en exportación y desarrollo y representan un importante aporte a la economía y la generación de divisas por exportaciones petroleras.
- **Biomasa.** La industria de la caña de azúcar aporta cogeneración con venta de excedentes a la red pública. El bioetanol está altamente desarrollado; Brasil es el segundo mayor productor mundial después de Estados Unidos; en conjunto, tienen el 82 % de la producción mundial (un 55 % corresponde a Estados Unidos y 27 %, a Brasil).

²² Es importante recordar que: a) se debería actualizar el potencial hidroeléctrico por cambios importantes en elementos como declaración de áreas protegidas y restricciones a la construcción de embalses de regulación asociados a generación eléctrica y, b) parte del potencial remanente corresponde a centrales filo de agua sin capacidad de regulación más allá de horas.

²³ De acuerdo con el estudio *Roadmap Eólica Offshore Brasil* publicado por la EPE.

- **Uranio.** El país cuenta con reservas de uranio que podrían significar un recurso adicional a escala internacional. En términos de capacidad instalada, Angra I y II, en operación, totalizan 1,9 GW y se incluye 1 GW adicional de capacidad nuclear en el Plan Decenal de Energía 2031. Brasil es el único país de América Latina y el Caribe con reservas de uranio.

Demanda de energía

- Transición esperada del uso de la leña residencial a combustibles más limpios.
- La demanda de energía en transporte está cubierta por una proporción relevante de biocombustibles, en concordancia con la industria del etanol sólidamente establecida.
- Población mayormente urbana, lo cual puede facilitar el desarrollo de una red de transporte público más eficiente.
- La intensidad energética histórica no se redujo significativamente, lo cual brinda un margen para la mejora y, de alguna manera, está internalizada dentro del cambio tecnológico.

Sector eléctrico

- Dependencia del clima (hidrología) y dependencia del *backup* de centrales térmicas en los años secos, aunque los embalses multianuales permiten limitar este efecto.
- Alrededor del 20 % de las centrales térmicas (incluidas las centrales a carbón) se construyeron en los últimos 10 años, lo cual puede ralentizar la transición del parque eléctrico; sin embargo, el impacto económico de los combustibles fósiles determinará el ritmo y la duración de la transición.
- Alrededor de dos tercios de las centrales a carbón en funcionamiento hoy en día en Brasil fueron instaladas en los últimos 12 años.

- Mix de generación con bajas emisiones de CO₂ por su alto nivel de generación hidroeléctrica y eólica, y más recientemente, solar.
- Incentivos varios para energías renovables: subastas de energías renovables, reducción de tarifas de transporte y distribución. Recientemente, hubo una fuerte inversión en generación renovable con el objetivo de diversificar el mix de generación.
- Potencial para desarrollo de centrales nucleares.

2

Metodología de proyección energética



1. Año base y horizonte de planeamiento

El año base considerado para la proyección y descrito previamente en el capítulo “Diagnóstico y línea base” es el 2019. El horizonte de planeamiento se inicia en 2019 y termina en 2060.



2. Modelado de proyección



Descripción general

Para la realización del estudio se utilizó el modelo de la plataforma de análisis de bajas emisiones (LEAP), desarrollado por el Instituto Ambiental de Estocolmo (SEI, por sus siglas en inglés). El modelo LEAP es una herramienta (software) utilizada para el análisis de políticas energéticas y la evaluación de la mitigación del cambio climático. En este caso, se lo utilizó para la modelización de las emisiones del sector energía relacionadas con la combustión de combustibles en Brasil.

En términos de metodologías de modelado, el modelo LEAP es particularmente versátil.

- El modelo LEAP parte de la información de los balances energéticos que garantizan la integridad de la información que se está utilizando.
- La demanda energética se puede proyectar utilizando metodologías:
 - *bottom-up* (de abajo hacia arriba), a partir de datos específicos detallados para llegar a una proyección total, o
 - *top-down* (de arriba hacia abajo).

En este trabajo, se optó por un modelado *bottom-up* y se dividió la demanda en sectores (residencial, industrial, transporte, etc.) que, a su vez, fueron subdivididos en ramas y usos.

- La oferta energética ofrece una amplia gama de metodologías de simulación que permiten estimar un despacho anual de generación de electricidad o incorporar los resultados de otros modelos de optimización más especializados.

Los sectores de demanda modelados se proyectan según un nivel de actividad y una variable explicativa, los cuales se resumen simplificadaamente en el gráfico 36.

Gráfico 36

► Sectores, niveles de actividad y variables explicativas

Sector	Nivel de actividad	Variable explicativa
Residencial	Población	Consumo per cápita
Transporte carretero	Variable objetivo, parque automotor	Consumo promedio por vehículo
Transporte no carretero	PBI total	Intensidad energética
Industrial	PBI sectorial	Intensidad energética por rama y usos
Comercial, servicios y público	PBI sectorial	Intensidad energética
Agropecuario, pesca, minería y construcción	PBI sectorial	Intensidad energética

Fuente: Elaboración propia.

El PIB sectorial es uno de los principales motores de crecimiento de la demanda de energía, en particular, para los sectores productivos, mientras que la evolución de la población desempeña un papel preponderante en el crecimiento de la demanda de energía del sector residencial. El sector transporte carretero depende de la evolución de la cantidad de vehículos que, a su vez, está relacionada con el PIB per

cápita en el caso del transporte de pasajeros y el PIB en el caso del transporte de cargas. El transporte no carretero se proyecta en función del PIB global.

A continuación, se describe con más detalle la modelación adoptada para este estudio por sectores de demanda y para el sector eléctrico. Dado que la estrategia de descarbonización busca sustituir combustibles fósiles (carbón mineral, petróleo y sus derivados, gas natural, etc.), la cadena de valor asociada a estos combustibles no se analizó en detalle, lo cual permite asumir que existirá oferta suficiente.



Demanda por sector

Sector residencial

Para analizar y proyectar el consumo energético del sector residencial, se estima la **proyección de la población y del consumo unitario** por uso y por fuente per cápita.

El consumo residencial presenta dos tipos de usos: los usos de calor (mayormente cocción, agua caliente sanitaria [ACS], calefacción,) que utilizan distintos combustibles con potencial de sustitución, y los usos eléctricos (iluminación, refrigeración, etc.). Los siguientes análisis se aplican a cada grupo.

▪ Usos de calor

- **Cocción.** Se analizan las tendencias históricas de consumo en términos de energía útil²⁴ por 1.000 habitantes, que se usan para la proyección a futuro. Se plantean supuestos de sustituciones de combustibles por escenario (que corresponden al reemplazo de la leña por artefactos de cocción eléctricos o a gas natural).

²⁴ Según (OLADE, BID, 2017), la energía final es “la cantidad de fuente energética que se consume en cada uno de los sectores económicos y sociales del país”. Por otra parte, la energía útil es “la cantidad de energía realmente utilizada para cumplir la tarea productiva del equipo o aparato consumidor, por ejemplo, el calor necesario que deban absorber los alimentos para cocinarse”.

- **ACS y calefacción.** Dado que estos sectores son incipientes y este tipo de consumo ocurre con el incremento del PIB per cápita, se transpone una porción menor de los consumos actuales observados en España y Portugal como consumos objetivo²⁵. Se plantea también una mayor implementación de medidas de eficiencia energética y supuestos de tipo de combustibles a usar.
- **Otros usos eléctricos.** Los usos eléctricos (iluminación, refrigeración, aire acondicionado, bombeo de agua, electrónicos, etc.) se proyectan a partir de una regresión histórica contra el PIBpc, que refleja el aumento de los usos eléctricos con el nivel de vida. En el caso particular del aire acondicionado, el potencial aumento de las temperaturas a futuro, como consecuencia del cambio climático, podría aumentar las necesidades de su uso. Adicionalmente, se consideran mejoras en la eficiencia energética.

Sector comercial, servicios y público

Para estimar el consumo energético del sector comercial, se partió del consumo del año 2019 y se proyectó **a partir del crecimiento del PIB y la intensidad energética obtenida para el año base**, por fuente, sin diferenciar por uso final. Se plantean diferentes premisas en cuanto a eficiencia energética y sustitución entre combustibles.

²⁵ Se asume que el aumento del poder adquisitivo (PIB per cápita) conlleva un aumento en la demanda por mayores niveles de comodidad y confort por parte de los individuos. Esto implica un incremento de los consumos actuales a niveles internacionales compatibles con un nivel de vida digna. Debido a que gran parte de la población brasileña vive en zonas de climas más cálidos que los observados en España y Portugal, el objetivo es una porción de los valores observados en estos países.

Sector industrial

La industria se proyectó con información de consumos energéticos del año 2019 desagregada con un dígito de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) adicional al del PIB sectorial **por rama de actividad**. Se modelan siete ramas, entre ellas, alimentos y bebidas; hierro, aleaciones y acero; papel y pulpa, y cemento y cerámica son las de mayor peso con respecto al consumo energético. A su vez, para cada rama industrial, el consumo se desagrega por usos finales (calor directo, calor indirecto, fuerza motriz, etc.) y por fuentes.

Para la **proyección** del consumo energético, se utiliza el **crecimiento esperado del PIB, en conjunto con la intensidad energética por rama y uso** obtenida para el año 2019, principalmente, a partir de los balances de energía final y útil disponibles. Se tomó como premisa que las ramas de actividad mantendrán su participación sobre el total del PIB industrial durante el horizonte de planeamiento²⁶. La eficiencia energética se modela a través de una reducción de la intensidad energética, mientras que las sustituciones entre combustibles se realizan en términos de energía útil, con tasas de participación anuales.

Sector transporte

El sector transporte se proyecta conforme a la siguiente estructura para reflejar los principales motores que varían según cada segmento:

- transporte carretero de pasajeros (autos, motos, ómnibus, etc.);
- transporte carretero de cargas (camiones, tractocamiones);
- otros (aéreo, marítimos y fluvial, ferroviario).

²⁶ Esta premisa implica que no se modelan cambios estructurales dentro del sector industrial aplicando la misma tasa de crecimiento del PIB para todas las ramas de actividad.

Transporte carretero de pasajeros

Para determinar el nivel de consumo energético o nivel de actividad del sector transporte carretero de pasajeros, se estimó:

- la **evolución del parque automotor** (cantidades de motos, autos, camionetas, ómnibus, etc.) y
- el **consumo promedio por vehículo** calculado como recorrido medio anual, dividido el rendimiento en km por unidad de energía.

Proyección del parque automotor de pasajeros

- Transporte privado (motos, autos, camionetas)

En primer lugar, se identificaron los países con alto grado de desarrollo y se estimó la cantidad promedio de autos y motos por cada 1.000 habitantes en estos países. Dicho promedio se utilizó como **punto de saturación** a largo plazo (2060) y se realizaron proyecciones utilizando una función logística²⁷ para estimar la cantidad de vehículos de transporte privado a futuro.

Adicionalmente, para estimar la cantidad de vehículos por tipo (motos/autos), se utilizaron las conclusiones de Law (Law, 2015) sobre la relación entre la **cantidad de motos por cada 1.000 habitantes y el PIB per cápita** en forma de **“U” invertida**²⁸. Esto último implica que, en un principio, la cantidad de motos por cada 1.000 habitantes tiene una relación positiva con el PIB per cápita hasta un máximo, a partir del cual, conforme aumenta el nivel de desarrollo de los países, la cantidad de motos comienza a decrecer y aumenta la cantidad de autos.

- Transporte público (ómnibus)

²⁷ La función *logit* o curva logística o curva en forma de S es una función matemática que se utiliza en modelos de crecimiento de poblaciones, introducción de productos y otros. Dicha función constituye un refinamiento del modelo exponencial para el crecimiento de una magnitud. El crecimiento en la introducción de productos es inicialmente exponencial; al cabo de un tiempo, la tasa de crecimiento disminuye; finalmente, en la madurez, el crecimiento se detiene.

²⁸ Law, Hamid & Goh (2015), *The motorcycle to passenger car ownership ratio and economic growth: A cross-country analysis*.

Al igual que con el transporte privado, se tomó el promedio de la cantidad de vehículos de pasajeros cada 1.000 habitantes en países desarrollados como punto de saturación esperado de los países en desarrollo a largo plazo; también se utilizó una función logística.

Transporte carretero de carga

Para determinar el nivel de consumo energético o nivel de actividad del sector transporte de cargas, se estimó:

- la evolución del parque automotor (cantidades de camiones + tractocamiones) y
- el **consumo promedio por vehículo** calculado como recorrido medio anual, dividido el rendimiento en km por unidad de energía.

Proyección del parque automotor de cargas

Para estimar la evolución futura del parque automotor de cargas, se proyectaron las flotas de transporte de carga con el método de regresión lineal utilizando el PIB total (medido en PPP de 2017) como variable independiente.

El transporte de carga se segmenta en dos tipos de camiones: camiones y tractocamiones; estos últimos son aquellos de carga pesada que transportan acoplados. Las participaciones de cada tipo de camión se proyectaron constantes.

Sector aéreo, marítimo y fluvial, y ferroviario

El consumo energético para el sector se proyectó a partir del **crecimiento del PIB global y la intensidad energética** obtenida para 2019, para cada tipo de transporte, por fuente y sin diferenciar por uso final.

“La modelación detallada de la demanda energética, desglosada por sector, ramas, usos finales y tipos de combustibles, junto con la proyección de oferta energética por tecnologías, permite un análisis preciso de los diferentes perfiles de emisiones y de las oportunidades de sustitución.”

Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

El consumo energético para este sector se proyectó a partir del crecimiento del PIB y la intensidad energética obtenida para el año 2019, por fuente y sin diferenciar por uso final. Las medidas de transición consideradas fueron mejoras en términos de eficiencia energética y sustitución entre combustibles.



Sector eléctrico

Se partió de la composición actual de la capacidad instalada y la generación. Para cubrir el crecimiento del sector en el corto y mediano plazo, el desarrollo del sector eléctrico considera los proyectos en construcción o ganadores de subastas que ya tienen un muy alto grado de certeza y avance.

A futuro, la expansión del parque de generación dependerá de:

- la competitividad relativa de las opciones de expansión (se considera que los proyectos renovables, en particular, solar y eólico se vuelven cada vez más competitivos por la reducción proyectada de sus costos de construcción y desarrollo);
- el potencial máximo de desarrollo de proyectos por tecnologías que se considera como límite máximo, tal como se publica a nivel nacional;
- decisiones de políticas energéticas indicadas en el plan de expansión de generación;
- el contexto local de desarrollo de proyectos por tipo.

La expansión del parque de generación considera aspectos tales como:

- el factor de producción medio, por tecnología y por país para los proyectos renovables;
- la capacidad o energía firme que puede aportar cada tecnología;
- el factor de producción mínimo a partir del cual se desarrollan nuevos proyectos térmicos;
- la estimación de la demanda eléctrica²⁹, incluyendo pérdidas y consumo propio.

El análisis se realiza en forma anual (es decir, no se trata de un ejercicio de simulación horaria detallada, sino de una estimación de alto nivel como primera estimación en el contexto de un análisis de transición energética a largo plazo).

Si bien en la mayoría de los países se necesitarán medios de flexibilidad (almacenamiento, gestión de la demanda) para acompañar el desarrollo de energía renovable no convencional (ERNC), se realizó una estimación de alto nivel en el capítulo sobre financiamiento³⁰.

²⁹ Las proyecciones presentadas en este informe no incluyen la demanda eléctrica asociada al proceso de electrólisis para producción de hidrógeno verde destinado a consumo local y/o exportación, ni la capacidad eléctrica correspondiente.

³⁰ Las tecnologías actuales no son competitivas y se esperan mejoras en su productividad que no hacen posible establecer con certeza el grado de penetración que podrían alcanzar.

3. Escenarios y marco global



Definición de los escenarios

Se estudiaron tres escenarios para caracterizar diferentes caminos hacia una transición energética justa. Véase la descripción detallada en el capítulo “Apartado metodológico y premisas”, informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

El **escenario *Business As Usual* (BAU)** representa la evolución esperada **siguiendo los lineamientos de políticas públicas nacionales y tendencias actuales**. Las premisas se basan en el análisis de las tendencias históricas recientes en términos de transición energética en cada país estudiado, así como en el camino recorrido por países más desarrollados, para identificar medidas de mitigación de rápida implementación. Si bien en este escenario no se esperan cambios disruptivos y no se logra cumplir con el compromiso de emisiones netas cero durante el horizonte de planeamiento, cabe destacar que se requieren inversiones a fin de continuar con las políticas de transición energética que ya se han venido desarrollando en Brasil.

Por otra parte, los escenarios ***Net Zero 2050* (NZ 2050) y *Net Zero 2060* (NZ 2060)** se presentan en función de lo establecido en el artículo 4 del Acuerdo de París³¹. Ambos escenarios se enfocan en disminuir las emisiones de GEI del

³¹ Acuerdo de París, párrafo 4.1: “alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros en la segunda mitad del siglo”.

sector energía³² a un mínimo permisible³³, de modo que el país logre gestionar la absorción de CO₂ en el balance general del inventario nacional de GEI³⁴.

Son escenarios que requieren importantes inversiones y el abordaje de distintas temáticas para **transformar en profundidad el sector energético actual**. Tales temas incluyen, por ejemplo, el fortalecimiento de las bases tecnológicas, la capacitación de recursos humanos, el planeamiento energético, habilitadores regulatorios, la expansión de infraestructura e instrumentos para desarrollar el mercado para los nuevos recursos energéticos así como **cambios**, en algunos casos disruptivos, de la matriz energética, entre otros.



Proyecciones de las variables socioeconómicas

PIB per cápita y PIB

En línea con los fundamentos de una **transición energética justa (TEJ)**, los escenarios planteados se acompañan de un desarrollo socioeconómico similar en la región, **alcanzando niveles de PIB per cápita suficientes para ser considerados países de altos ingresos**. En el caso de Brasil, el PIB per cápita alcanzará USD 37.000 PPP per cápita en 2060, con una tasa de crecimiento de 2,3% anual durante el período.

³² El análisis realizado se centra en las emisiones relacionadas con la quema de combustibles, tanto en los procesos de demanda de energía por sector, como en la generación eléctrica. Las emisiones de GEI provenientes de otros sectores (por ejemplo, procesos industriales, desechos, emisiones fugitivas, etc.) no están detalladas en este estudio, pero se las estima a grandes rasgos y sustrae para la estimación del potencial de reducción nacional.

³³ Se entiende que la reducción de emisiones se debe lograr mediante una articulación efectiva de medidas regulatorias, promoción de eficiencias de mercado, transferencia de tecnología e inversiones.

³⁴ Se espera que las absorciones de CO₂ provengan de medidas implementadas en el sector de agricultura, ganadería, forestación y otros usos del suelo (AFOLU) o por la vía de adopción de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de CO₂, (CCUS).

Tabla 10 ▶ Indicadores socioeconómicos y TCMC entre 2019 y 2060, %

		2019	2030	2040	2050	2060	TCMC
PIB per cápita	USD per cápita	14.685	16.882	21.713	29.179	37.275	2,3%
PIB total	MUSD	3.110.059	3.779.951	4.996.912	6.736.951	8.460.524	2,5%
Población	1.000 habitantes	211.783	223.909	230.132	230.886	226.977	0,2%

Fuente: Elaboración propia.

El PIB por sector se proyecta suponiendo que se mantiene la proporción de cada sector conforme a los valores de 2021. Eso se traduce en una tasa de crecimiento del PIB por sector igual a la tasa de crecimiento del PIB total.

Población

En cuanto a la proyección de la población, se utilizó la información de CEPALSTAT³⁵. En Brasil, se espera una desaceleración del crecimiento de la población a futuro, con un crecimiento negativo en el largo plazo.

³⁵ <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?theme=1&lang=es>

4. Principales premisas del sector energía

El marco general del estudio engloba la definición de premisas para **cinco países objetivo**. Si bien cada país tiene sus características propias, el estudio **uniformiza, cuando es posible, las premisas utilizadas** y asume que los países atravesarán procesos similares para la transición energética justa. Se consideraron las particularidades inherentes a cada país; por ejemplo, la industria del carbón en Colombia, los biocombustibles en Brasil, el gas natural a precios muy competitivos en México, el gas en Perú y la escasez de recursos naturales fósiles en República Dominicana, entre otros.

Para alcanzar los objetivos de descarbonización planteados en cada escenario, las premisas consideradas han sido más ambiciosas en el caso de los escenarios cero neto (NZ, por sus siglas en inglés). Las principales premisas se basan en las medidas que se describen a continuación.

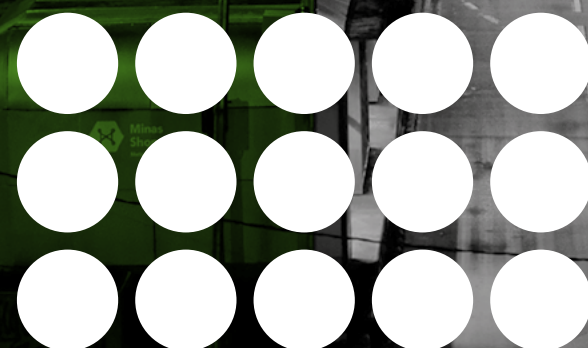
- **Mejoras en eficiencia energética.** Esto se aplica en todos los sectores, con reemplazos de equipamientos, mayor eficiencia térmica de las viviendas, optimización del uso de energía en los procesos industriales y recambio tecnológico hacia aparatos e instalaciones más eficientes, mayor eficiencia de los vehículos de transporte, etc.
- **Cambios de conductas.** Esto se refiere, en particular, a la reducción de los recorridos medios por vehículos (km/vehículo) como consecuencia de la digitalización de la sociedad (teletrabajo, etc.), del desarrollo del transporte público, de mejoras logísticas y transferencia del transporte de carga de camiones al sistema ferroviario.

- **Sustitución de combustibles.** En la mayoría de los sectores, se tiende hacia una mayor electrificación de los usos, a excepción de los usos o ramas industriales donde la posibilidad de electrificación es baja. En estos casos, el reemplazo de los combustibles con mayores emisiones de CO₂ por gas natural o el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ son las opciones proyectadas. El hidrógeno y derivados de bajas emisiones también pueden contribuir a la descarbonización del sector industrial (fertilizantes, refino) y transporte terrestre pesado, marítimo y aéreo (combustibles sintéticos).
- **Matriz de generación eléctrica con tecnologías no fósiles.** Se incentiva un desarrollo muy significativo de energías renovables y, en algunos casos, nuclear, y el cierre de centrales a carbón y combustibles líquidos. Es importante recordar que la composición de la generación eléctrica es clave en escenarios donde se plantea una fuerte electrificación de la matriz de consumo para garantizar que esta sustitución tenga el efecto esperado en términos de reducción de GEI. Esta integración de energías renovables deberá acompañarse del desarrollo de infraestructuras de red, redes inteligentes y baterías para facilitar la integración de la generación eléctrica variable.

Las premisas detalladas por sector se presentan en el capítulo “Resultados y premisas por sector”. Es de notar que los sectores con más potencial de reducción de emisiones en valor absoluto son los sectores transporte e industria que hoy en día son responsables de cerca de dos tercios de las emisiones del sector energía.

3

Escenarios
de transición



1. Resultados globales

Los resultados globales presentados a continuación reflejan la suma de las premisas adoptadas por cada sector.



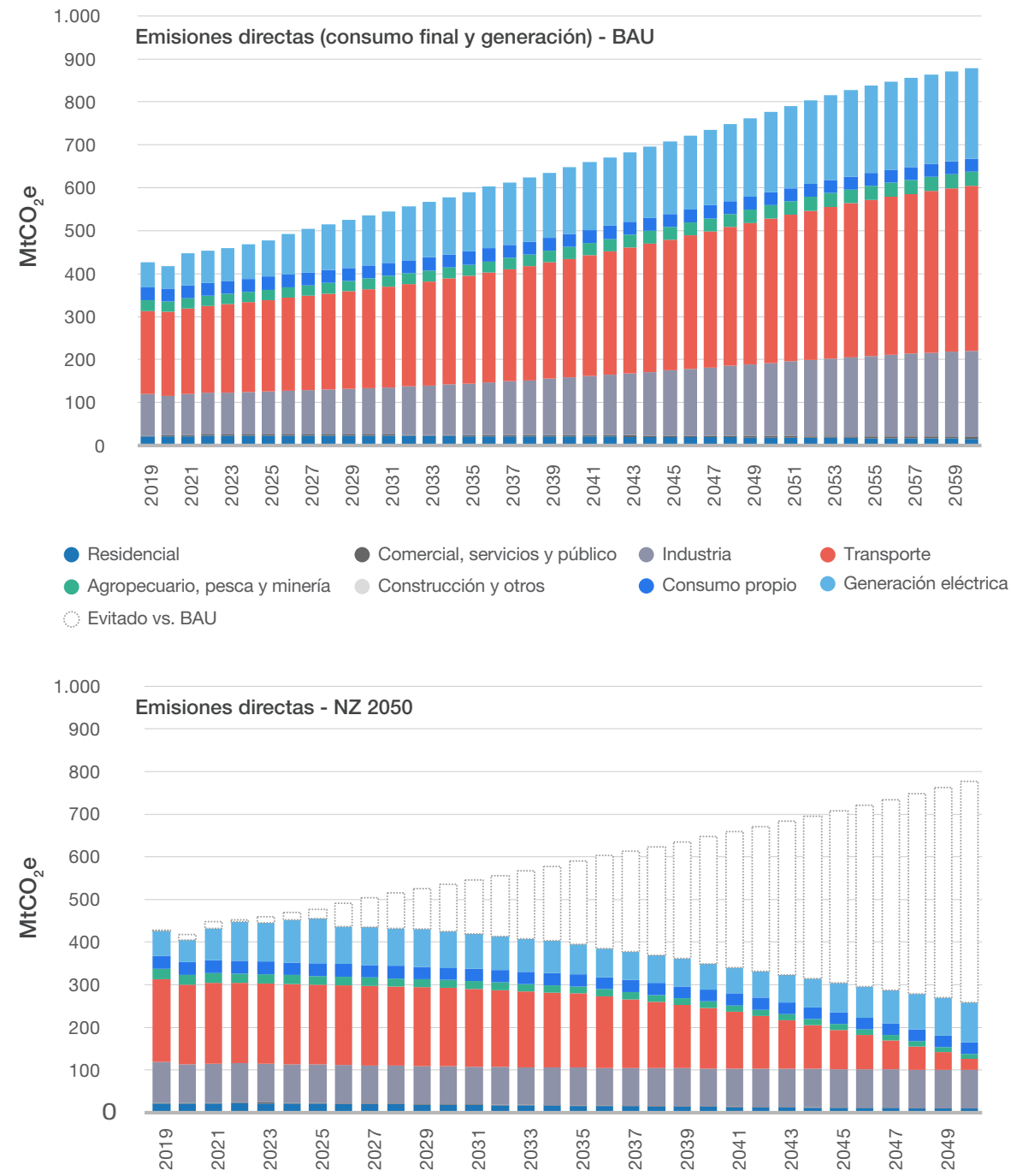
Emisiones por sector

En el **escenario BAU**, las emisiones relacionadas con la quema de combustibles crecen a un ritmo promedio anual de 1,8%, pasando de 426 MtCO₂e en 2019 a 879 MtCO₂e en 2060. Si bien este **aumento** es sostenido, es **menor que el crecimiento esperado del PIB**, lo cual demuestra una cierta mejora ambiental de la economía. Este escenario está muy por encima de la capacidad de absorción de CO₂ del país, estimada en 300 MtCO₂e al año³⁶.

³⁶ <https://climateactiontracker.org/countries/brazil/>. Las absorciones deben cubrir no solo el sector energético, sino también los sectores procesos industriales y uso de productos (IPPU, por sus siglas en inglés), desechos, etc. Se estima que las emisiones deberían ser menores a 250 MtCO₂e en el sector energía.

Gráfico 37 A

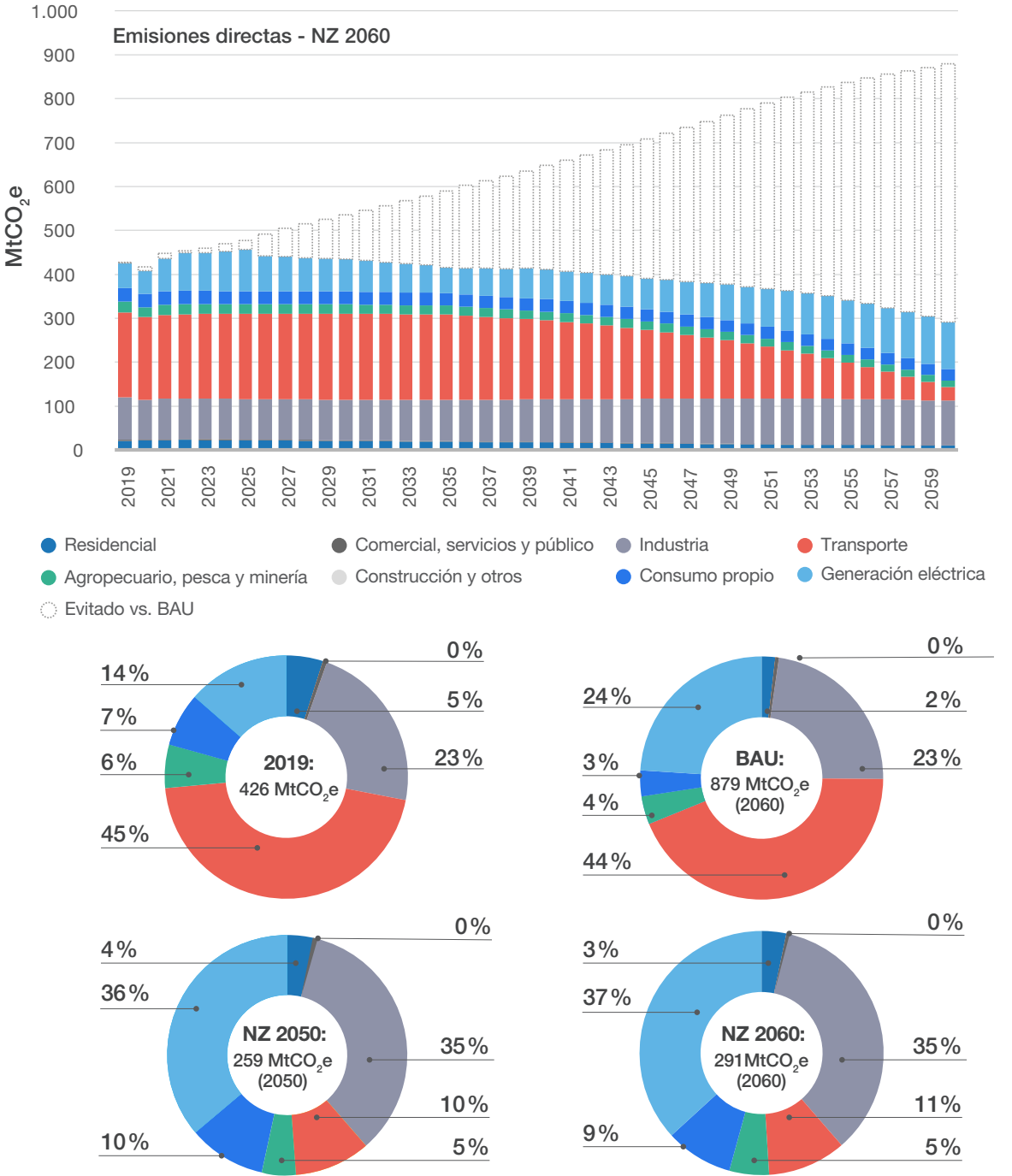
► Emisiones directas (consumo final y generación) por sector (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia. Las emisiones directas no reflejan el potencial de absorción por captura de carbono.

Gráfico 37 B

► Emisiones directas (consumo final y generación) por sector (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia. Las emisiones directas no reflejan el potencial de absorción por captura de carbono.

En los **escenarios NZ**, las emisiones directas bajan a 259 MtCO₂e en el año 2050 (escenario NZ 2050) y a 291 MtCO₂e en el año 2060 (escenario NZ 2060). Si se considera la captura de carbono de 20 MtCO₂ anuales (escenario NZ 2050) y de 50 MtCO₂ anuales (escenario NZ 2060), las emisiones resultantes bajan a 239 MtCO₂e en el año 2050 (escenario NZ 2050) y a 241 MtCO₂e en el año 2060 (escenario NZ 2060). La captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) permitirá reducir las emisiones directas correspondientes al sector industrial y a la generación eléctrica, y así cumplir **con el objetivo de emisiones netas cero**. El ritmo promedio anual de reducción de las emisiones se ubica en -1,9% (escenario NZ 2050) y -1,4% (escenario NZ 2060) si se considera el potencial de CCS.

Para cumplir con el objetivo de emisiones netas cero, las emisiones totales se deben reducir a la mitad durante el horizonte de planeamiento, en comparación con las emisiones actuales.

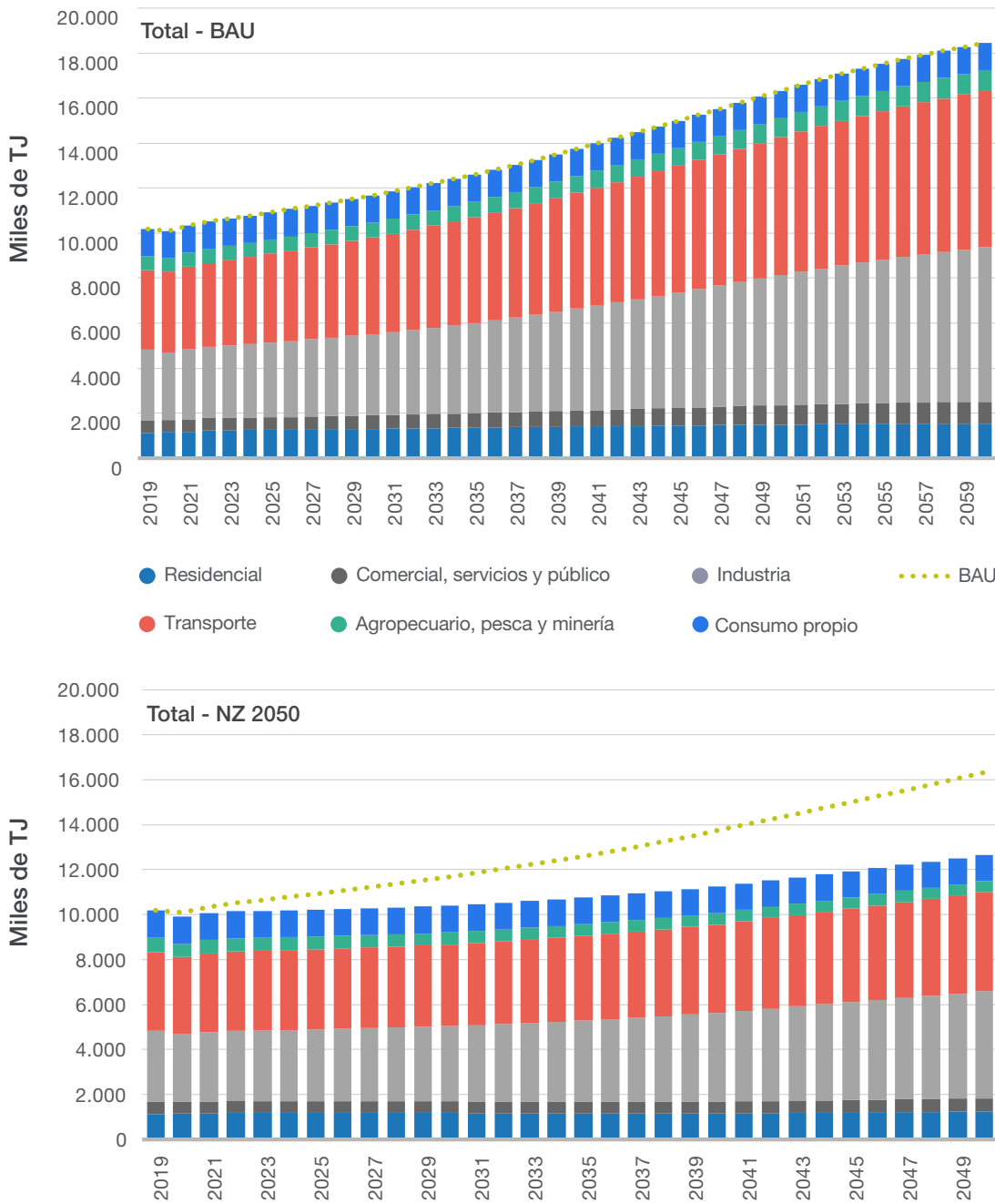


Demanda energética por sector

En el escenario BAU, la demanda casi se duplica en el período de estudio y llega a alrededor de 18.500 miles de TJ en 2060. En los escenarios NZ, la demanda crece levemente debido a los mayores efectos de eficiencia y sustitución de combustibles. En todos los escenarios, **el crecimiento de la demanda es mayor que el de las emisiones de GEI**.

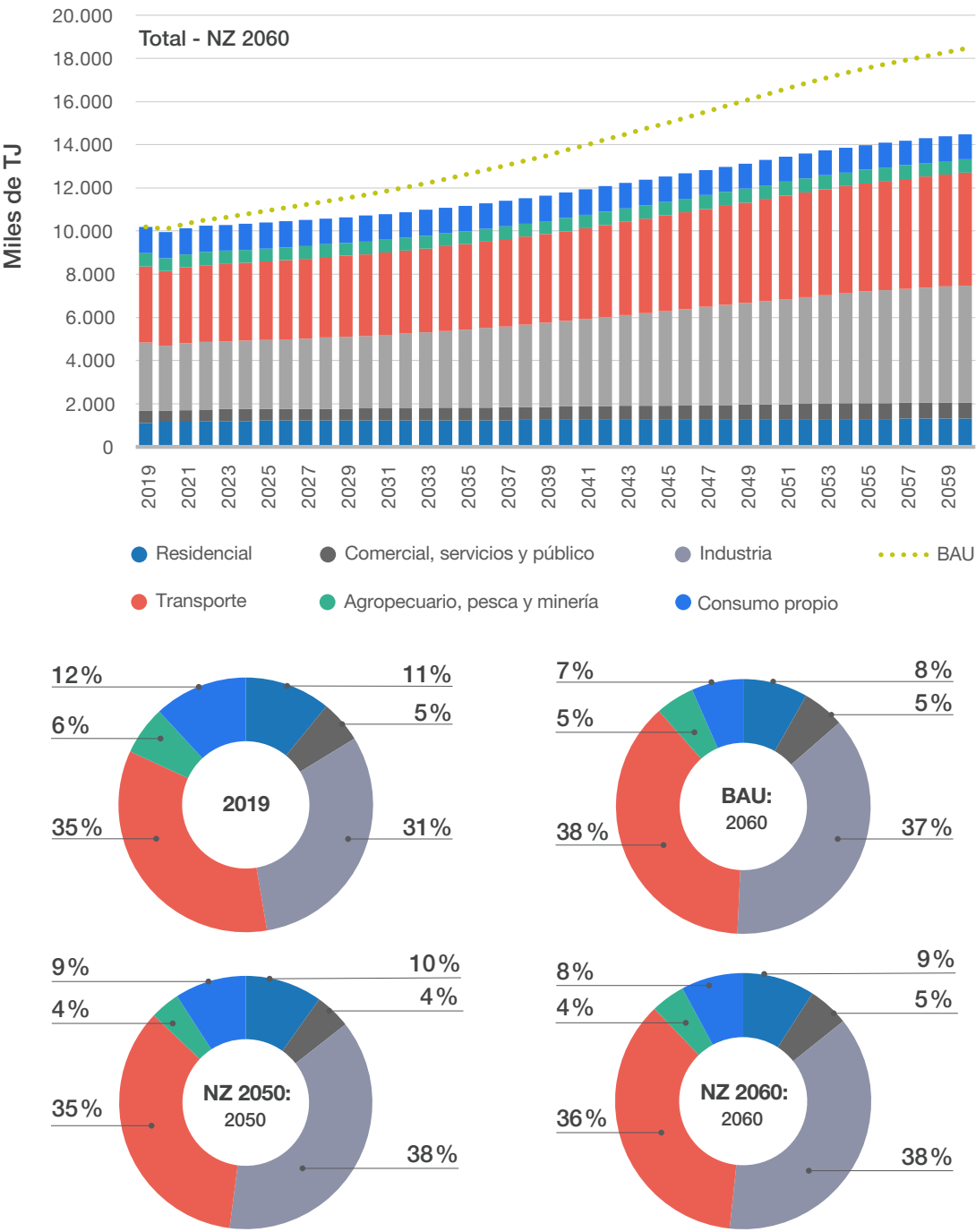
Gráfico 38 A

► Consumo final por sector y consumo propio, por escenario (miles de TJ)



Fuente: Elaboración propia. Consumo no energético no incluido.

Gráfico 38 B ▶ Consumo final por sector y consumo propio, por escenario (miles de TJ)



Fuente: Elaboración propia. Consumo no energético no incluido.

Tabla 11 ▶ Demanda total por escenario, miles de TJ y TCMC (%)

Demanda (miles TJ)	2019	2030	2040	2050	2060	TCMC (%)
BAU	10.194	11.680	13.735	16.327	18.456	1,5%
NZ 2050	10.194	10.405	11.248	12.661		0,7%
NZ 2060	10.194	10.710	11.779	13.283	14.465	0,9%

Fuente: Elaboración propia. Consumo no energético no incluido.

En todos los escenarios, la participación relativa de la demanda por sector no varía de forma muy significativa y los sectores transporte e industria suman alrededor del 70 % de la demanda. La mayoría de los sectores tienen tasas de crecimiento similares, lo cual refleja que **todos los sectores participan de los esfuerzos de transición**.

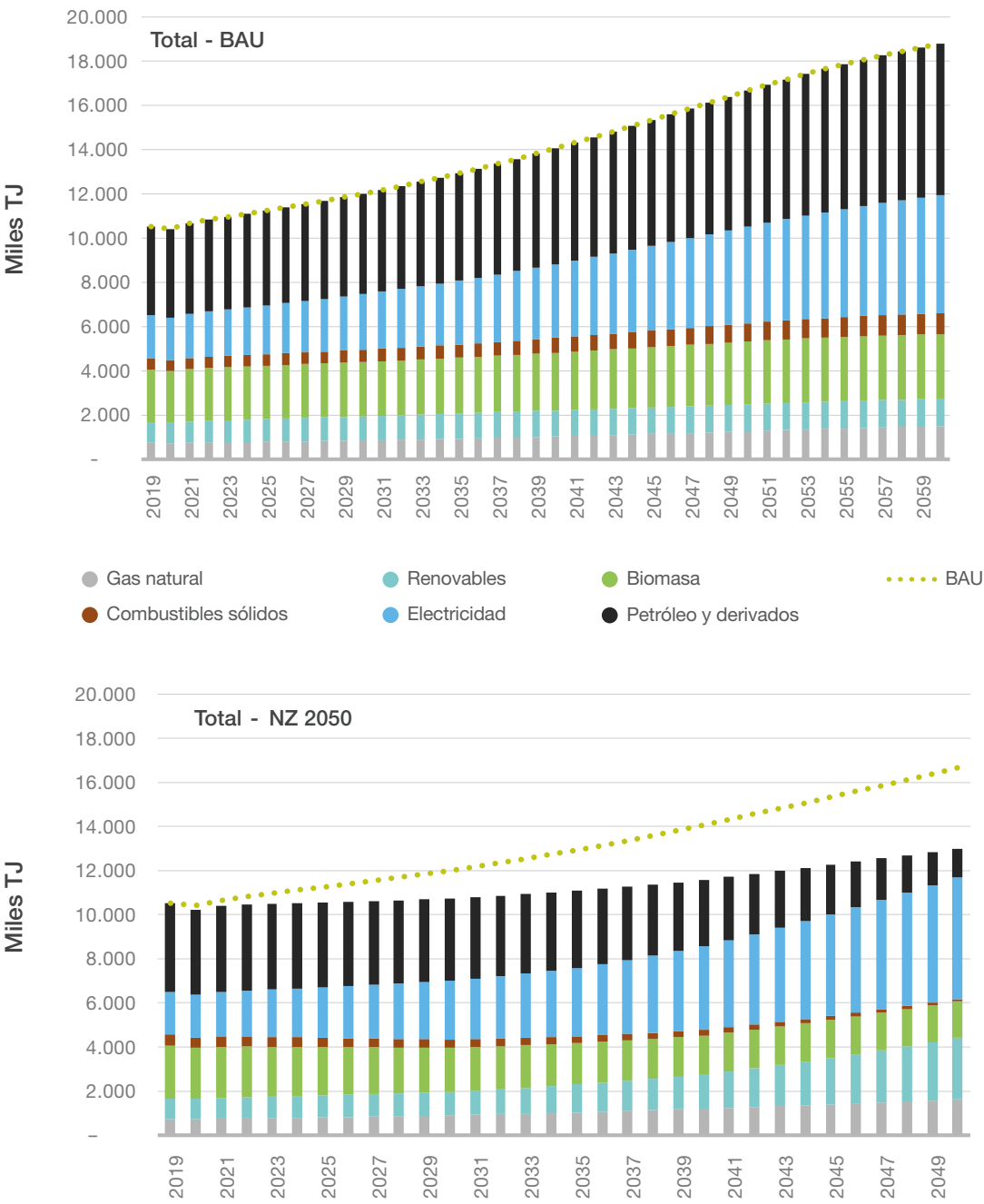


Demanda energética por fuente

Por combustible, se observa una **fuerte tendencia hacia la electrificación y el uso de combustibles verdes** para todos los escenarios. El escenario BAU refleja un aumento leve en los consumos de carbón, biomasa y combustibles fósiles, y un aumento más pronunciado de gas natural y electricidad (medido en tasa de crecimiento). Los escenarios NZ presentan hipótesis de electrificación más acentuadas (aproximadamente 45 % del consumo final total) y un reemplazo parcial tanto del carbón y de la leña, como de los combustibles líquidos. Los combustibles verdes y sintéticos, y el solar térmico, van desarrollándose en el largo plazo. El uso de biomasa sostenible crece levemente.

Gráfico 39 A

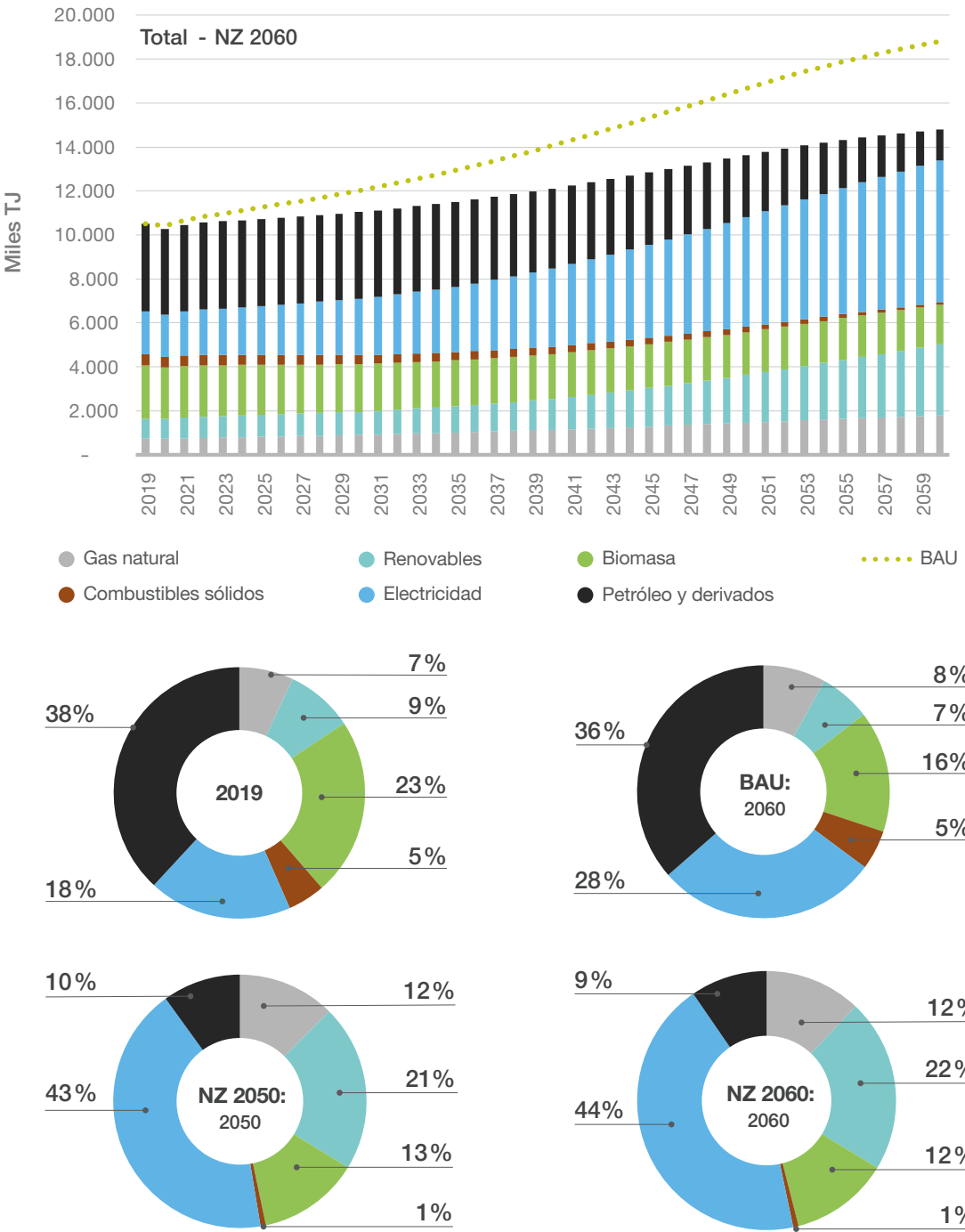
► Consumo final y consumo propio por fuente y escenario, miles de TJ



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico, bioetanol, biodiésel, diésel verde y combustibles sintéticos. La categoría petróleo y derivados incluye GLP.

Gráfico 39 B

► Consumo final y consumo propio por fuente y escenario, miles de TJ



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico, bioetanol, biodiésel, diésel verde y combustibles sintéticos. La categoría petróleo y derivados incluye GLP.



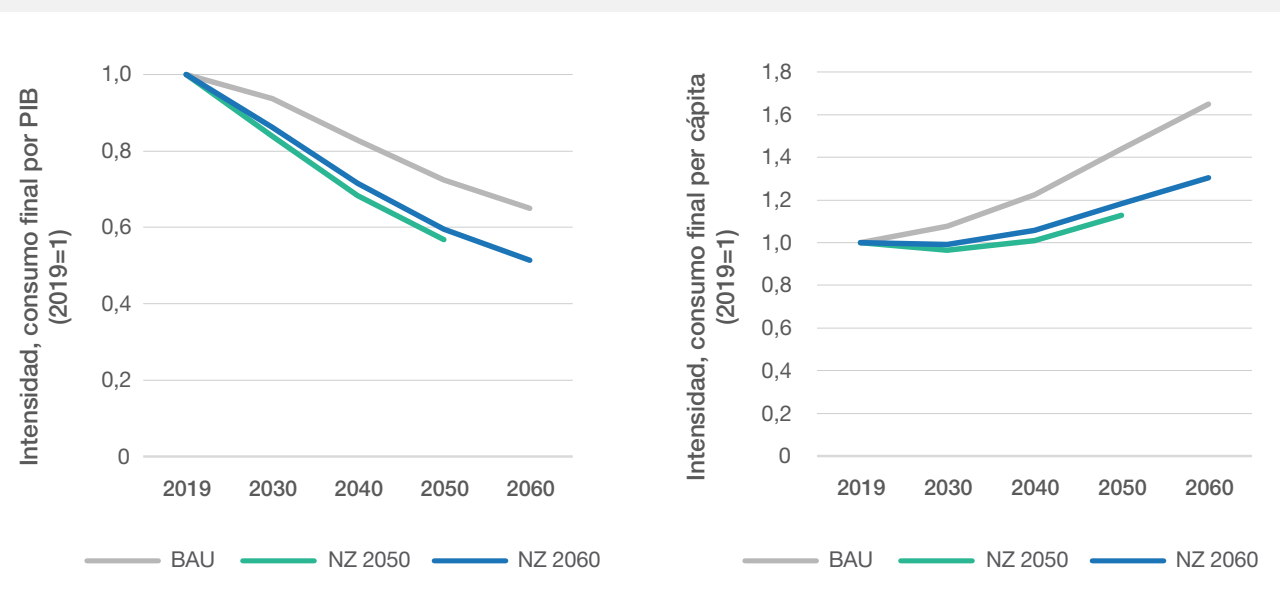
Intensidad energética y ambiental

En el escenario BAU, la intensidad energética medida en términos económicos (consumo final/PIB total) se reduce cerca de 35 % en el período (-1,0 % anual), mientras que en el escenario NZ 2050 y NZ 2060 se reduce cerca de 50 % (-1,8 % y -1,6 % anual, respectivamente).

Medido en términos de población (consumo final per cápita), el consumo unitario total crece en el escenario BAU cerca de 65 %, mientras que en los escenarios NZ 2050 y NZ 2060 crece 13 % y 30 %, respectivamente. Estos valores reflejan la evolución necesaria del consumo final para cumplir con un desarrollo económico del país y cubrir las brechas de consumo actuales.

Gráfico 40

► Intensidad energética unitaria (2019=1), miles de TJ/MUSD PPP 2017 (izquierda) y miles de TJ per cápita (derecha)

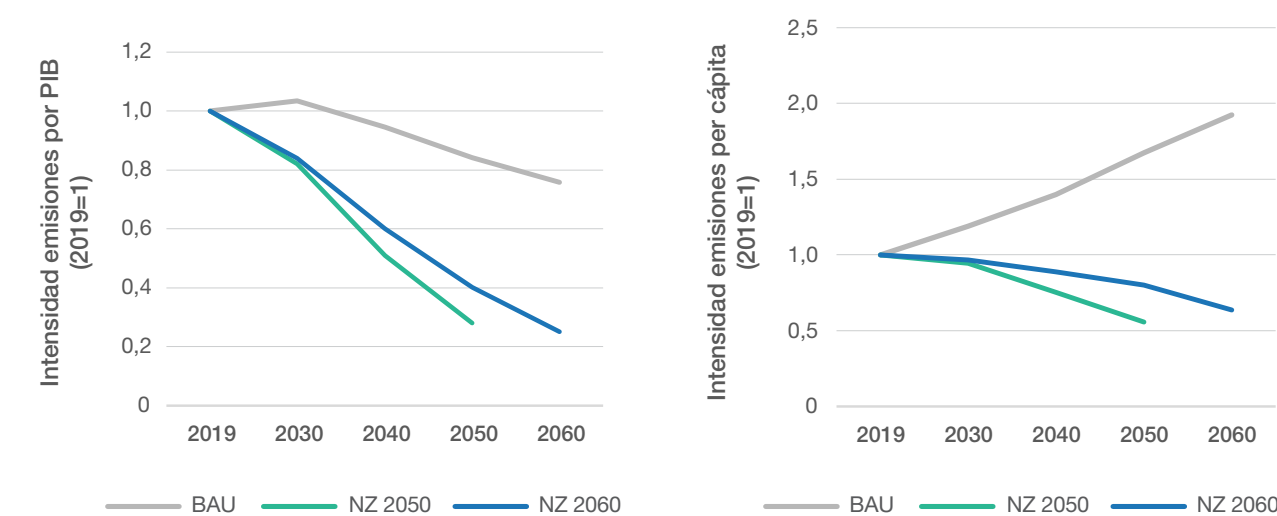


Fuente: Elaboración propia.

Se necesita una reducción significativa de la intensidad energética para lograr cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. Esta reducción refleja el **desacople entre crecimiento económico y consumo energético**. Las premisas adoptadas para implementar las soluciones propuestas (véase el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*) para la transición energética en Brasil permiten alcanzar un elevado nivel de descarbonización a futuro e **impulsar una economía más desarrollada y eficiente**.

Gráfico 41

► Intensidad ambiental unitaria (2019=1), tCO₂e/miles de USD PPP 2017 (izquierda) y tCO₂e per cápita (derecha)



Fuente: Elaboración propia.

La intensidad ambiental unitaria, medida en términos de economía (emisiones de GEI/PIB total) y población (emisiones de GEI per cápita), se reduce de forma más significativa que la intensidad energética para todos los escenarios y refleja la reducción de las emisiones por unidad de energía consumida. Para cumplir con las emisiones netas cero, se deben reducir las emisiones por unidad de PIB del año base entre un 70 % y 75 %.

2. Resultados y premisas por sector



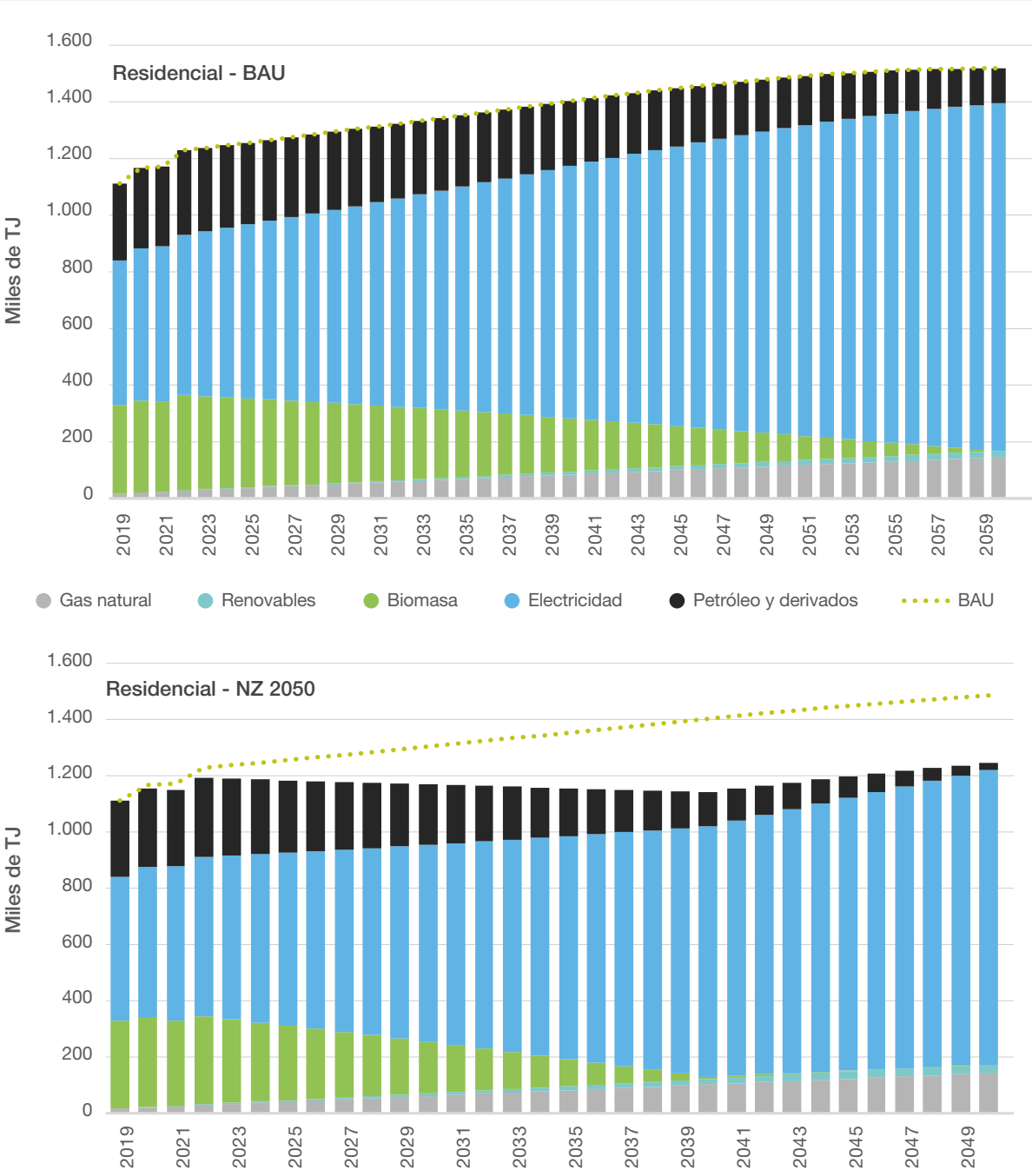
Sector residencial

El sector residencial es el cuarto sector en términos de demanda energética (11 % en 2019). Es responsable de un volumen limitado de emisiones (21 Mt CO₂e), pero existe potencial para reducirlas todavía más con medidas de transición energética. Este sector se caracteriza por:

- un alto consumo de leña, con gran potencial de electrificación (y, a su vez, grandes ganancias en eficiencia³⁷). Este consumo de leña (28 % del consumo final del sector) corresponde a segmentos más vulnerables de la población; es decir, su reemplazo es posible en un contexto de incremento del nivel de vida y programas de acompañamiento del sector. El uso para cocción representa el 56 % del consumo final del sector;
- otros usos (ACS, electrodomésticos, aire acondicionado, etc.) con potencial de crecimiento, a medida que aumente el nivel de vida, en línea con lo observado en países desarrollados.

³⁷ Se estima que el uso de electricidad o gas natural en vez de leña para la cocción permite un ahorro de energía final muy significativo.

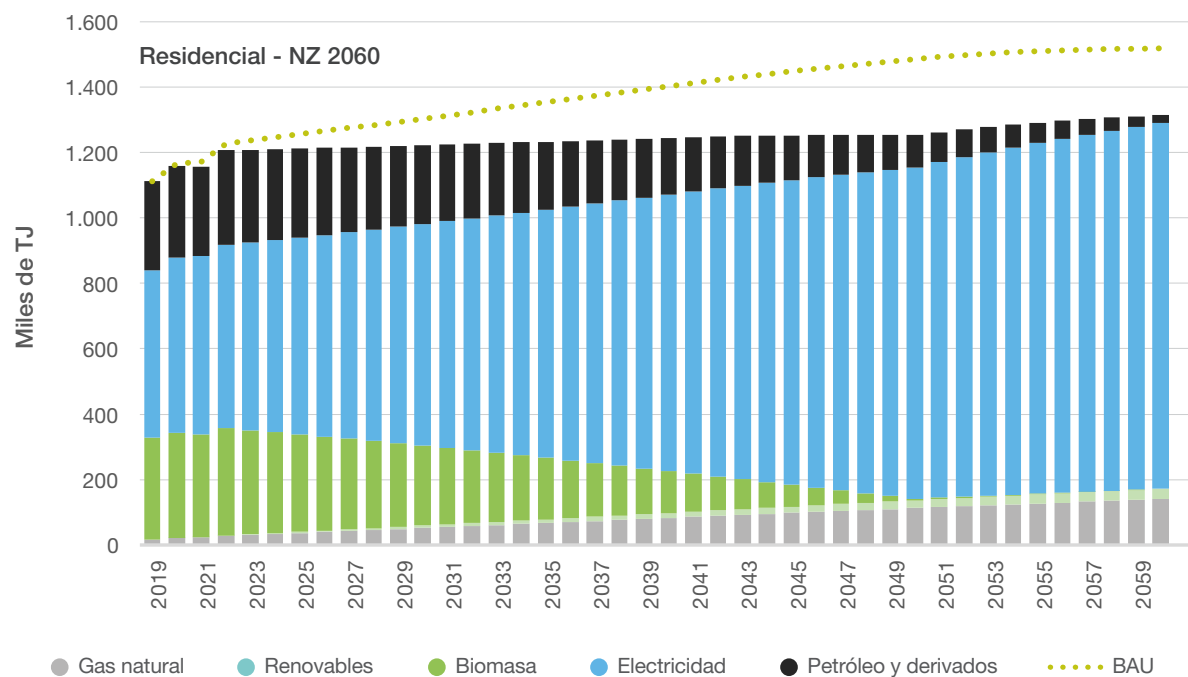
Gráfico 42 A ▶ Sector residencial: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico. La categoría petróleo y derivados incluye GLP.

Gráfico 42 B

► Sector residencial: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría renovables se refiere a solar térmico. La categoría petróleo y derivados incluye GLP.

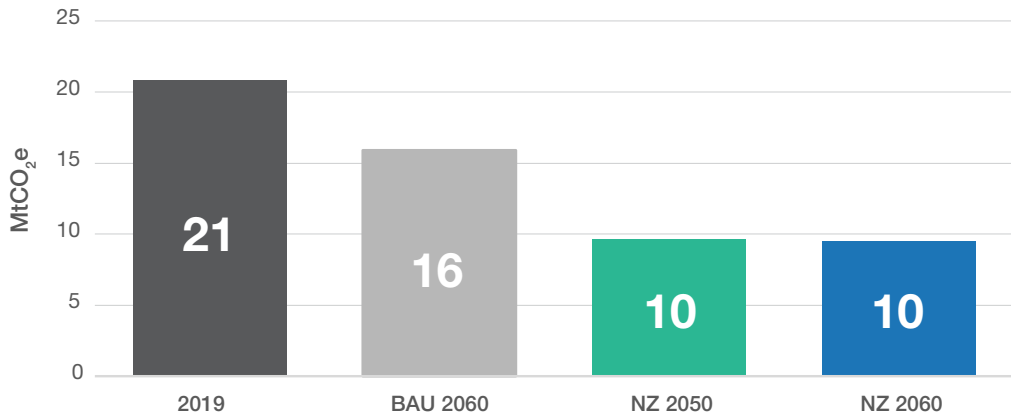
En el escenario BAU (gráfico 42A, arriba), se observa un aumento de la demanda energética residencial del 37 % en el período (0,76 % anual), principalmente impulsado por los nuevos usos eléctricos (incluyendo aire acondicionado), que se prevén acompañarán el aumento del nivel de vida proyectado. Se reemplaza la leña al final del período. El consumo de electricidad y gas natural crece considerablemente.

En los escenarios NZ 2050 y NZ 2060, el consumo eléctrico abarca gran parte del consumo final (84 % y 85 %, respectivamente); existe un remanente de gas natural e introducción de solar térmico para calentamiento de agua sanitaria. A su vez, el reemplazo de la biomasa ocurre con mayor velocidad. Mayores esfuerzos

de eficiencia energética³⁸, tanto para aparatos como para edificaciones, permiten compensar —en gran parte— los nuevos usos que acompañan al aumento del PIB per cápita (la intensidad energética del sector, medida como la demanda per cápita, es bastante estable en el período).

Gráfico 43

► Sector residencial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e se reducen un 24 % en el escenario BAU, mientras que disminuyen un 54 % en los escenarios NZ, a largo plazo, gracias a las medidas de eficiencia energética y electrificación a partir de fuentes de generación limpia.

³⁸ Solo existen dos líneas de acción para el aumento de la eficiencia energética en todos los sectores: cambio tecnológico y buenas prácticas de uso de la energía. Por ejemplo, el reemplazo de iluminación con lámparas incandescentes por unidades de descarga (focos ahorradores) y, posteriormente, por focos LED, que se produjo en la mayoría de los países, produce por sí mismo una reducción de la potencia instalada de iluminación de hasta 80 %. Sin embargo, esto se traduciría en una reducción similar en términos del consumo de energía solamente si se mantienen los mismos patrones de uso previos al reemplazo. O bien, puede ser mayor si se aumenta el cuidado en el uso de las luces (con sensores de movimiento, por ejemplo); en cambio, puede ser menor si se dejan las luces prendidas más tiempo al cambiar por LED. No basta con cambiar la tecnología, sino que se debe aplicar lo que se suele denominar “buenas prácticas de uso de la energía y del mantenimiento y operación de instalaciones y equipos”.

En la práctica, las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector residencial corresponden a tecnologías maduras (cocinas eléctricas, artefactos eléctricos más eficientes, bombas de calor para calefacción o climatización, mayor eficiencia térmica de las viviendas, etc.). Sin embargo, su implementación significa un esfuerzo masivo en todos los hogares y un cubrimiento de las brechas de consumo para los hogares de menores recursos, lo cual aseguraría una transición justa.

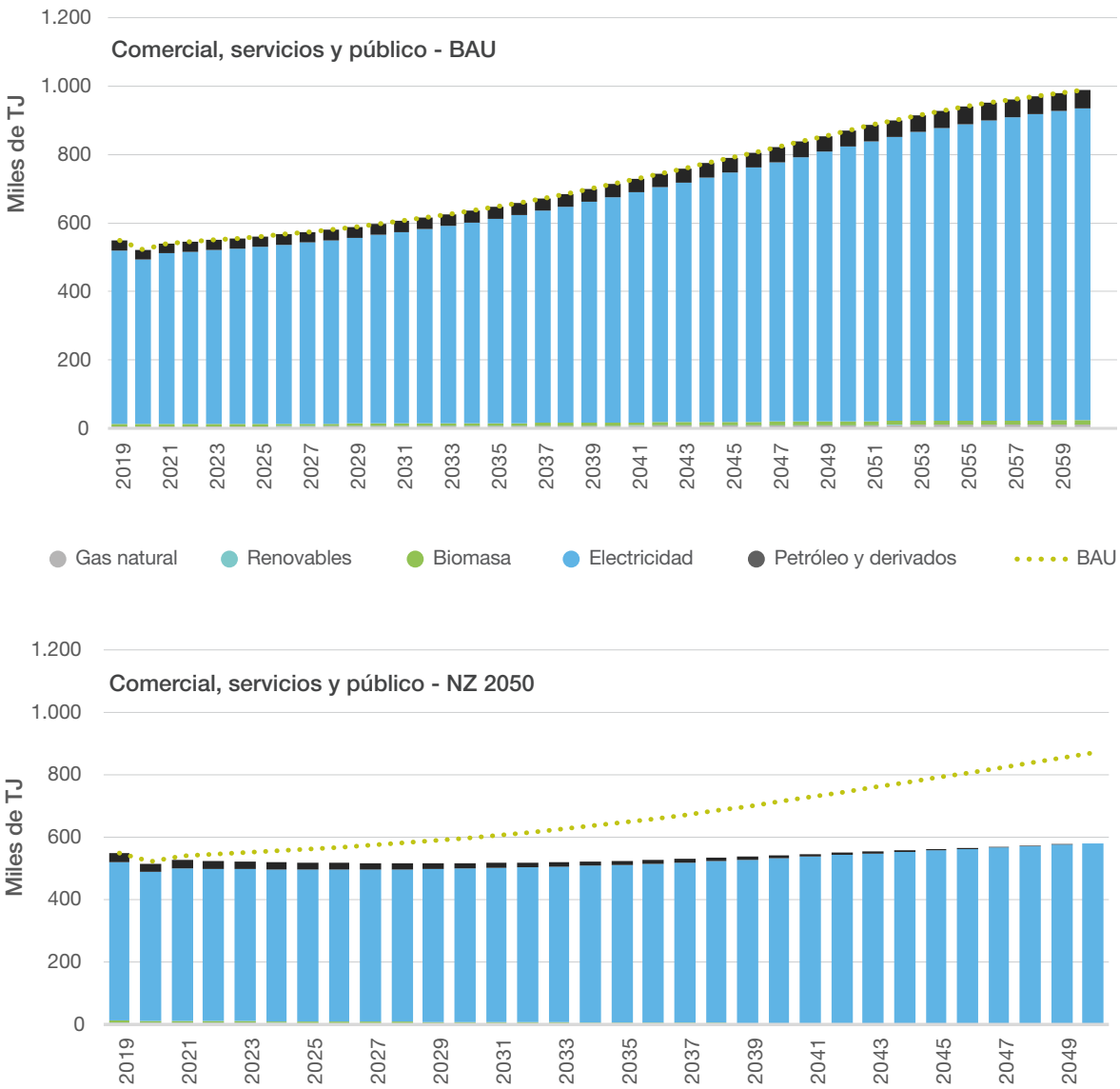


Sector comercial, servicios y público

El sector comercial, servicios y público (CSP) está conformado por la administración pública, los hospitales, hoteles y comercios, etc. Suele ser un sector de poco peso en términos de consumo energético (5 % del total en 2019), respecto de los sectores transporte, industrial y residencial. Parte de una gran tasa de electrificación (92 % en 2019) y usos con potencial de electrificación (ACS, calefacción, fuerza motriz, cocción, etc.), como es el caso del sector residencial. Existe también potencial para mayor eficiencia energética, tanto de los equipamientos como de los edificios en sí (renovación térmica de edificios existentes, aplicación de normativas térmicas estrictas para edificios nuevos).

Gráfico 44 A

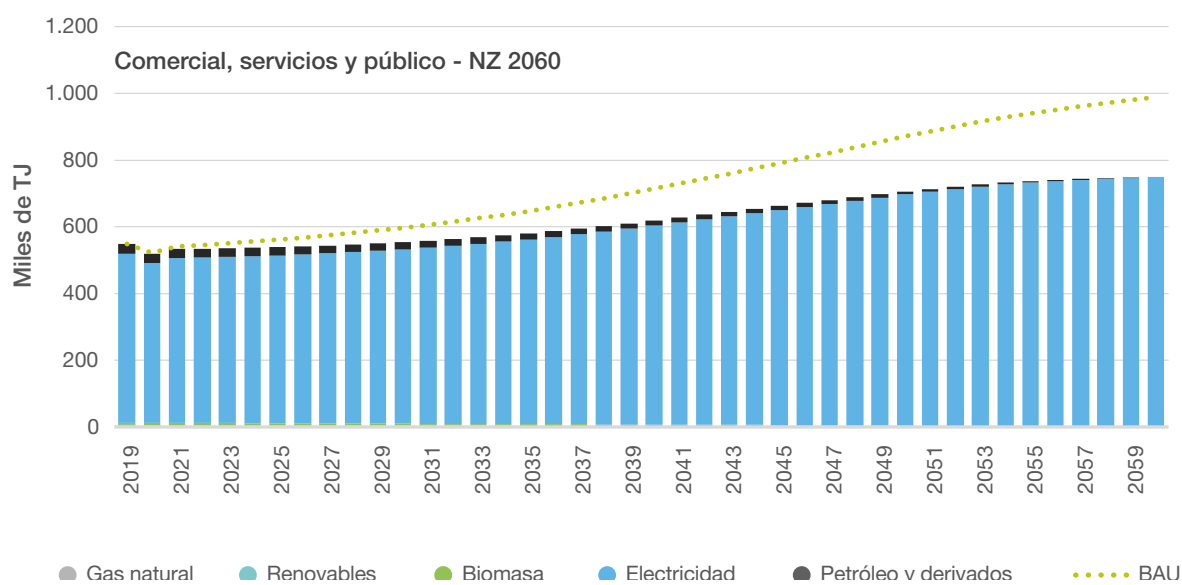
► Sector CSP: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría petróleo y derivados incluye GLP.

Gráfico 44 B

► Sector CSP: resultados por combustible y por escenario (10³ TJ)



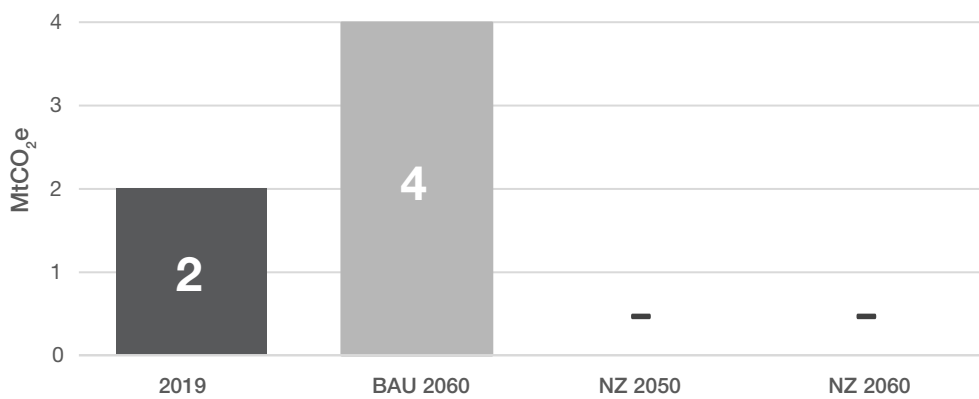
Fuente: Elaboración propia. NB: La categoría petróleo y derivados incluye GLP.

En el escenario BAU, la proporción de combustible se mantiene constante. Por otra parte, si bien se registra casi una triplicación del PIB del sector, la demanda energética crece en un 80 % debido a las medidas de eficiencia energética.

Para los escenarios NZ, se considera una electrificación total del sector. Se consigue un 24 % de reducción de la demanda para 2060 (NZ 2060) y un 33 % para el año 2050 (NZ 2050) en comparación con el escenario BAU. Las mejoras de eficiencia energética explican gran parte de este fenómeno.

Gráfico 45

► Sector CSP: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones directas de CO₂e crecen en el escenario BAU, pero a un ritmo menor que el del PIB; sin embargo, se las elimina en los escenarios NZ a largo plazo.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector comercial, servicios y público corresponden a tecnologías maduras relacionadas con los usos refrigeración, iluminación y calor directo e indirecto; por lo tanto, se debe priorizar la electrificación y mejorar la eficiencia de los aparatos. El sector en sí, aunque de poco peso a nivel energético, es heterogéneo, con consumos relacionados con el uso cocción y refrigeración en restaurantes, equipos informáticos e iluminación en oficinas, usos mixtos en hospitales o escuelas, etc.



Sector industrial

El sector industrial está conformado por varias ramas industriales y es el segundo de mayor demanda energética (31 % en 2019), detrás del sector transporte. Parte de una baja penetración de energía eléctrica (21 %), condicionada por varios sectores de difícil electrificación, como las industrias del acero y cemento.

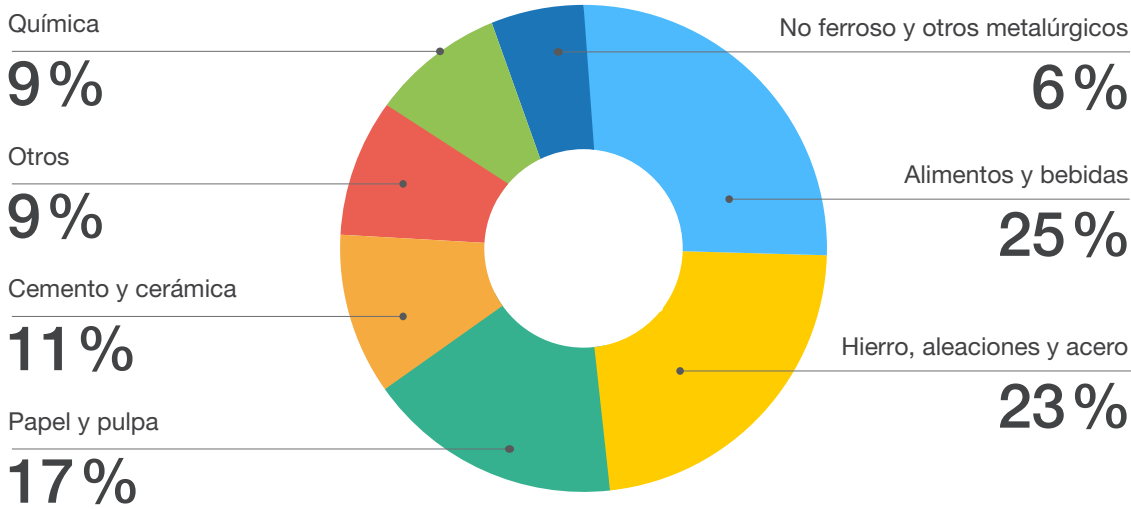
Es importante recordar que las posibilidades de sustitución entre combustibles pueden variar mucho de un subsector industrial a otro, dada la variedad de procesos industriales existentes. Para realizar las proyecciones, los subsectores industriales se agruparon en un número limitado de ramas. El análisis se centró más en detalle en las ramas de mayor consumo y sus usos asociados.

Proyecciones por ramas

El Balance Energético Nacional de Brasil presenta la información del sector industrial desagregada en varios subsectores agrupados en las siguientes ramas:

Gráfico 46

► Sector industrial: consumo energético por subsector industrial, 2019 (%)

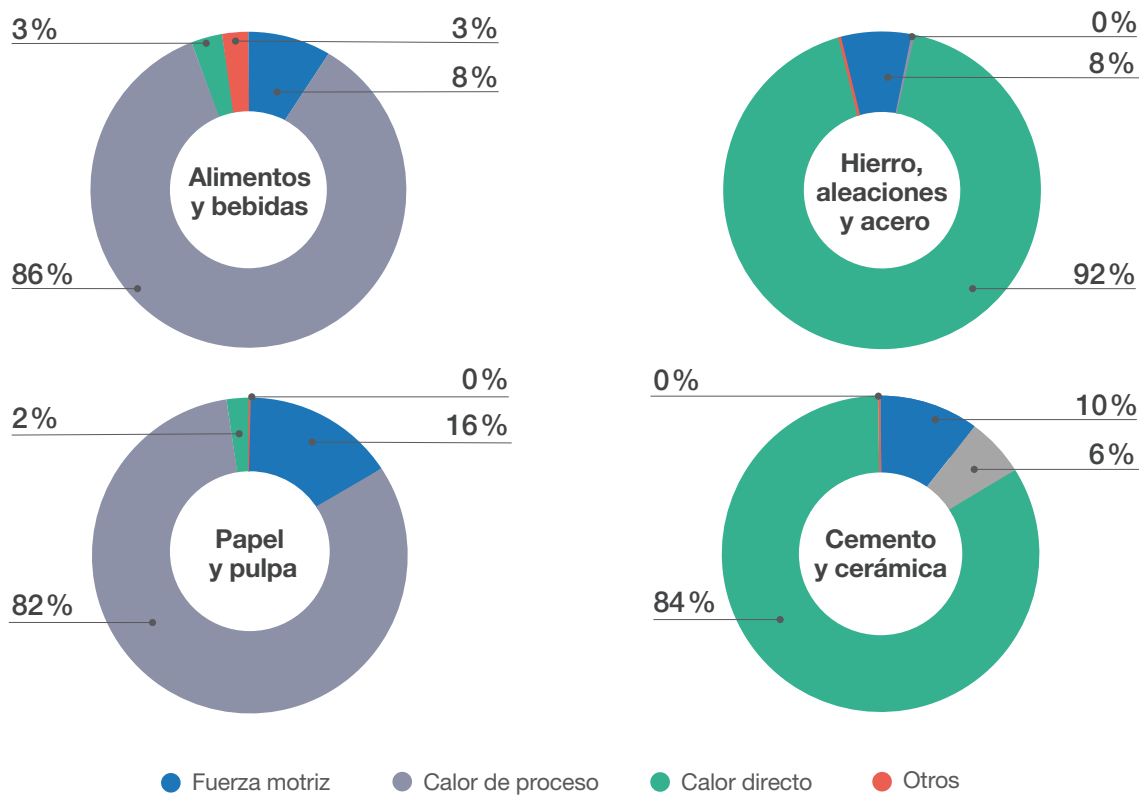


Fuente: Elaboración propia con base en datos del balance de energía útil del sector industrial (EOE) y balance energético de Brasil (OLADE).

Las ramas alimentos y bebidas; hierro, aleaciones y acero; papel y pulpa, y cemento y cerámica representan el 76 % del consumo de energía del sector. El uso de calor de proceso es predominante para las categorías de alimentos y bebidas y de papel y pulpa (86 % y 82 %, respectivamente). Para las categorías de hierro, aleaciones y acero, y de cemento y cerámica, predomina el uso de calor directo, con el 92 % y 84 %, respectivamente.

Gráfico 47

► Sector industrial: consumo energético por uso para principales subsectores (%)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de EPE³⁹.

³⁹ <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-de-energia-util-para-segmentos-selecionados-da-industria>



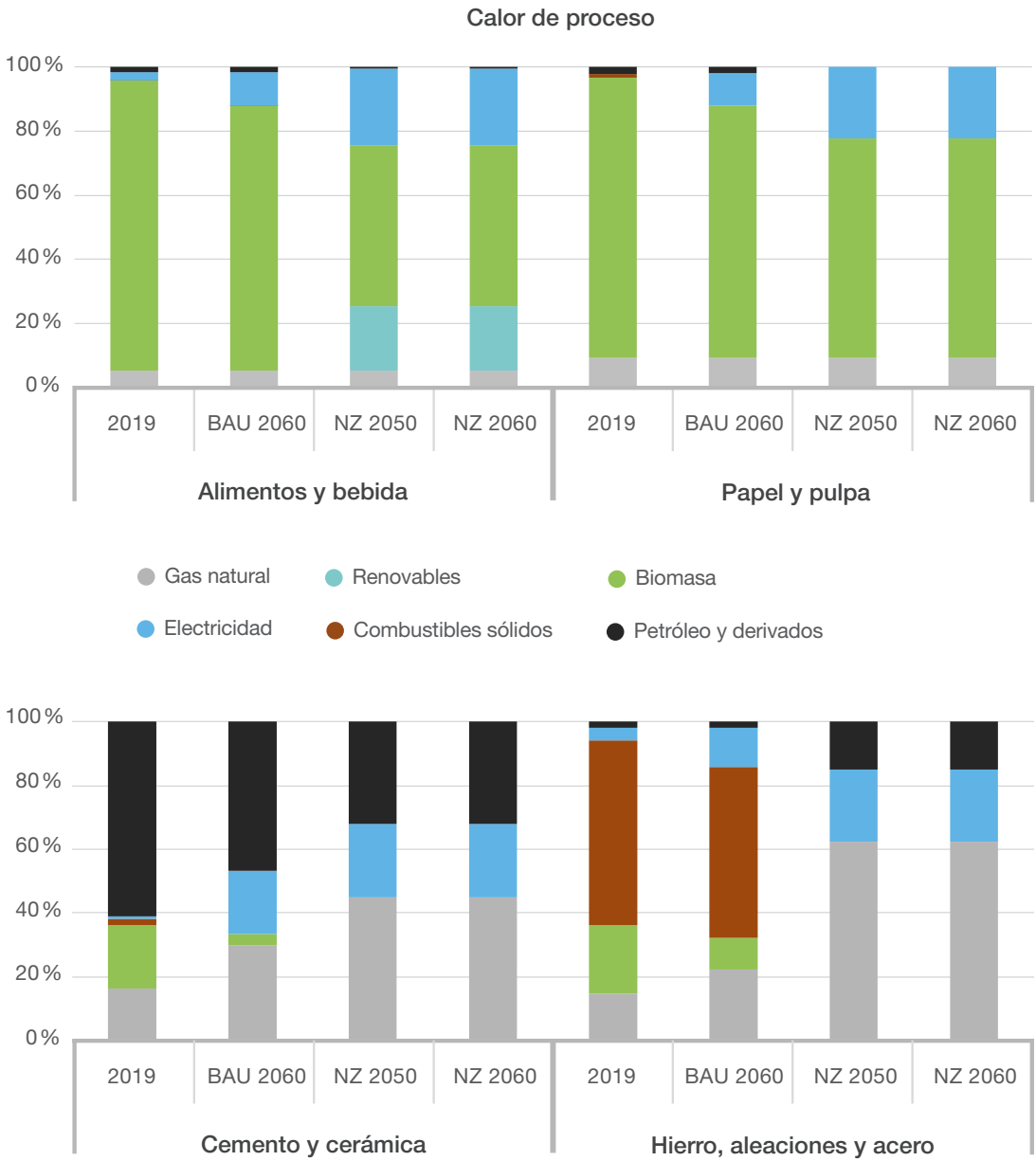
Las medidas de transición se centran en **mejoras en términos de eficiencia** y sustitución de combustibles. La eficiencia energética se logra gracias a la optimización del uso de energía en los procesos industriales y el recambio tecnológico hacia aparatos e instalaciones más recientes y eficientes.

Las premisas de sustitución consideradas para Brasil son las siguientes:

- se considera el uso de biomasa sostenible en los subsectores que tienen biomasa disponible para sus procesos (por ejemplo, productos de caña, licor negro, etc.), y se considera una sustitución del uso de la leña por otras fuentes (electricidad, solar térmico);
- se consideró una reducción fuerte del consumo (mayor en los escenarios NZ) para las ramas industriales con alta penetración de combustible fósil y potencial de sustitución;
- el gas natural y el GLP reemplazan totalmente al fueloil y al diésel en la próxima década y se asume, de forma progresiva, una penetración de energía solar térmica para calor indirecto en algunos sectores;
- se asume un reemplazo del carbón mineral en los escenarios NZ.

El gráfico 48 muestra la evolución del consumo final por combustibles para los principales usos en los distintos escenarios.

Gráfico 48 ► Sector industrial: evolución por escenario para principales usos en ramas más relevantes de la industria (%)

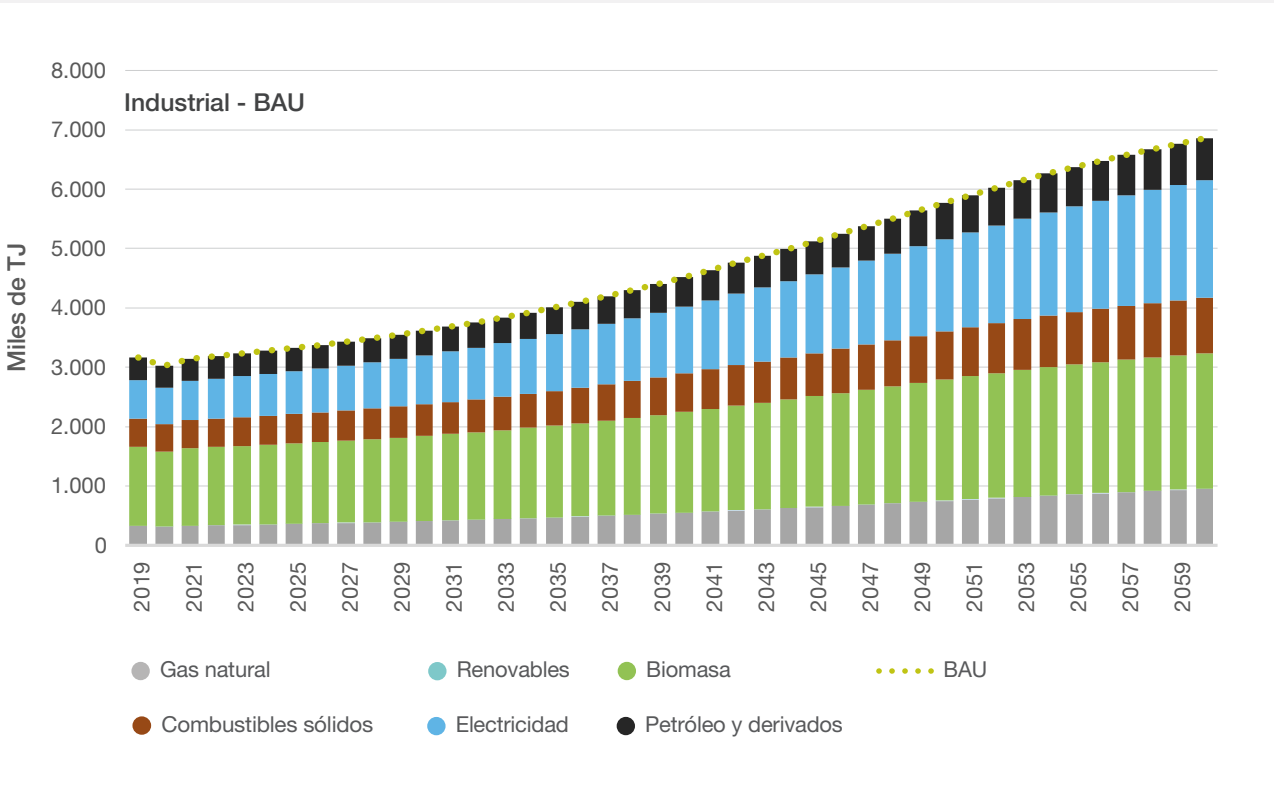


Fuente: Elaboración propia. La categoría petróleo y derivados incluye GLP. La categoría biomasa incluye licor negro, bagazo, leña, etc. La categoría renovables incluye solar térmico.

Resultados

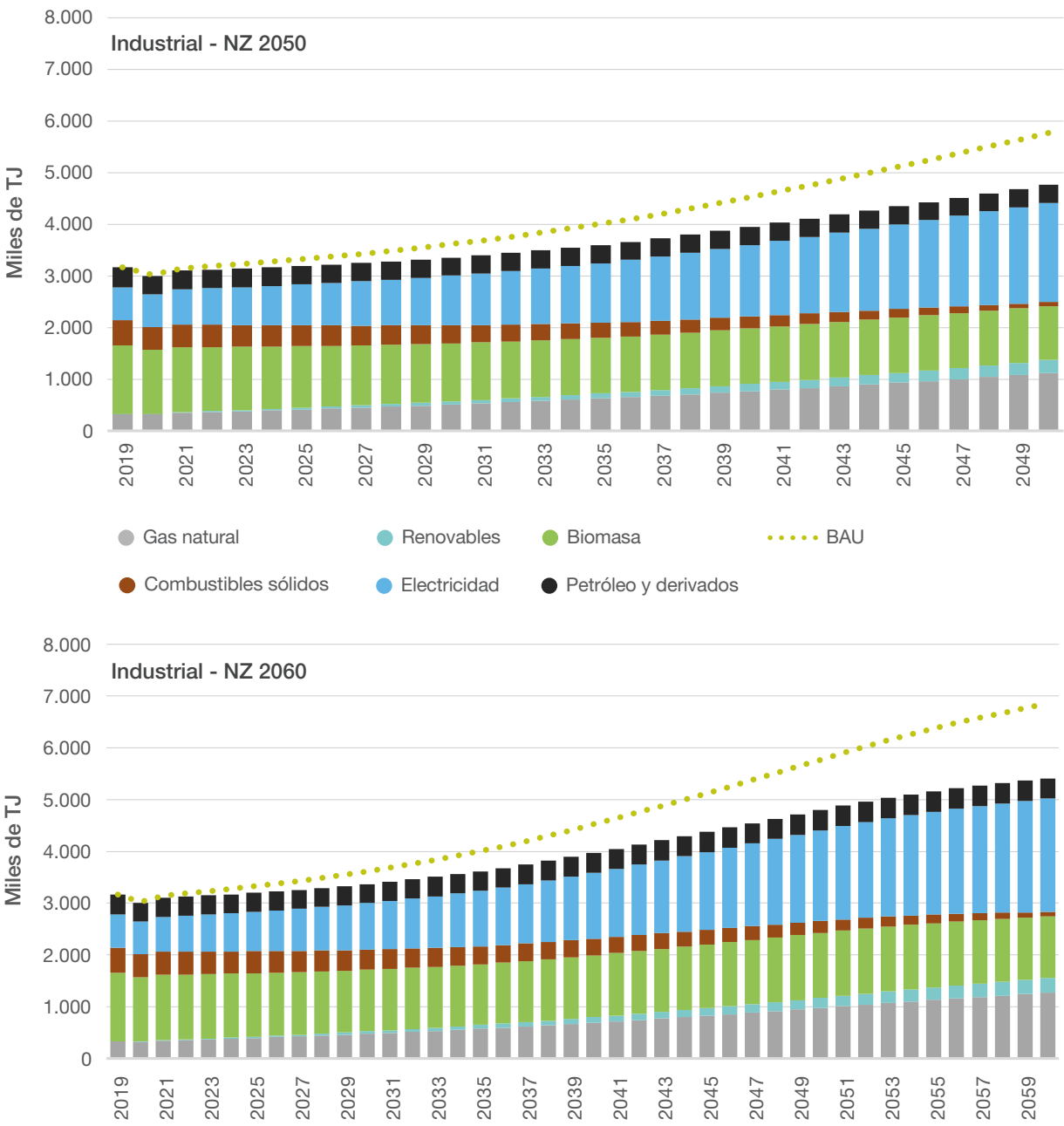
Si bien se proyecta un aumento del PIB del sector en un 172 %, la demanda de energía final en el escenario BAU aumentará un 117% debido a la sustitución de combustible y medidas de eficiencia energética. La electrificación de la demanda final pasa de 21 % a 29 %.

Gráfico 49 A ▶ Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 49 B ▶ Sector industrial: consumo final por combustibles y por escenario (10³ TJ)

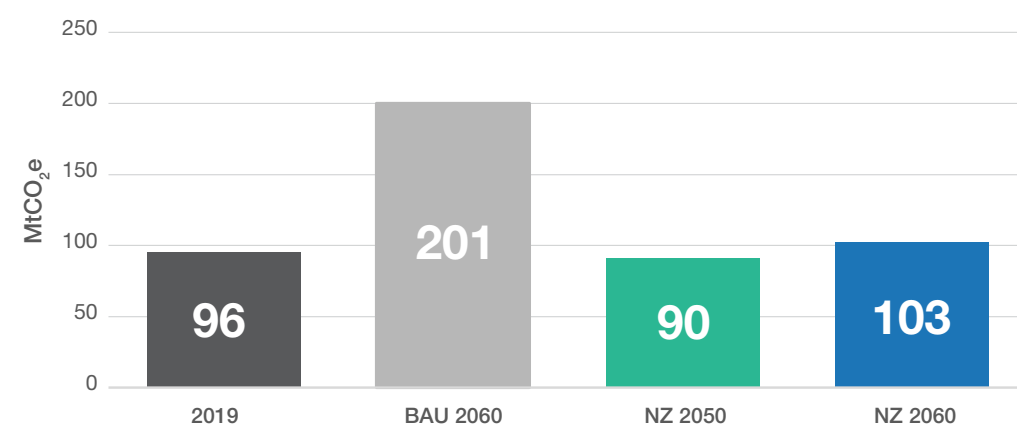


Fuente: Elaboración propia.

Para los escenarios NZ, la electrificación del sector pasa de 21 % a 40 % y sustituye, principalmente, a combustibles sólidos y biomasa. Además, se observa un incremento en el consumo de gas natural y energías renovables.

Gráfico 50

► Sector industrial: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e crecen en el escenario BAU (+108 %), pero a un ritmo menor que el del PIB. Por otro lado, las emisiones en los escenarios NZ son similares a las del año 2019, con variaciones de -6 % (NZ 2050) o +7 % (NZ 2060), gracias a las medidas de eficiencia energética y sustitución de combustibles. A estas emisiones se les debe adicionar la captura de carbono que se podría desarrollar primeramente para sitios industriales de gran tamaño y, luego, almacenamiento en los escenarios NZ.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector industrial corresponden a tecnologías existentes en todo el mundo, pero que no siempre son muy maduras. Hará falta adaptar paulatinamente los procesos industriales con la mejor opción tecnológica disponible con el correr de los años y, a su vez, repensar procesos de forma integral.

“Las medidas de transición se centran en mejoras en términos de eficiencia y sustitución de combustibles. La eficiencia energética se logra gracias a la optimización del uso de energía en los procesos industriales y el recambio tecnológico hacia aparatos e instalaciones más recientes y eficientes.”



Sector transporte

En Brasil, el sector transporte es el máximo consumidor de energía (35 % en 2019) y emisor de gases de efecto invernadero. Consume mayormente combustibles líquidos (diésel, gasolina, etc.) y biocombustibles. Si bien las ventas de vehículos eléctricos han aumentado a nivel mundial en los últimos años, estos representan una muy baja proporción en Brasil. El transporte carretero representa 93 % del consumo final total en 2019, liderado por el transporte carretero de pasajeros (58 %).

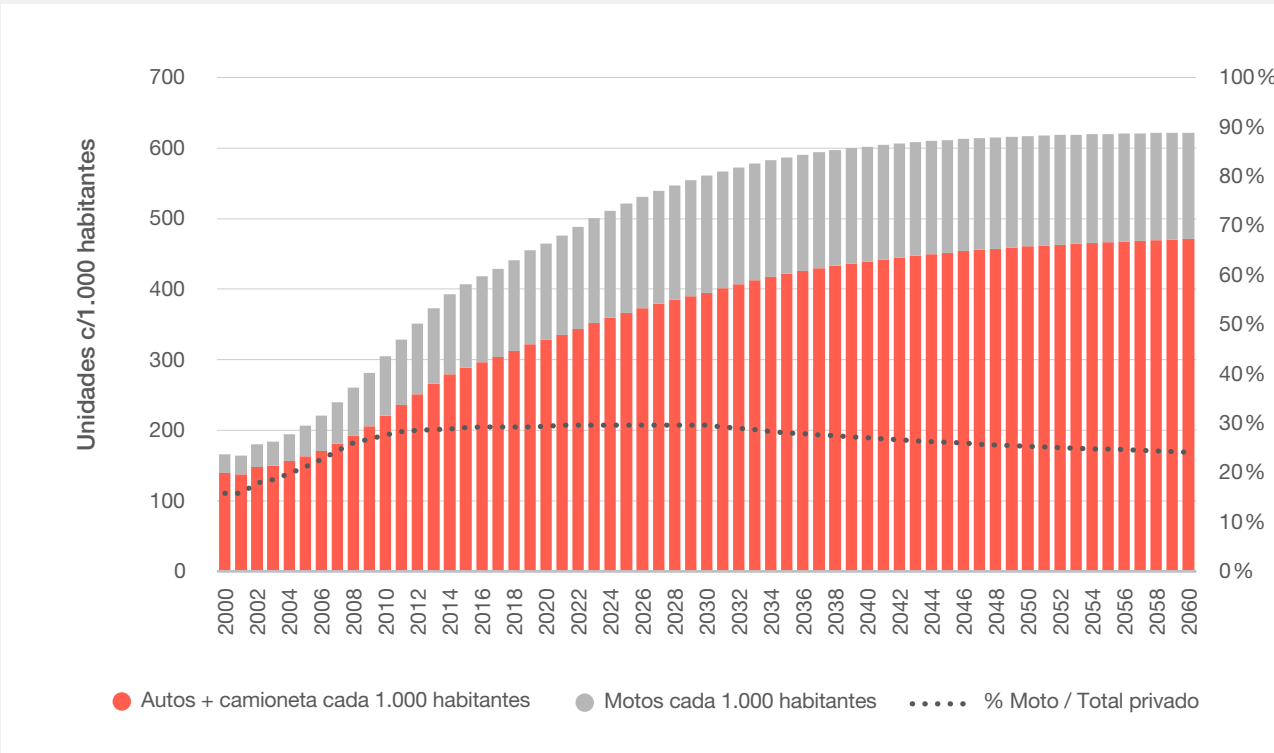
Transporte carretero de pasajeros

El consumo energético del transporte carretero depende principalmente de la evolución de la cantidad de vehículos. En todos los escenarios, se espera un **aumento significativo de la motorización** en línea con el crecimiento de los niveles de vida y la tendencia reciente en Brasil. Este aumento se manifiesta inicialmente con un aumento de las cantidades de motos cada 1.000 habitantes. A partir de un cierto nivel de PIB per cápita, el incremento en la motorización comienza a centrarse en los automóviles⁴⁰. Se proyectan 622 vehículos por cada 1.000 habitantes para 2060, de los cuales el 24 % son motos y el 76 %, autos.

⁴⁰ Law, Hamid & Goh (2015), *The motorcycle to passenger car ownership ratio and economic growth: A cross-country analysis*.

Gráfico 51

► Cantidad de vehículos privados por 1.000 habitantes y participación de motos (%)



Fuente: Elaboración propia.

En este contexto de la motorización, se requerirán medidas de promoción de la transición energética para limitar el aumento de las emisiones de GEI. Las principales medidas contemplables en Brasil son el uso de **combustibles alternativos verdes** (por ejemplo, diésel verde) y la **electrificación** del parque vehicular, lo cual reduce las emisiones y el consumo total (una reducción de entre 75 % y 80 % del consumo por km en comparación con un vehículo estándar).

El uso de vehículos híbridos permite también una reducción significativa del consumo energético unitario. En el caso de los autos, se estima que la participación alcance un 20 % de eléctricos en 2060 y 20 % de híbridos en el escenario BAU. En cambio, en los escenarios NZ, se debe alcanzar una participación de 40 % de eléctricos, 40 % de diésel verde y 2 % de híbridos al final del período para asegurar una disminución significativa de las emisiones de GEI. Por otro lado, se espera una electrificación del parque de motos y ómnibus públicos hasta llegar al 100 % del parque en ambos escenarios dentro del horizonte de planeamiento (véase el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*).

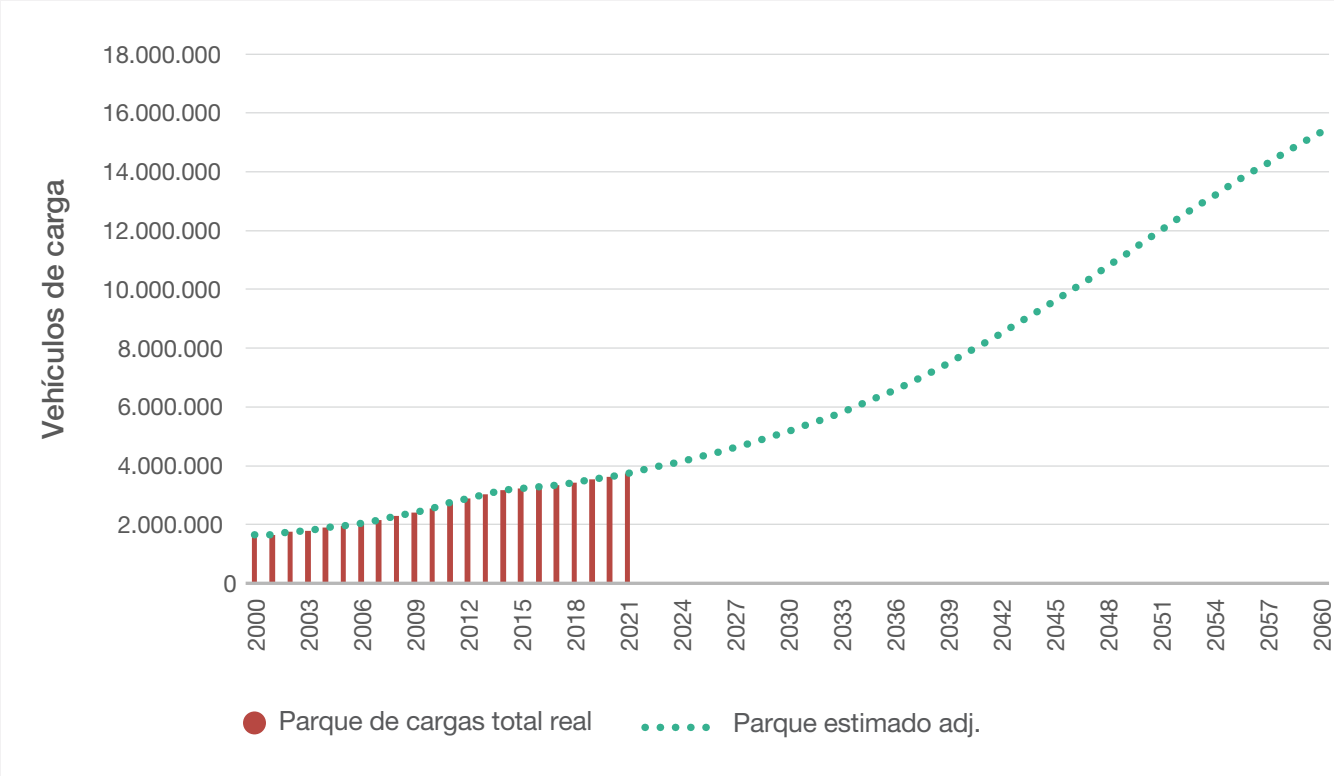
En línea con lo observado históricamente, se espera que la eficiencia media del parque vehicular mejore por los avances tecnológicos y/o reducción de peso de los vehículos.

Finalmente, se estima una reducción de los recorridos medios por vehículo (km/vehículo) como consecuencia de la **digitalización** de la sociedad (teletrabajo, etc.) y una mayor penetración de los sistemas de **transporte público**.

Transporte carretero de cargas

El parque carretero de cargas crece con la actividad económica (PIB), tomando en cuenta la elasticidad histórica de los ingresos. En este contexto, se espera un crecimiento sostenido de la cantidad de vehículos de carga en el período (3,7 % promedio anual), tanto para camiones (80,2 % del total) como para tractocamiones.

Gráfico 52 ► Cantidad de vehículos de carga total



Fuente: Elaboración propia.

Para limitar el aumento de las emisiones de GEI, será necesario promover los combustibles de la transición energética según el horizonte de tiempo considerado: en Brasil, donde la industria de los biocombustibles está muy desarrollada, no se prevé una incursión relevante de gas natural sino un gran desarrollo de combustibles sintéticos. Además, la transición energética debe acompañarse de una **mejora de rendimiento** de los vehículos, **mejoras logísticas y transferencia a ferroviario**.

En 2060 y en el escenario BAU, se prevé que el total de camiones y tractocamiones seguirá funcionando a diésel. Cabe aclarar que, en Brasil, el diésel se vende con un corte del 10 % de biodiésel. En los escenarios NZ, se

necesitan mayores esfuerzos de transición, con 50 % de camiones y 40 % de tractocamiones eléctricos a largo plazo. El resto de los camiones funciona a diésel verde, mientras que el resto de los tractocamiones se divide entre diésel verde (20 %) e hidrógeno (30 %).

La electrificación surge como una alternativa relevante para camiones y tractocamiones, pero se prevé una menor penetración eléctrica para los tractocamiones, ya que las soluciones tecnológicas para el transporte de cargas muy pesadas están todavía en desarrollo y la electrificación no es siempre una solución.

Las celdas de hidrógeno también pueden desempeñar un papel importante en este segmento en el largo plazo. En Brasil, los combustibles verdes son clave en la transición en ambos segmentos.

Transporte aéreo, naval y ferroviario

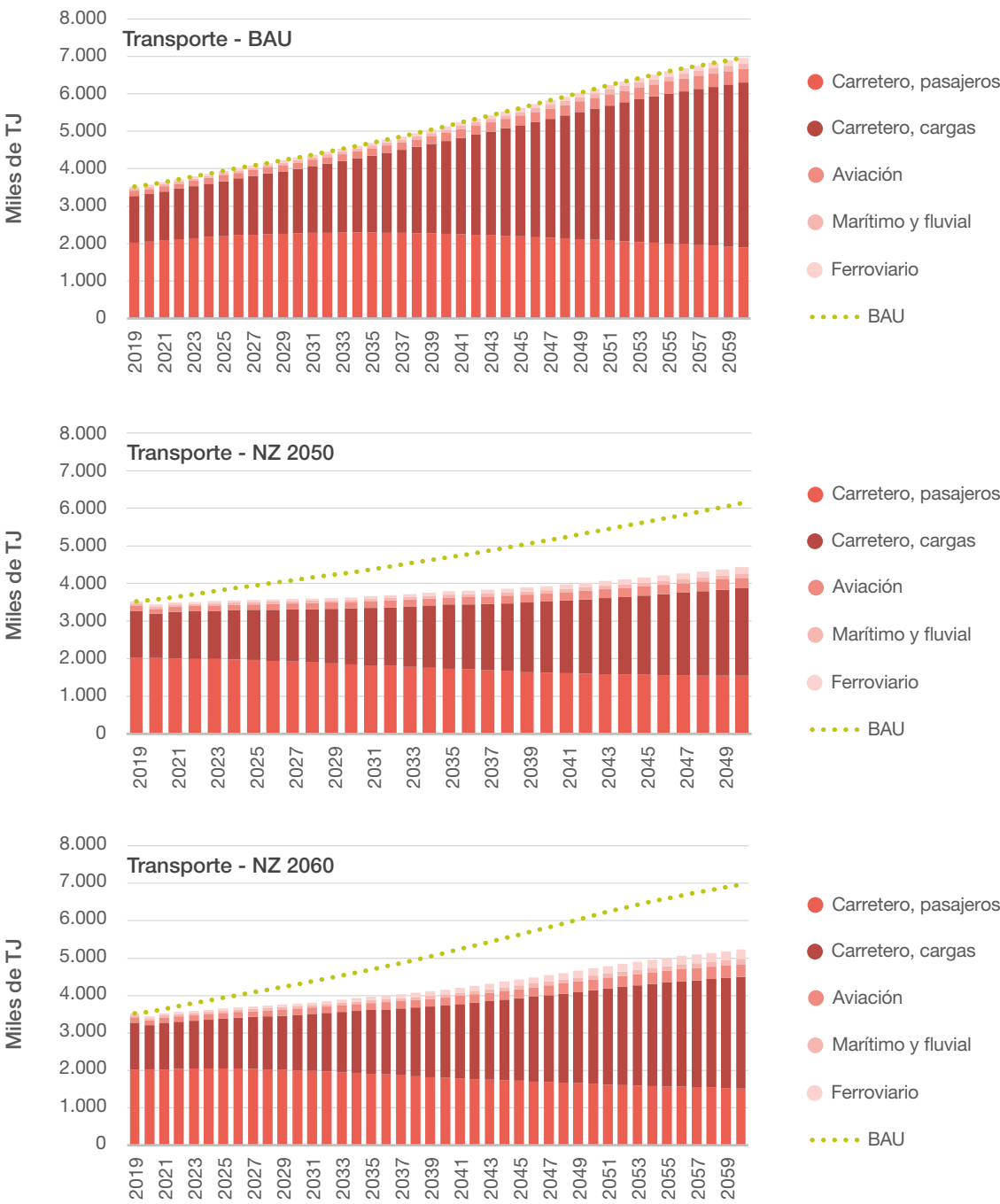
Estos sectores son de más difícil transformación (en particular, los subsectores aéreo y marítimo/fluvial no son electrificables). Algunas de las opciones de transición energética disponibles son los combustibles sintéticos y el amoníaco (derivados del H₂) que se contemplan en los escenarios NZ.

Resultados

En el escenario BAU, el consumo energético en el sector transporte se duplica, impulsado por el sector de carga. El consumo de petróleo y derivados se duplica, la electricidad crece de forma considerable en los sectores de pasajeros privados y pasajeros públicos, mientras que los combustibles sintéticos se vuelven relevantes en el sector de cargas (incluidos en la categoría de energías renovables).

Gráfico 53 A

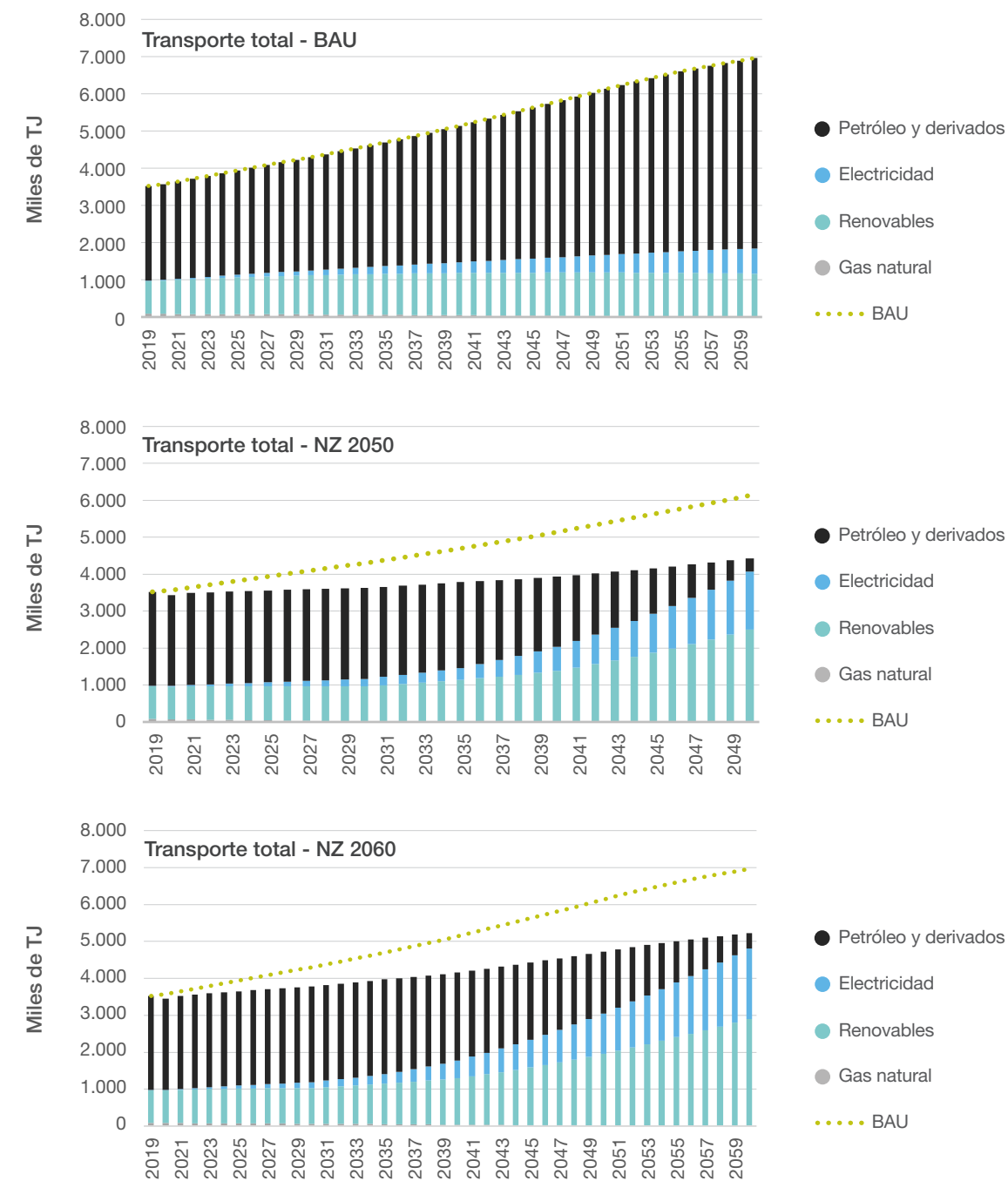
► Transporte: consumo final por tipo/combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. La categoría renovables incluye bioetanol, biodiesel, diésel verde y combustibles sintéticos.

Gráfico 53 B

► Transporte: consumo final por tipo/combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. La categoría renovables incluye bioetanol, biodiesel, diésel verde y combustibles sintéticos.



Para el escenario NZ 2050, y en el período de estudio, la demanda energética en el sector transporte disminuye respecto del escenario BAU debido a las medidas tendientes a promover el transporte eléctrico y los combustibles sintéticos.

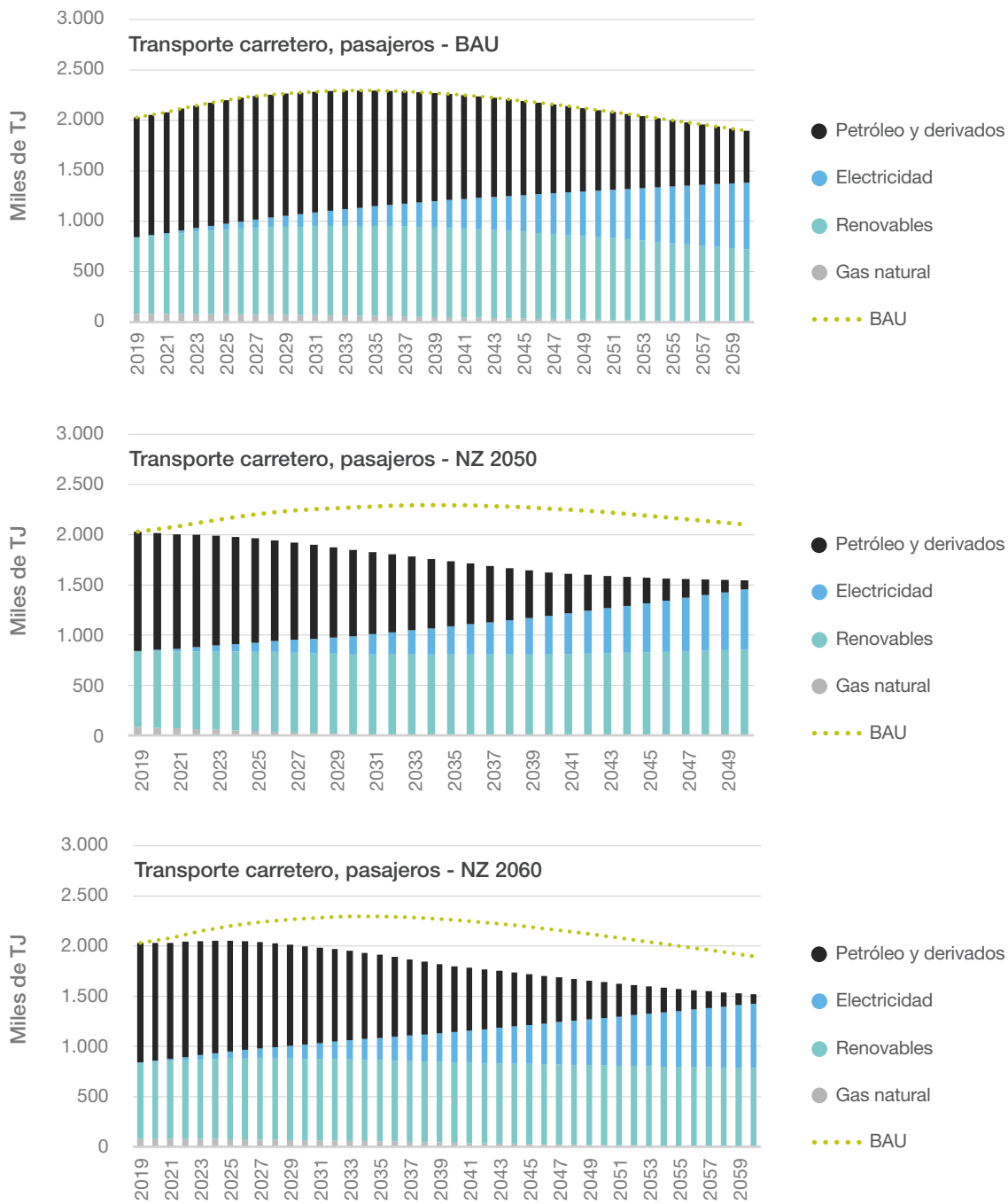
La proporción de electrificación y de combustibles sintéticos se incrementa fuertemente en el sector de pasajeros, quedando un segmento que utiliza gasolina motor en vehículos híbridos.

En cuanto al transporte de carga, la electrificación y los combustibles sintéticos nuevamente surgen como soluciones para camiones, mientras que las celdas de hidrógeno se agregan para los tractocamiones.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el sector de pasajeros disminuye considerablemente su consumo energético, mientras que el sector de transporte de carga crece de forma leve. El escenario NZ 2060 es muy similar al mencionado anteriormente, con una implementación menos rápida de las medidas.

Gráfico 54 A

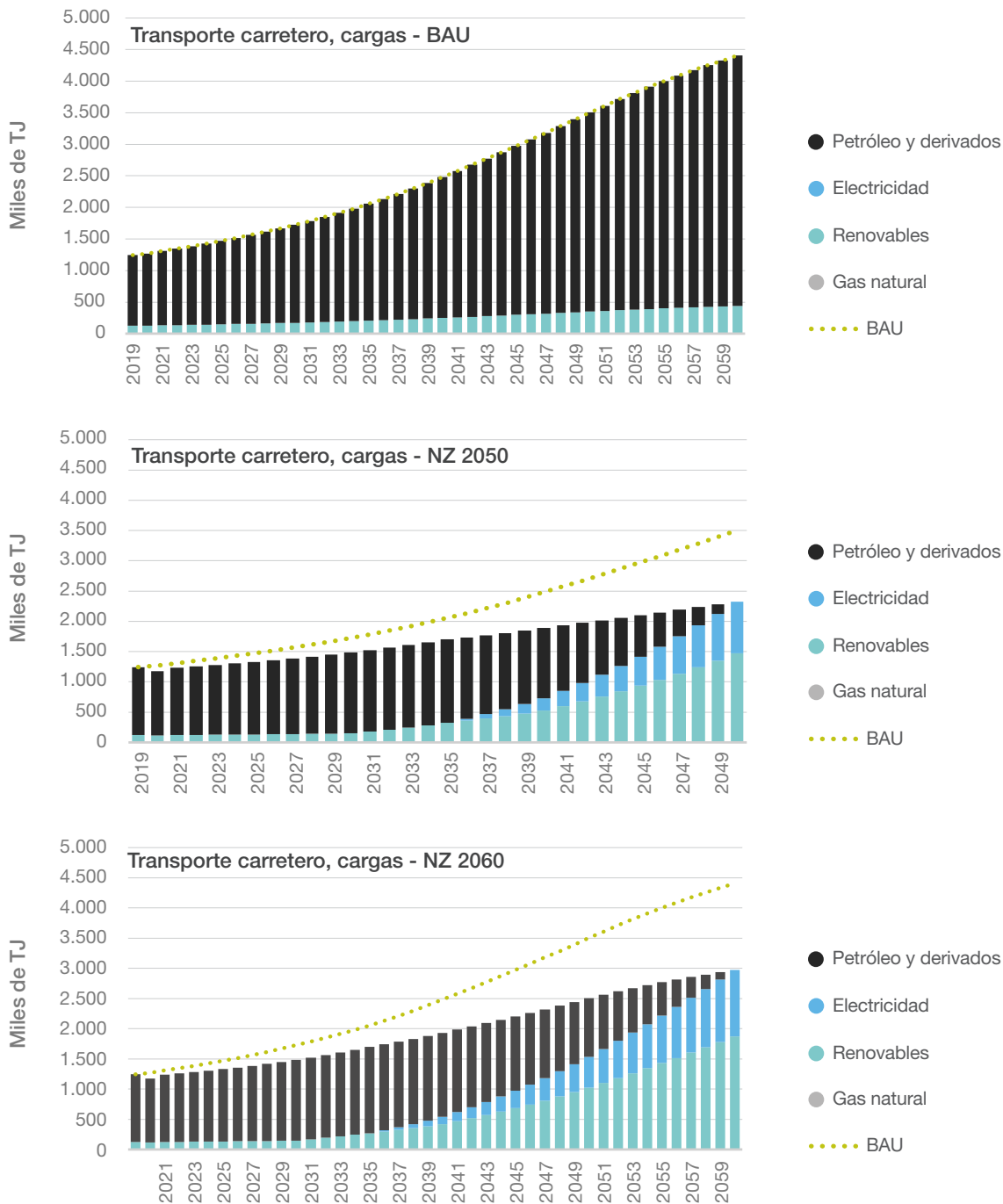
► Consumo final transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. La categoría renovables incluye bioetanol, biodiésel, diésel verde y combustibles sintéticos.

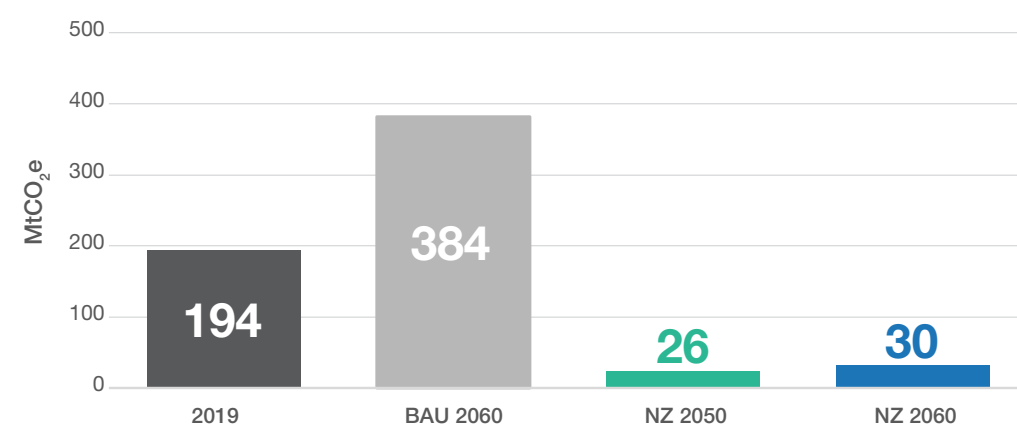
Gráfico 54 B

► Consumo final transporte carretero de pasajeros y de cargas, por combustibles y por escenario (10³ TJ)



Fuente: Elaboración propia. La categoría renovables incluye bioetanol, biodiésel, diésel verde y combustibles sintéticos.

Gráfico 55

► Sector transporte: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)

Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e se duplican en el escenario BAU, pero a un ritmo menor que el del parque de vehículos. Por otro lado, las emisiones se dividen considerablemente en los escenarios NZ, a largo plazo, gracias a las medidas de sustitución de combustibles (mayormente electrificación), eficiencia energética y cambios de conductas.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector transporte corresponden a tecnologías maduras para el segmento de vehículos livianos y en desarrollo para los demás segmentos. Se esperan cambios substanciales en todos los escenarios dada la fuerte motorización asociada al crecimiento de la economía.



Sector agropecuario, pesca, minería y construcción

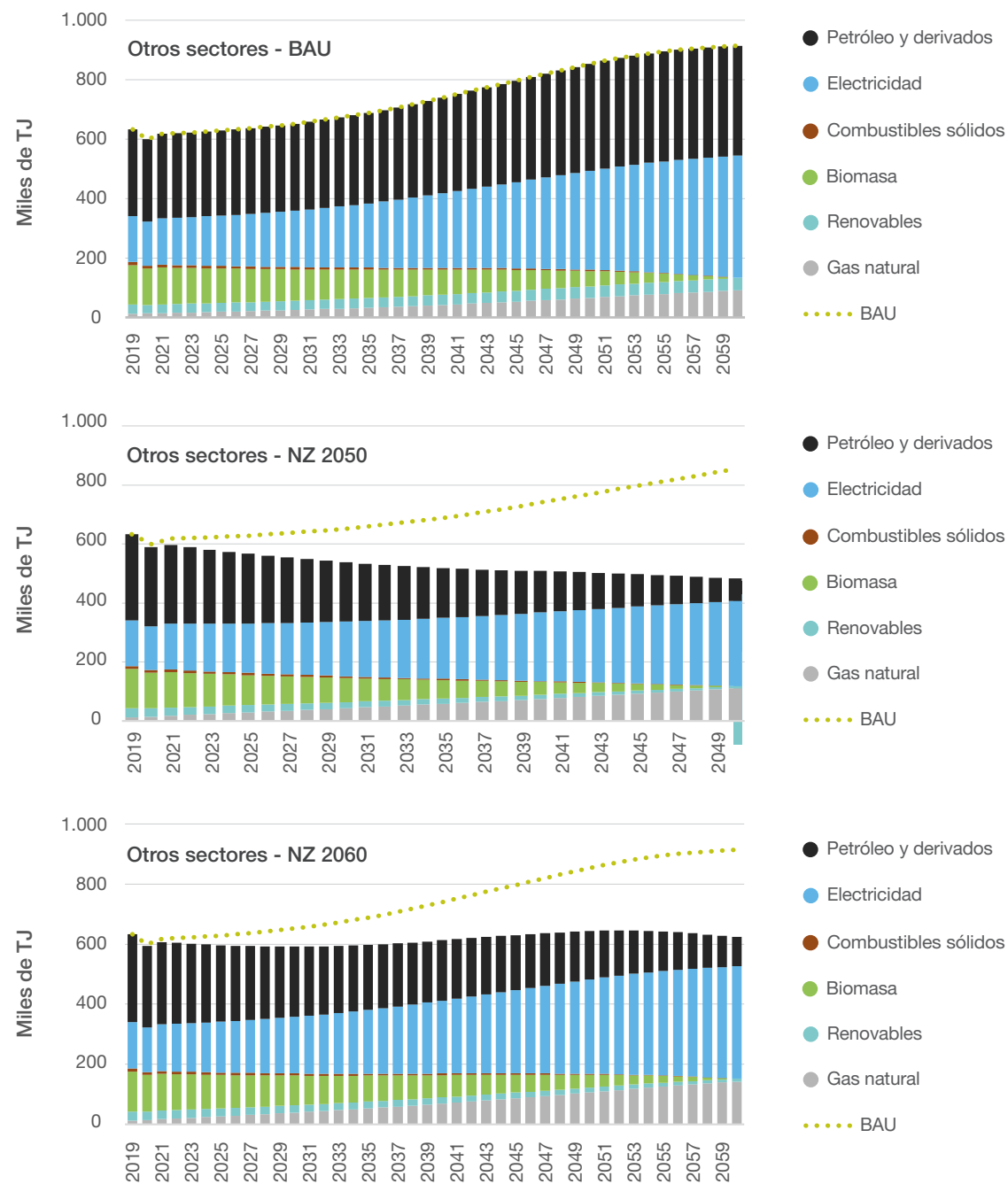
Los sectores agropecuario, pesca, minería y construcción representan, junto con el sector comercial, servicios y público, los sectores de menor consumo de energía. La electrificación del sector es baja (24 % en 2019). Al analizar la demanda por subsector, se puede observar la importancia del sector agropecuario que representa el 84 % del total en Brasil, mientras que el sector minería suma 16 %⁴¹. Ambos subsectores presentan potencial de electrificación. El sector minería tiene un alto potencial para electrificar los usos relacionados con la fuerza motriz o los camiones mineros, entre otras cosas, mientras que se espera una fuerte electrificación de la maquinaria agrícola a largo plazo, en línea con las tendencias ya observadas en este subsector. Existe también potencial para incrementar la eficiencia energética de los equipamientos en ambos subsectores.

En el escenario BAU, la demanda de este sector crece alrededor de un 0,9 % anual (44 % acumulados en el período), lo cual hace que el sector se electrifique gradualmente más de acuerdo con la tendencia histórica. Se observa una mejora de la intensidad energética del sector (el crecimiento del PIB es mayor que el de la demanda).

⁴¹ No se cuenta con información desagregada de pesca ni construcción.

Gráfico 56

► Resultados del sector agropecuario, pesca, minería y construcción, por escenario (10³ TJ)

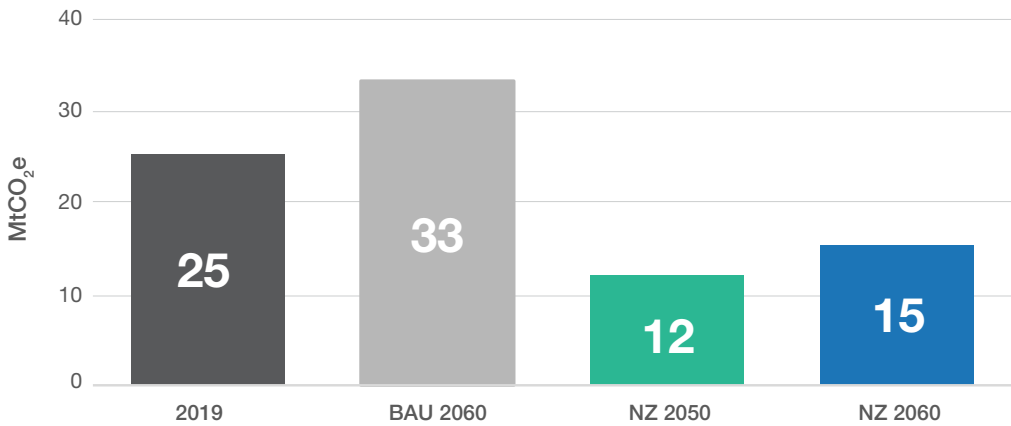


Fuente: Elaboración propia.

En los escenarios NZ, se alcanza una electrificación del 60 %; el gas natural y el petróleo y derivados impulsan el resto. En el escenario NZ 2060, el consumo se mantiene relativamente constante en el período de estudio por el efecto combinado de la mayor eficiencia energética y los ahorros que provienen de la electrificación prevista de algunos usos. El escenario NZ 2050 presenta una tendencia leve a la baja.

Gráfico 57

► Sector agropecuario, pesca, minería y construcción: emisiones directas por escenario (MtCO₂e)



Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones de CO₂e crecen de forma limitada en el escenario BAU (+33 %), a un ritmo menor que el del PIB. Por otro lado, las emisiones decrecen entre 52 % y 38 % en los escenarios NZ, a largo plazo, gracias a la electrificación del sector y a los esfuerzos de eficiencia energética.

Las medidas de transición energética necesarias para limitar las emisiones de GEI en el sector corresponden a tecnologías que se esperan sean maduras a nivel mundial en los próximos años, tales como el uso de maquinaria agrícola eléctrica y de camiones mineros eléctricos.



Sector eléctrico

Brasil parte de un mix de generación eléctrica bastante limpio principalmente gracias a la gran participación hidroeléctrica en la producción eléctrica nacional. Tiene abundantes recursos naturales entre los que se destacan sus reservas de uranio y litio, así como zonas de gran potencial eólico y solar.

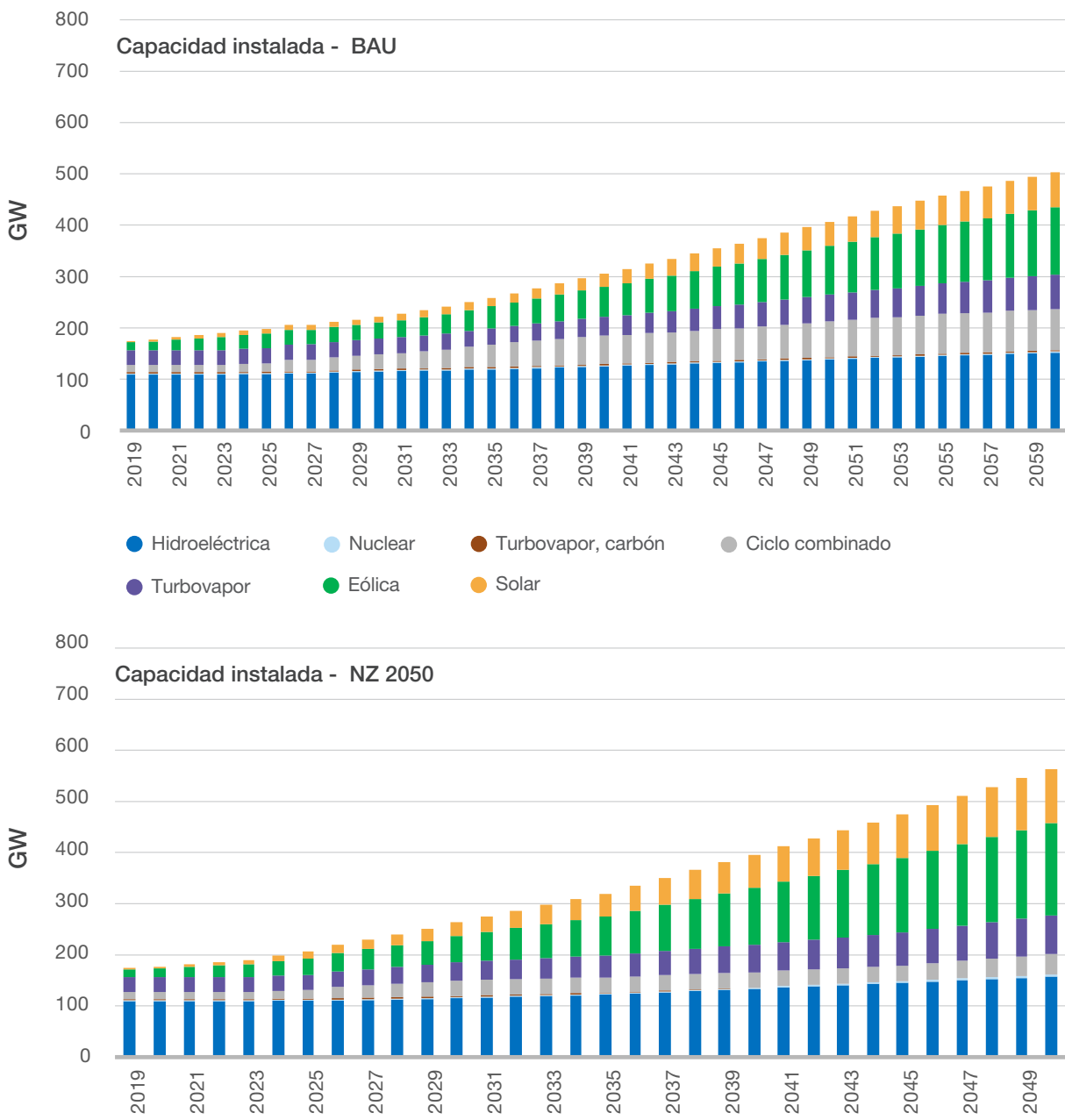
En todos los escenarios planteados, se espera un crecimiento tanto de la capacidad solar y eólica y, en menor medida, hidroeléctrica y biomasa. En el escenario BAU, la capacidad renovable adicional a instalar es de 263 GW, de los cuales 117 GW son eólicos y 66 GW, solar.

En los escenarios NZ, se necesita instalar todavía más capacidad renovable para cubrir la mayor demanda eléctrica y asegurar una baja significativa de las emisiones de GEI. En el escenario NZ 2050, se prevé la adición de 363 GW de energías renovables, de las cuales 165 GW serán eólicas y 104 GW solares. En el escenario NZ 2060, se necesita la instalación de 449 GW de energías renovables, de las cuales 195 GW serán eólicas y 121 GW, solares.

En todos los escenarios, se necesita además la instalación de nuevas centrales térmicas, en particular, de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés), que desempeñan un papel de respaldo, en especial, en situaciones de hidrología seca, así como también de baterías y redes inteligentes que participan de la mejor integración de la energía eléctrica renovable en la red. Las centrales de biomasa también aportan firmeza al sistema.

Gráfico 58 A

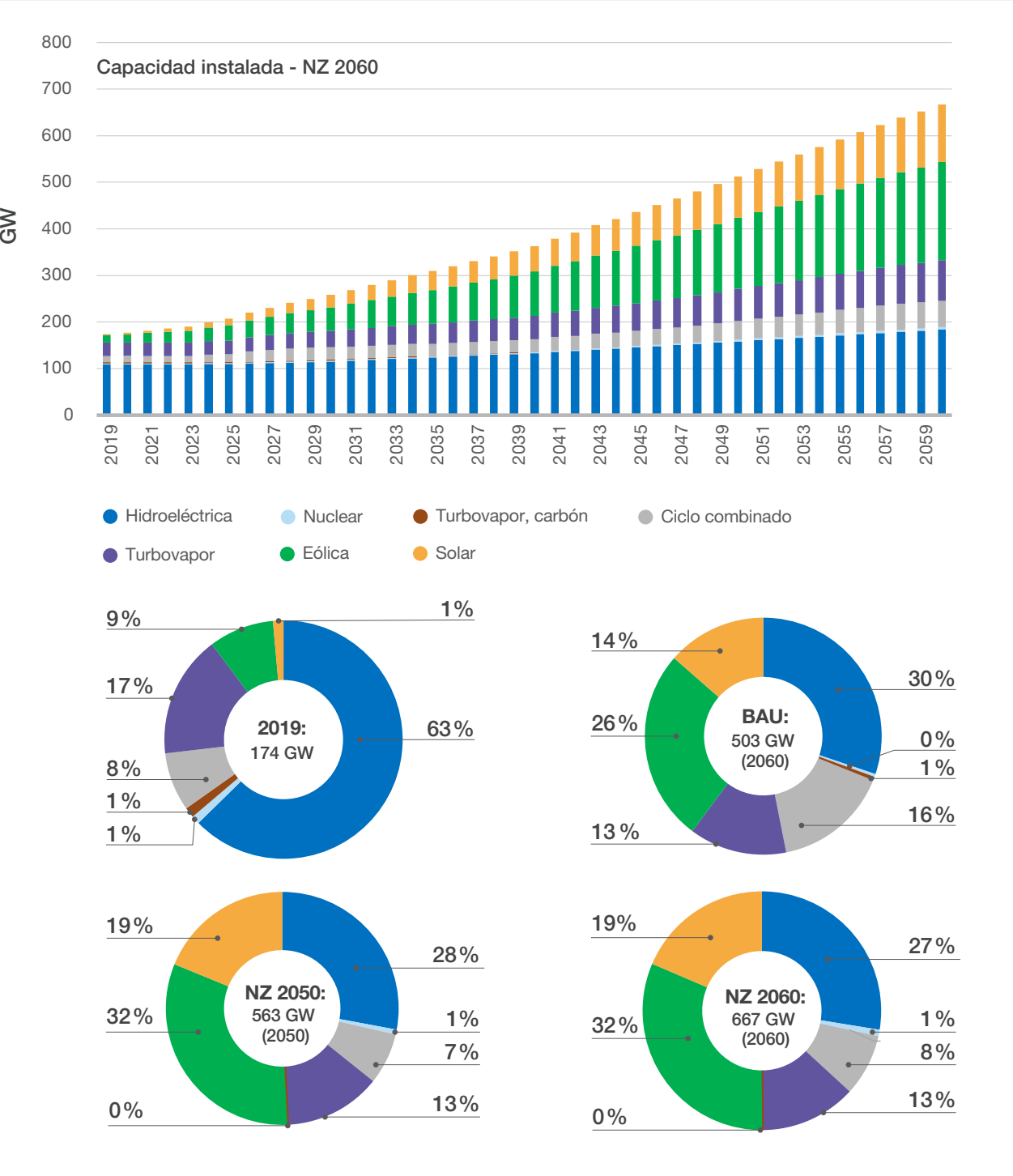
Proyección capacidad instalada por fuente y por escenario (GW)



Fuente: Elaboración propia. La categoría turbogenerator engloba las centrales a biomasa.

Gráfico 58 B

► Proyección capacidad instalada por fuente y por escenario (GW)



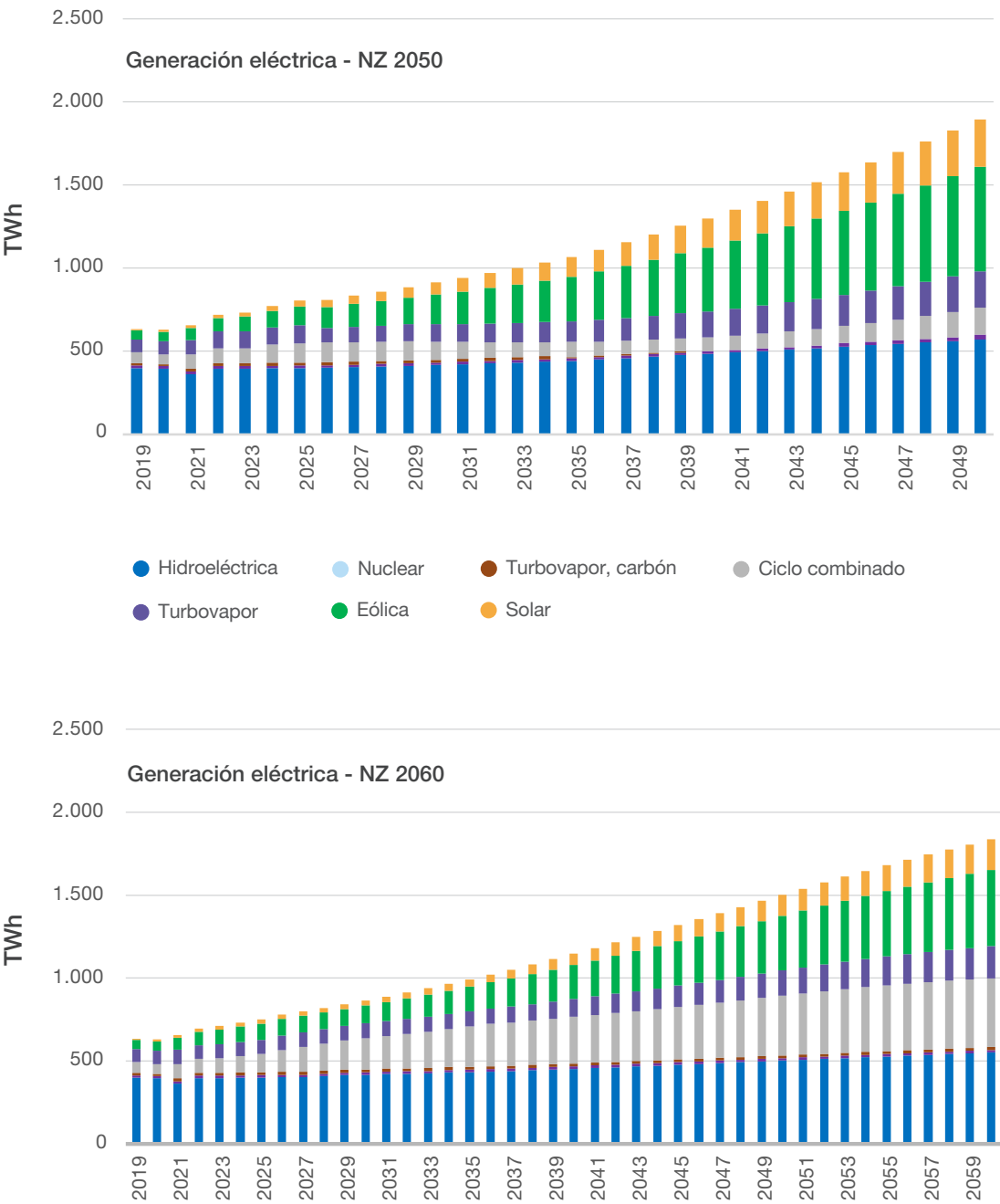
Fuente: Elaboración propia. La categoría turbogenerador engloba las centrales a biomasa.

En todos los escenarios, se necesita un crecimiento del parque de generación mucho mayor que el crecimiento observado en los últimos 20 años.

En los escenarios NZ, la generación se vuelve más renovable y supera el 85 % de electricidad de origen renovable. La producción hidroeléctrica sigue teniendo un papel importante en todos los escenarios, aunque bastante menor que el peso actual.

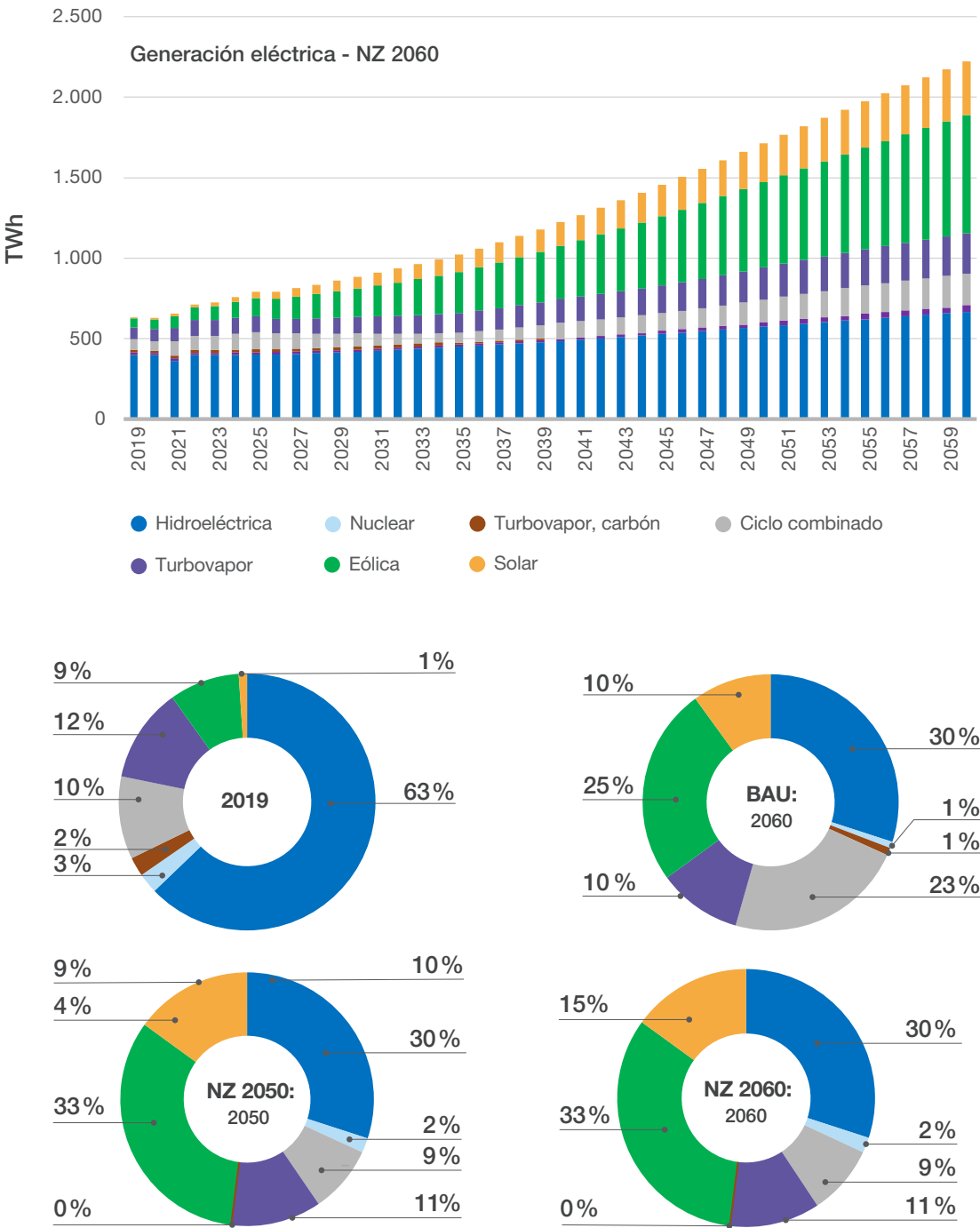


Gráfico 59 A ▶ Proyección de la generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh)



Fuente: Elaboración propia. La categoría turbovapor engloba las centrales a biomasa.

Gráfico 59 B ▶ Proyección de la generación eléctrica por fuente y por escenario (TWh)



Fuente: Elaboración propia. La categoría turbovapor engloba las centrales a biomasa.

3. Financiamiento de la transición energética

El capítulo “Escenarios de transición” presenta las inversiones totales correspondientes a cada escenario, como consecuencia de todas las medidas de transición energética justa descritas previamente.

A continuación, se presentan los principales rubros que requieren inversión, incluida una breve descripción de las premisas utilizadas para derivar los montos presentados en las siguientes secciones:

1. generación eléctrica (y las necesidades de redes eléctricas adicionales, así como también, medidas de flexibilidad);
2. electrificación del sector transporte carretero (inversiones en vehículos eléctricos y estaciones de carga);
3. medidas de eficiencia energética y electrificación de ramas y usos finales para los demás sectores;
4. uso de tecnologías del tipo captura y almacenamiento de carbono.



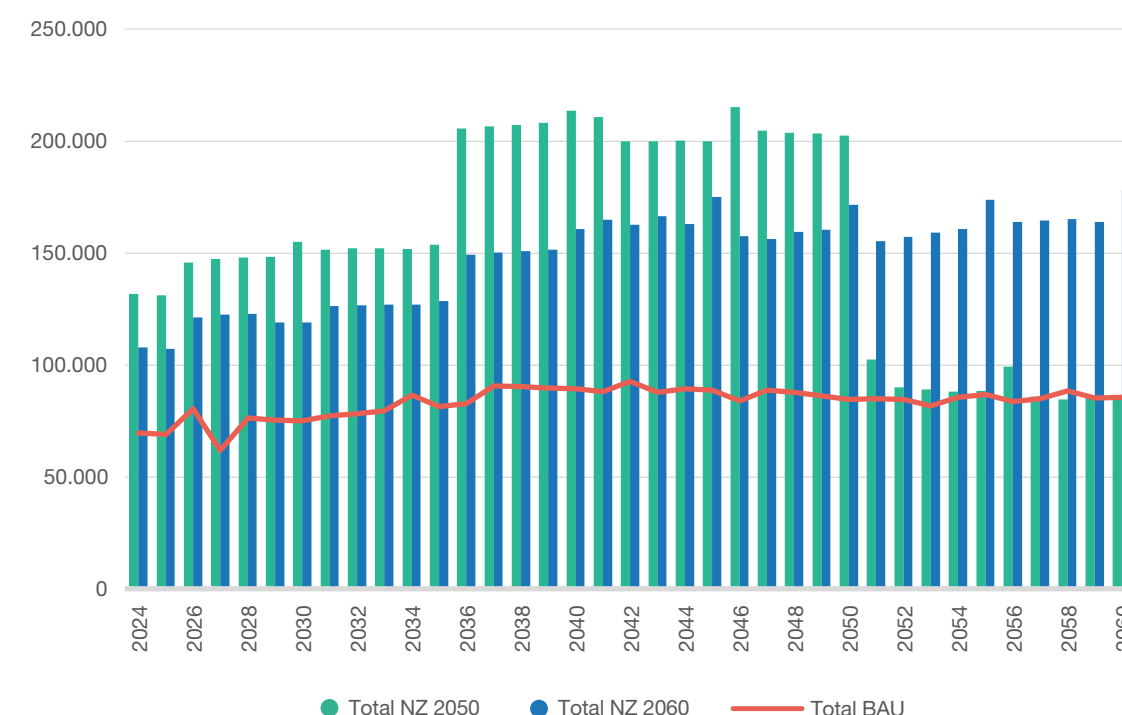
Inversiones totales

Las inversiones se calculan por año y el monto de la inversión total se aplica en el primer año en el cual la reducción de emisiones de CO₂ es posible. Esta es una simplificación del modelo, dado que las grandes inversiones deben ocurrir de forma anticipada, de uno a cinco años antes, según el tiempo de construcción o puesta en marcha de la inversión en consideración (las centrales hidroeléctricas, por ejemplo, se caracterizan por un período de construcción de varios años).

Los gráficos 60 y 61 muestran las inversiones estimadas anuales totales por escenario, en millones de USD y como porcentaje del PIB, según los lineamientos y las premisas descritas en el apartado “Inversiones”, capítulo “Apartado metodológico y premisas”, informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

Gráfico 60

► Inversión estimada anual (millones de USD)



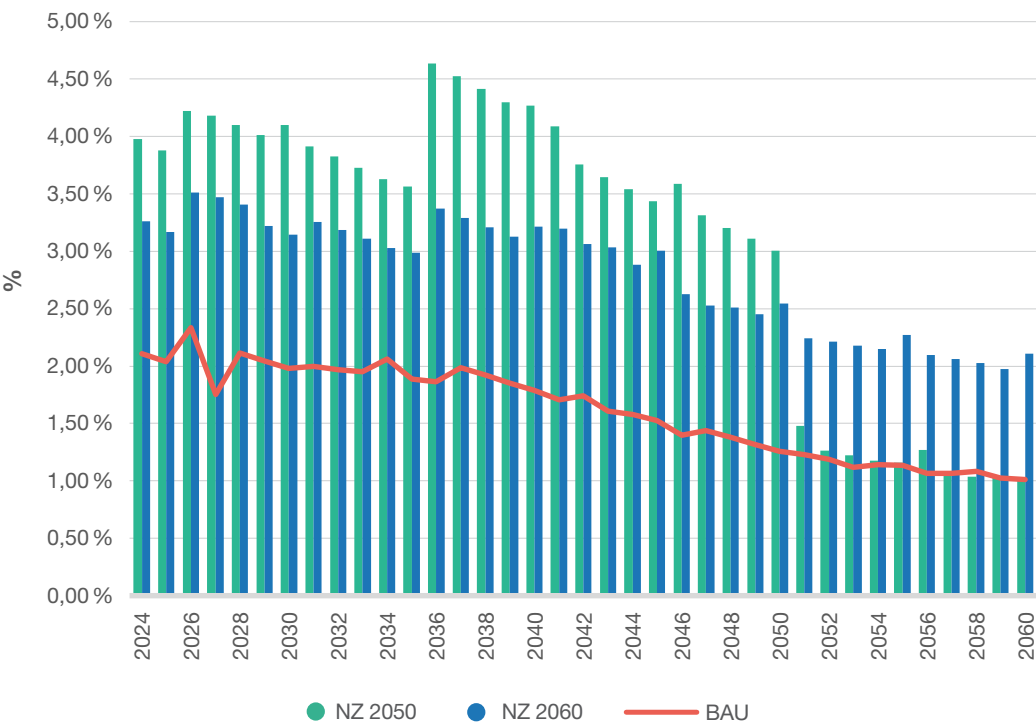
Fuente: Elaboración propia.

Las inversiones acumuladas en el período comprendido entre 2024 y 2060 son de aproximadamente USD 3.080,000 millones para el escenario BAU, USD 5.700,000 millones para el escenario NZ 2050 y USD 5.490,000 millones para el escenario NZ 2060.

Por año, se observan inversiones variables en todo el período. La inversión máxima anual en el escenario BAU es de aproximadamente USD 93.000 millones, mientras que asciende a cerca de USD 215.000 millones en el escenario NZ 2050 y USD 180.000 millones en el escenario NZ 2060, lo cual significa casi una duplicación de las inversiones anuales en los escenarios NZ. A partir de 2051, las inversiones del escenario NZ 2050 son menores que en los años anteriores y similares a las del escenario BAU.

Gráfico 61

► Inversión estimada anual total en % del PIB (%)



Fuente: Elaboración propia.

El esfuerzo de inversión medido en porcentaje del PIB alcanza 2,3 % en 2026 en el escenario BAU, 4,6 % en 2036 en el escenario NZ 2050 y 3,5 % en 2027 en el escenario NZ 2060. La inversión en % del PIB registra una tendencia a la baja por el aumento del PIB, que es más significativo que el aumento de las inversiones.

En los apartados siguientes, se presentan las inversiones por tipo.



Sector eléctrico

Las inversiones del sector eléctrico contabilizan:

- las inversiones en nuevas centrales de generación eléctrica, en línea con la expansión de generación presentada en el subapartado “Sector eléctrico”, apartado “Resultados y premisas por sector”, mediante el uso de precios de gastos de capital (CAPEX, por sus siglas en inglés) proyectados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones⁴²;
- las inversiones en infraestructura y flexibilidad, que incluyen conceptos de redes inteligentes, baterías y modernización de centrales hidroeléctricas viejas, estimadas en un 15 % adicional⁴³ a las inversiones de generación eléctrica. Estas inversiones son clave para facilitar la integración de la generación eléctrica intermitente en el despacho eléctrico;
- las inversiones en redes de transmisión y distribución, que acompañan el crecimiento muy significativo de la demanda eléctrica, consecuencia del crecimiento económico proyectado y de la electrificación de los usos finales, con base en una proporción de 16 % para transmisión y 44 % para distribución⁴⁴;

⁴² Tabla 9, *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

⁴³ Este monto genérico está en línea con los montos de inversiones globales estimados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en su reporte *Perspectiva global de las transiciones energéticas 2023: Camino hacia 1,5 °C*.

⁴⁴ Véase nuevamente el informe *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

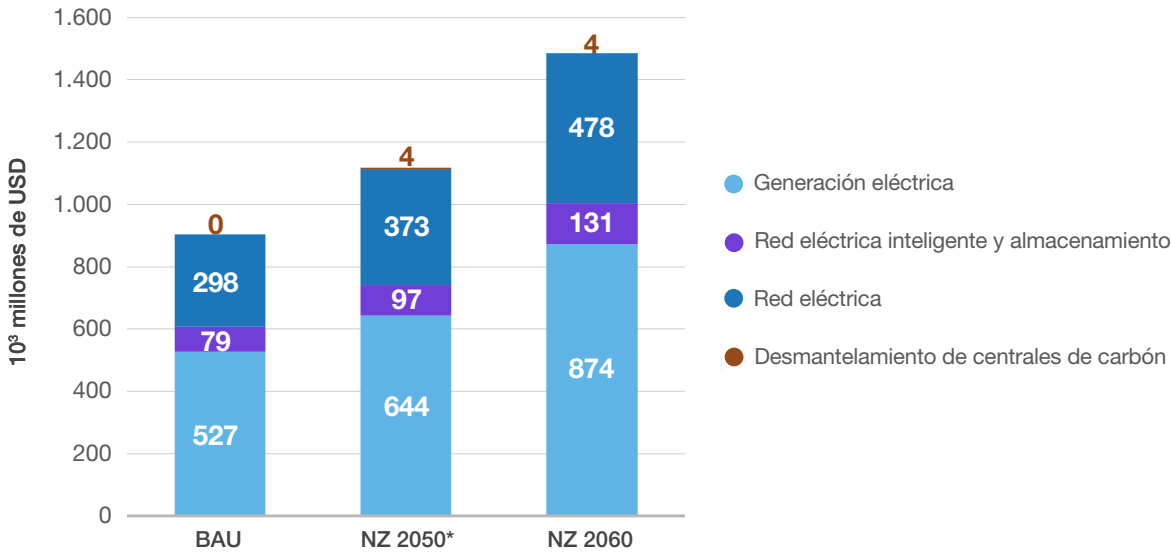
- la inversión necesaria estimada para la salida de funcionamiento de centrales carboneras antes del final de su vida útil (*stranded assets* o activos hundidos), se estimó utilizando el 50 % del CAPEX correspondiente a una nueva central térmica a carbón publicado por el NREL⁴⁵.

Es importante resaltar que, si bien la adición de nuevas capacidades de generación eléctrica crece en el largo plazo, se espera que los costos unitarios de algunas de las tecnologías renovables disminuyan paulatinamente con el tiempo como consecuencia de las mejoras tecnológicas y las ganancias de escala originadas en el crecimiento del sector.

A continuación, se presentan las inversiones acumuladas en el período de transición para cada escenario.

Gráfico 62

► Sector eléctrico: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD)



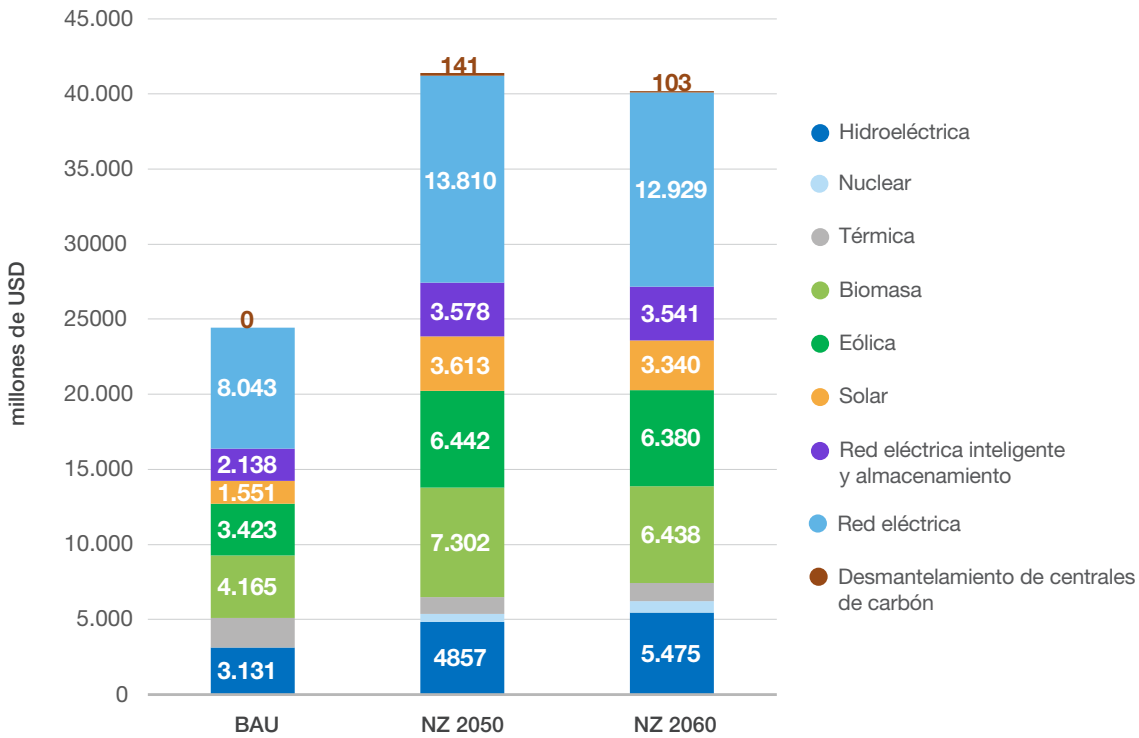
Fuente: Elaboración propia. *Las inversiones del escenario NZ 2050 corresponden al período comprendido entre 2024 y 2050, mientras que corresponden al período entre 2024 y 2060 en los demás escenarios.

⁴⁵ Tabla 10, *Transición Energética Justa / Premisas de proyección*.

Las inversiones acumuladas correspondientes al sector eléctrico son de aproximadamente USD 900.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario BAU; USD 1.120,000 millones en el período entre 2024 y 2050 para el escenario NZ 2050, y USD 1.490,000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario NZ 2060. Las inversiones acumuladas del sector eléctrico son de aproximadamente USD 900.000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario BAU; USD 1.120,000 millones en el período entre 2024 y 2050 para el escenario NZ 2050, y USD 1.490,000 millones en el período entre 2024 y 2060. Las inversiones correspondientes a generación eléctrica, conceptos de redes inteligentes y almacenamiento suman alrededor de dos tercios de estas, mientras que las inversiones en red eléctrica, alrededor de un tercio.

Gráfico 63

► Sector eléctrico: inversiones anuales por tipo (millones de USD/año)

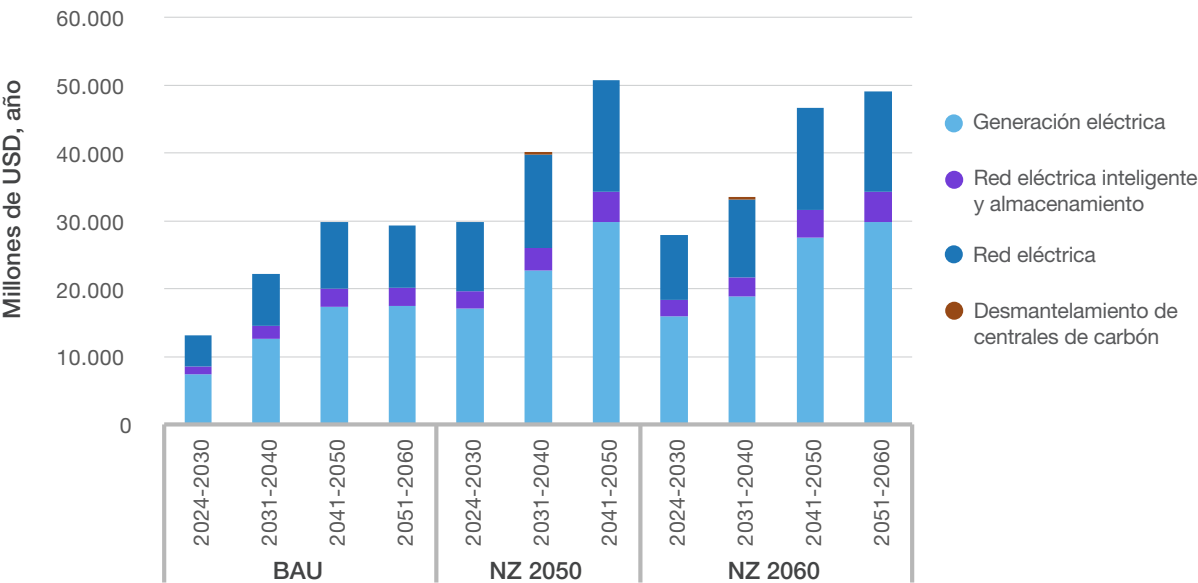


Fuente: Elaboración propia.

Por año (valor promedio), las inversiones necesarias son mayores en el escenario NZ 2050 con USD 41.381 millones. El escenario NZ 2060 sigue con USD 40.182 millones y, por último, el escenario BAU con USD 24.436 millones. Por tecnologías, las inversiones de generación eléctrica de mayor participación son la biomasa, la eólica, la hidroeléctrica y la solar. Si bien la capacidad de biomasa o hidroeléctrica acumulada a instalar es menor que la capacidad eólica o solar, el CAPEX unitario de estas primeras es cuatro a seis veces mayor según la tecnología y el año considerado.

Gráfico 64

► Sector eléctrico: inversiones anuales por período (millones de USD/año)



Fuente: Elaboración propia.

Por intervalo temporal, la necesidad de inversiones es creciente en el tiempo. Estas necesidades de inversión ocurren en un contexto de crecimiento de la demanda eléctrica, consecuencia del fuerte desarrollo económico y de la electrificación de los usos finales.



Usos finales

Desde el punto de vista de las inversiones relacionadas con los usos finales de la energía, se pueden mencionar las siguientes inversiones:

- sector transporte carretero, que estima la inversión total⁴⁶ en vehículos eléctricos (VE) e híbridos (VH), en función de CAPEX unitarios proyectados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) y cantidades de vehículos nuevos, así como las estaciones de cargas, en función de una estimación de la cantidad de estaciones necesarias y un costo unitario;
- medidas de eficiencia energética, electrificación, uso de combustibles alternativos (hidrógeno y sus derivados, entre otros) y cambios de conductas que impactan en los sectores de usos finales, a excepción del transporte carretero y de la tecnología de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS). Se consideró un *proxy*⁴⁷ por sector de consumo final, equivalente a un CAPEX unitario expresado en USD/tonelada de emisiones evitadas, multiplicado por el ahorro en emisiones en cada sector;
- captura y almacenamiento de carbono (CCS)⁴⁸ que se plantea como opción para los sectores industriales con mayores emisiones de CO₂ y de difícil transformación.

El gráfico 65 presenta las inversiones acumuladas en el período de transición para cada escenario.

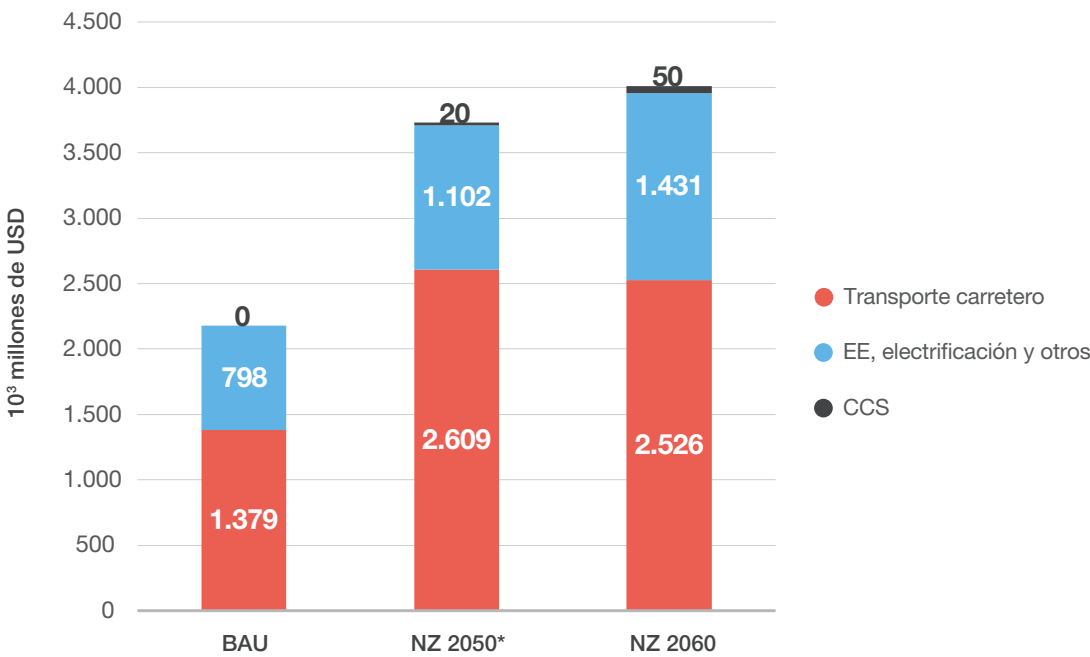
⁴⁶ Estas inversiones no contabilizan el reemplazo necesario de los vehículos eléctricos al final de sus vidas útiles o el reemplazo anticipado de baterías.

⁴⁷ Este CAPEX equivalente por sector se estimó con base en un estudio realizado por el Comité de Cambio Climático (CCC).

⁴⁸ La inversión correspondiente se estimó en función del diferencial interanual (año N menos año N-1) de las emisiones absorbidas por la industria, multiplicado por el CAPEX unitario de un proyecto de CCUS capaz de almacenar 1 MtCO₂ por año. Este costo unitario se estimó en USD 1.000 por tonelada de CO₂ absorbida.

Gráfico 65

► Usos finales: inversiones acumuladas en el período de transición (miles de millones de USD)



Fuente: Elaboración propia. *Las inversiones del escenario NZ 2050 corresponden al período comprendido entre 2024 y 2050, mientras que corresponden al período entre 2024 y 2060 en los demás escenarios.

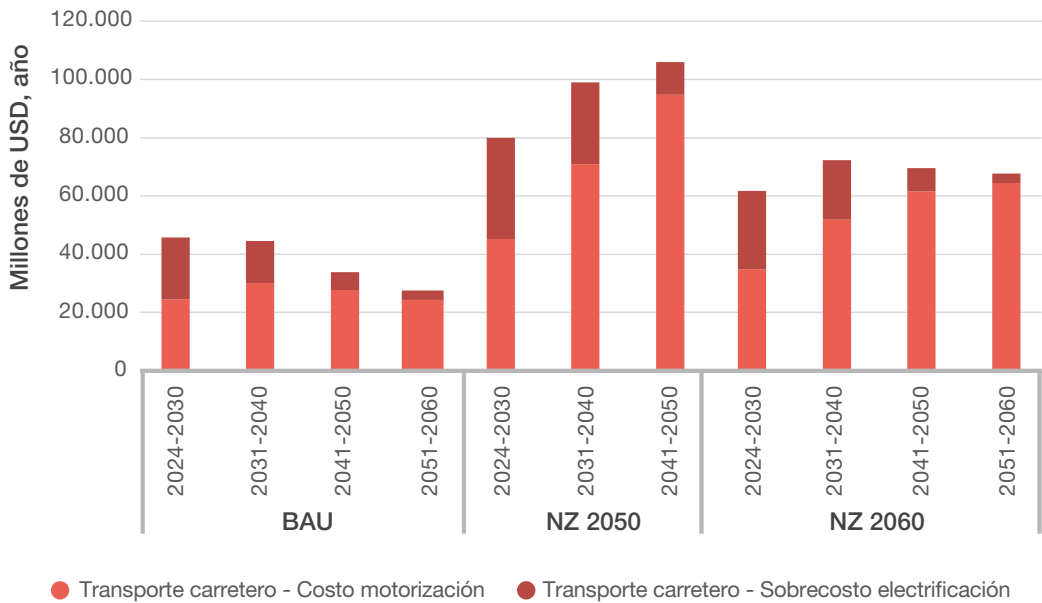
Las inversiones acumuladas correspondientes a los usos finales son de aproximadamente USD 2.180,000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario BAU; USD 3.730,000 millones en el período entre 2024 y 2050 para el escenario NZ 2050, y USD 4.010,000 millones en el período entre 2024 y 2060 para el escenario NZ 2060. Las inversiones correspondientes a transporte carretero suman aproximadamente entre el 60 % y el 70 % de estas inversiones, si se contemplan las inversiones totales correspondientes a los VE y VH necesarios para este segmento. Si solamente se contempla el sobrecosto correspondiente a estas inversiones (calculado de forma simplificada como la diferencia de costo entre comprar VE, VH e invertir en estaciones de carga y comprar un vehículo a combustibles fósiles), el transporte carretero suma menos de la mitad de las

inversiones relativas a usos finales (véanse los gráficos 66 y 67, porción roja oscura correspondiente al sobrecosto de la electrificación).

El gráfico 66 ilustra la diferencia entre ambos conceptos para el transporte carretero.

Gráfico 66

► Transporte carretero: inversiones anuales por período (millones de USD/año)



Fuente: Elaboración propia.

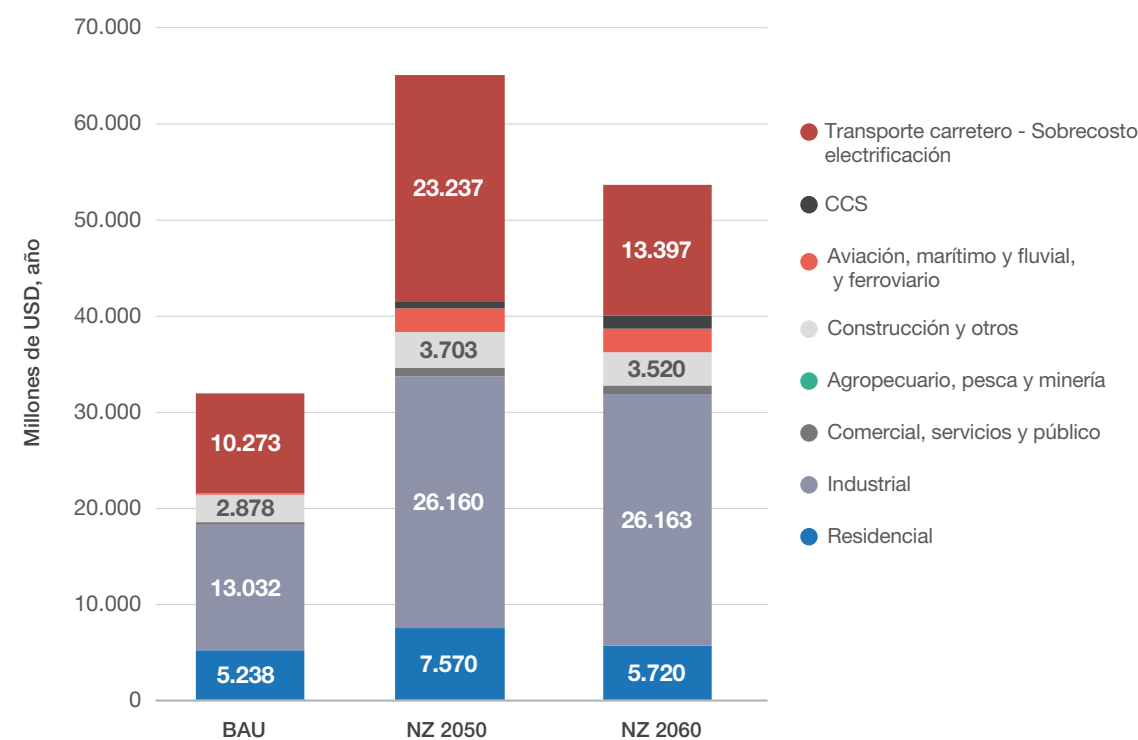
Es importante resaltar que todos los escenarios estudiados plantean una reducción a futuro del costo de los vehículos eléctricos en alrededor del 60 % durante el período. Además, los escenarios contemplan un aumento de la motorización, reflejada a través de la posesión de vehículos cada 1.000 habitantes tal como se indicó en las premisas por sector. Las necesidades de inversiones incluyen dos efectos mayores: acceso a la movilidad y la electrificación de esta. Este segundo aspecto representa un sobrecosto menor en el largo plazo por la competitividad de los VE frente a los vehículos fósiles en casi todos los segmentos de vehículos.

Es importante recordar que, para el transporte de pasajeros privados, se estimó un aumento de la posesión de autos y una reducción del uso unitario anual de los mismos. También podrían existir otros esquemas, como los de los vehículos autónomos compartidos que permitirían reducir, en parte, la cantidad total de vehículos y las inversiones asociadas.

El gráfico 67 presenta las inversiones por tipo, sin considerar el costo de la motorización.

Gráfico 67

► Usos finales: inversiones anuales por tipo (millones de USD/año)



Fuente: Elaboración propia. Este gráfico no considera el costo de la motorización.

Por año (valor promedio), las inversiones necesarias son mayores en el escenario NZ 2050, ya que la transformación del sector se debe hacer de forma acelerada. Por tecnologías, las inversiones de mayor participación son las del sector industrial, seguido por el sector transporte carretero y el sector residencial.

“Los mayores volúmenes de inversión en los escenarios de transición se destinarán a los rubros de: generación eléctrica y redes, eficiencia energética y electrificación del transporte carretero y de otros usos finales.”

4. Principales indicadores de la transición

La tabla 12 presenta parte de los indicadores de la transición energética justa.

Estos indicadores ilustran el aumento de la penetración de la energía renovable en el consumo final y la generación de electricidad, las mejoras de intensidades energéticas sectoriales, el uso de energía per cápita y la penetración de la movilidad eléctrica, entre otros aspectos relacionados con la transición energética justa.

Tabla 12 ▶ Indicadores por horizonte de tiempo y escenario

Número	Indicadores potenciales	Unidad	2019	BAU 2060	NZ 2050	NZ 2060
E-2.1	Proporción de energía renovable en el consumo final total de energía	%	48 %	38 %	66 %	67 %
	Proporción de energía renovable en la generación de electricidad	%	82 %	65 %	78 %	78 %
E-2.1bis	Capacidad instalada de generación de energía renovable	GW	144	352	444	518
E-2.2	Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	TJ/ MUSD PPP 2017	3,9	2,3	1,9	1,8
E-2.3	Eficiencia de la conversión de energía	%	43 %	50 %	50 %	50 %
	Eficiencia de la distribución de energía	%	79 %	79 %	79 %	79 %
E-2.4	Intensidad energética por sector (Industrial)	TJ/ MUSD PPP 2017	8,4	6,7	5,8	5,3
	(Agropecuario, pesca y minería)		2,7	1,4	1,0	1,0
	(Servicios y comercial)		0,3	0,2	0,1	0,1
	(Transporte)		1,1	0,8	0,7	0,6
E-2.5	Intensidad energética del sector residencial	TJ/ 1.000 habitantes	5,3	6,7	5,4	5,8
E-2.6	Penetración de la electricidad en el sector transporte	%	0,2 %	10 %	35 %	37 %
E-2.7	Penetración del gas natural en el sector transporte	%	2 %	0 %	0 %	0 %
	Penetración del hidrógeno en el sector transporte	%	0 %	0 %	2 %	2 %
	Penetración de los combustibles verdes en el sector transporte	%	25 %	17 %	52 %	50 %
S-1.4	Uso de energía per cápita	TJ/1.000 habitantes	42,7	84,0	57,5	66,4
A-1.1	Emisiones de GEI por año, energía*	MtCO ₂ e	368	879	239	241

Fuente: Elaboración propia. *No incluyen las emisiones fugitivas.



1. El entorno para la transición



Las proyecciones

Cuando se analizan los resultados de las proyecciones de la matriz energética de Brasil en los escenarios NZ a largo plazo, se observa una mayor electrificación del consumo, una reducción de la demanda de combustibles líquidos (es decir, hidrocarburos refinados), un incremento del consumo de gas natural, la aparición de generación distribuida y una reducción de la biomasa considerando la sustitución de la leña como fuente de energía. El segmento transporte en Brasil se caracteriza por una gran penetración de los biocombustibles, lo cual aumenta su proporción, tanto en mezclas de biodiésel con diésel, como de alcohol con gasolinas o utilización al 100 %.

En Brasil, la transición tiene características propias, dado que muchas de las tecnologías de fuentes renovables ya iniciaron un camino de introducción en la matriz energética hace más de 30 años. En el transporte, se observa una gran participación de la biomasa, que forma parte de los combustibles líquidos y hace que las emisiones del uso de cierto tipo de tecnologías sean diferentes cuando se lo compara con estándares internacionales. La generación eléctrica presenta el uso de fuentes renovables de índole hidroeléctrica, eólica y solar (más del 80 % de la generación en un año normal) en el mercado mayorista y una gran introducción en los últimos 5 años de la generación con paneles solares en consumidores.

Para conceptualizar la transición en Brasil, se puede dividir la proyección en tres etapas: la etapa de preparación entre 2020 y 2030, la segunda etapa de implantación y fuerte inversión entre 2030 y 2040, y la etapa de desarrollo a partir del año 2040.

Gráfico 68

► Hoja de ruta: etapas

Etapa I - Preparación

Etapa II - Implantación

Etapa III - Desarrollo

ETAPA I – Preparación (entre 2020 y 2030). Los niveles de inversión son todavía bajos, dado que:

- el reciente desarrollo de grandes campos de petróleo y gas por parte de Petrobras en la región del Presal permitieron que Brasil se transformase en un exportador neto de petróleo y derivados⁴⁹;
- el sector eléctrico en Brasil tiene una alta participación de las energías renovables; por lo tanto, las inversiones necesarias en los primeros años para transformar la matriz existente son reducidas; más todavía, la primera década se caracterizará por la necesidad de instalar equipamiento térmico para dar firmeza al sistema eléctrico⁵⁰;
- se espera que los vehículos eléctricos y las baterías para generación eléctrica no sean tan masivos y competitivos como en las décadas siguientes.

Hay que destacar que Brasil cuenta con una hoja de ruta para el hidrógeno verde y está en proceso de definición de una política pública y estrategia para la minería de minerales esenciales para una ruta de descarbonización (por ejemplo, litio).

⁴⁹ La producción de petróleo pasó de 1,2 Mbbl en 2000 a 3,2 Mbbl en 2023. La producción de gas natural pasó de 17,0 MMm³/día en 2002 a alrededor de 50,0 MMm³/día.

⁵⁰ En los últimos años, las profundizaciones de los fenómenos de El Niño que generan los ciclos de sequía y grandes lluvias exigen fortalecer el sistema de generación con generación firme.

En la segunda mitad de este período, se destaca la inversión en eficiencia energética, generación renovable (en particular solar y eólica) y térmica a base de gas natural, la red de transmisión asociada y la introducción de generación distribuida (o energías renovables como oferta final de energía en los modelos de proyección elaborados en este informe).

Los sectores industriales de base en Brasil incluyen industrias como la siderúrgica, aluminio, etc., que están analizando la eliminación del carbón de sus procesos productivos. Durante este período se asume que estas industrias introducirán hidrógeno azul o verde en la matriz industrial.

En el sector automotor, se promueven los vehículos híbridos, la menor emisión de los vehículos dada la alta participación de etanol que requerirá que la transición energética del transporte a los vehículos eléctricos ocurra en forma más lenta.

Brasil cuenta con cinco plantas de GNL; tres están conectadas a la red de transporte de gas natural y dos aportan gas natural para generación eléctrica. Adicionalmente, en 2023, se esperaba la entrada en operación de dos plantas flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés) adicionales y la salida de una de ellas. Existen varios proyectos para nuevas plantas de regasificación.

ETAPA II – Implantación (entre 2030 y 2040). Se asume que las tecnologías para la utilización de fuentes renovables⁵¹ sean masivas, estén disponibles y tengan una alta demanda. Los CAPEX de las tecnologías de transición energética (en particular, vehículos eléctricos, generación eléctrica, baterías⁵²) siguen su tendencia a la baja, lo cual permite un desarrollo masivo de las mismas.

En esta década, se acelera la introducción de tecnologías limpias y la mejora de la eficiencia energética en las cadenas de valor del sector energético, se mantiene la inversión en gas natural y comienza la oferta de tecnologías a base de hidrógeno. Las inversiones en generación a gas natural permitirán que Brasil incremente la penetración de energías intermitentes, como la energía eólica y la solar.

⁵¹ Brasil es fabricante de turbinas de generación eólica y partes de los equipamientos de paneles solares.

⁵² Es importante indicar que las baterías solo se utilizarán en esta década como mecanismos de mejora de la confiabilidad del sistema de eléctrico en su totalidad.

Brasil desarrolló su sector de hidrocarburos en los últimos 20 años y la alta penetración del etanol en combustibles hace que las dos industrias requieran de la continuidad de la otra; por lo tanto, la promoción temprana de los vehículos híbridos permite la reducción del consumo.

Se aceleran las políticas públicas para modernizar y expandir las redes de transmisión y distribución para que puedan aceptar y transportar energías limpias por largas distancias de forma eficiente (minimización de las pérdidas técnicas) y que den lugar a una red inteligente que permita la electrificación (vehículos eléctricos, techos solares, etc.).

Se promueve la política de eficiencia energética en todos los segmentos de la actividad económica en línea con el accionar de Brasil en los últimos 20 años.

La introducción de vehículos eléctricos en Brasil implicará el desarrollo de las líneas de producción de vehículos eléctricos; por lo tanto, se deberá producir la creación de la cadena de valor industrial en forma completa. En este sentido, es esperable que la introducción de vehículos eléctricos sea lenta y naciente durante este período.

ETAPA III - Desarrollo (después de 2040). Las tecnologías limpias ya son maduras y masivas; por lo tanto, los precios son competitivos y el costo de la transición está más relacionado con acelerar la salida de las tecnologías con mayores emisiones de CO₂. En el caso de Brasil, este proceso se iniciará recién después del año 2050; hasta esa fecha, se necesitan introducir nuevas centrales a gas natural para respaldar el ingreso de energías renovables.

Se termina la inversión en los sectores responsables de emisiones de CO₂e; en el caso del gas natural, se mantienen las inversiones para operar las plantas todavía operativas sin expansiones adicionales y se da paso marginalmente a las tecnologías que lo reemplazan, como el hidrógeno y la CCUS.

La reducción de los consumos de petróleo y gas por la electrificación reduce la utilización de los activos hidrocarburíferos; por lo tanto, se requieren políticas públicas que permitan que este mercado se reduzca sin generar volatilidad en los precios.



Las implicancias para las políticas públicas

El índice de desarrollo humano (IDH) de Brasil en 2021 fue de 0,754, lo cual sitúa al país en la categoría de desarrollo humano alto y en el lugar 87 de 189 países y territorios⁵³. Asimismo, no es un país del Anexo I del Acuerdo de París. Por lo tanto, sus políticas deben focalizarse en aquellas que le permitan cumplir con los compromisos de reducción de emisiones y las necesidades de crecimiento de su economía para alcanzar las máximas reducciones de emisiones en el menor tiempo posible; lo más probable es que cumpla con el objetivo de emisiones netas cero después del año 2050.

Etapas I - Preparación

Durante la etapa I de preparación, las políticas de Brasil deben estar focalizadas en cada uno de los puntos a continuación.

1. Políticas públicas. Brasil cuenta con un marco legal dirigido a reducir su impacto sobre el medio ambiente que es anterior al Acuerdo de París y que se alineó con este. En 2007, sancionó la Política Nacional sobre Cambio Climático⁵⁴ y la NDC⁵⁵ que, junto con el Plan Nacional de Energía 2050, establecen metas de reducción de emisiones y adopción de energías limpias. Brasil ya comenzó con este proceso; por lo tanto, se espera que actualice y mejore sus normativas. Brasil también desarrolló políticas específicas para biocombustibles, gas natural y el mercado eléctrico.

⁵³ El indicado del PNUD establece cuatro categorías, bajo (menos de 0,55), medio (entre 0,55 y 0,70), alto (entre 0,70 y 0,80) y muy alto (más de 0,80).

⁵⁴ Política Nacional de Cambio Climático (PNMC), Ley 12187 de 2009: define el compromiso nacional voluntario de reducir las emisiones previstas entre un 36,1 % y un 38,9 % para 2020.

⁵⁵ Contribución determinada a nivel nacional (NDC): un compromiso para reducir las emisiones de GEI en un 37 % para 2025 y 43 % para 2030, con 2005 como año de referencia.

2. Acceso. Alcanzar la cobertura total de los servicios de electricidad y el acceso universal a la cocina limpia a fin de sustituir y desplazar la leña (y otros combustibles de uso ineficiente y con altas emisiones de CO₂) en el sector residencial, especialmente en zonas rurales altamente marginadas. Asimismo, Brasil posee zonas geográficamente distantes con sistemas eléctricos aislados que utilizan combustibles líquidos como fuente energética; actualmente, ya se promueve la introducción de energías renovables en estas áreas a través de la Ley 14300 de 2022. La CDE es el mecanismo para incrementar la cobertura e introducir energías renovables en las redes aisladas. En este período, Brasil debe continuar con estas políticas a fin de cumplir con la TEJ.

3. Eficiencia energética. Los programas de promoción de la eficiencia energética en Brasil se iniciaron hace 40 años y el país posee un Plan Nacional de Eficiencia Energética alineado con las NDC. Brasil debe seguir con la implementación de su plan y mantener el desarrollo de actualizaciones decenales. La promoción de vehículos híbridos como parte de la eficiencia energética en el transporte tiene un gran impacto en países con fuerte penetración de biocombustibles.

4. Energías renovables. Brasil posee buenos recursos solares y eólicos. Adicionalmente, ha lanzado programas para desarrollar energías renovables y generación distribuida. Se realizaron tres subastas de fuentes alternativas, en 2007, 2010 y 2015, con el objetivo de desarrollar las fuentes renovables y hacerlas competir entre sí y nueve subastas de energía de reserva. La matriz eléctrica de Brasil tiene una penetración renovable superior al 80 %, basada en energía hidroeléctrica que puede sufrir situaciones de sequías. En este período, se deberá seguir promoviendo la penetración de generación distribuida y microgeneración, además de atender los aspectos de coordinación de la administración de la generación fuera de la red de transmisión, que se menciona en los aspectos de automatización.

- 5. Subsidios y precios.** Las políticas de eficiencia energética requieren esquemas de precios que reflejen los costos y subsidios bien focalizados para su efectividad. En general, los precios y las tarifas reflejan los costos. Esto muestra que Brasil comenzó a implementar estas políticas hace más de 40 años.
- La principal tarea para reducir subsidios en Brasil es la implementación de las políticas de acceso que permitan reducir la cuenta de desarrollo energético .
- 6. Regulaciones.** Mantener eventualmente los incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión en energías renovables y eficiencia energética. Promover regulaciones bancarias que incentiven los préstamos asociados con la transición energética (fuentes renovables y combustibles de transición) y que penalicen inversiones en la cadena del petróleo y sus derivados. Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever el establecimiento de impuestos al carbono y que los mismos estén relacionados con los precios internacionales de los bonos de carbono a efectos de que reflejen adecuadamente el costo de mitigación⁵⁶.
- Desarrollar políticas y regulaciones detalladas para seguir impulsando las políticas relacionadas con hidrógeno y CCS a efectos de reducir incertidumbres para estos negocios y permitir su desarrollo en el largo plazo.
- 7. Combustibles de transición.** La consolidación de la oferta gasífera y de sus sistemas de transporte debe ocurrir en este período, garantizando la posible amortización sin sobrecostos de los proyectos de producción, importación y almacenamiento que se desarrollen.
- En el caso de Brasil, implica el desarrollo de las terminales de GNL necesarias para abastecer gas y fortalecer la red de gasoductos. Esta política no debería buscar masificar el uso del gas en las regiones que no tienen cobertura, solo en aquellas en las que ya existe una red de distribución.

⁵⁶ Es importante indicar que las señales de precios deben ser constantes en el tiempo para ser efectivas; por lo tanto, desarrollar costos nivelados de mitigación podría ser otra alternativa.

- 8. Reconversiones.** Brasil es un importador neto de gas natural y carbón. El país es un productor de petróleo y, en forma menor, de gas natural. A nivel de las centrales a carbón y fueloil, no existe un plan oficial de cierre (*phase-out*), ni tampoco existe un mecanismo de transición justa claro. Aunque el Gobierno brasileño publicó recientemente la Ley 14299/22 o la llamada Ley de Transición Energética Justa, esta ley garantiza que Brasil continuará usando y subsidiando el carbón como fuente de energía, al menos, hasta 2040. Alrededor de los dos tercios de las centrales de carbón en funcionamiento hoy en día en Brasil fueron instaladas entre 2010 y la actualidad.
- La capacidad instalada es de alrededor del 7 % del total y se distribuye entre zonas del sistema integrado y algunas independientes en zonas aisladas. Se debe empezar a trabajar para introducir energías renovables en las zonas distribuidas, y se planifica el desmantelamiento de estas plantas para el período siguiente, cuando se pueden introducir baterías. Se deberán desmantelar y reemplazar las plantas de generación de carbón y fueloil. Brasil desarrolló una industria hidrocarburífera con grandes inversiones en infraestructura asociada al gas y el petróleo en la región de Río de Janeiro y São Paulo. Se espera que algunos de estos activos estén operativos después de 2050; sin embargo, se debe analizar el impacto de reducir esta industria en estos estados y es necesario que los planes de reconversión comiencen a ser implementados en la presente década.
- 9. Redes inteligentes.** Modernizar la infraestructura energética promoviendo la inversión en redes eléctricas inteligentes y sistemas de almacenamiento de energía para facilitar la integración de energías renovables y mejorar la confiabilidad del suministro. El Gobierno federal debe analizar y cubrir los costos de la introducción de redes inteligentes en los bajos consumos como parte de la agenda de facilitación de la eficiencia energética.
- 10. Transporte.** Impulsar los vehículos híbridos en esta década y comenzar a promover los vehículos eléctricos a la vez que se desarrollan biocombustibles y se fortalece el biodiésel verde.
- El desarrollo de las redes de carga eléctrica es, sin duda, un gran desafío para un país de la extensión de Brasil; por lo tanto, en esta década, se

debe iniciar la introducción de regulaciones que permitan la aparición de estas redes de suministro.

Las políticas de introducción de ferrocarriles eléctricos también constituyen un mecanismo para acelerar la transición energética y reemplazar el transporte de cargas por combustibles líquidos. Por lo tanto, se deben promover los estudios, las expropiaciones de trazas y las licitaciones para desarrollar estos proyectos.

La transición energética en Brasil se extenderá entre diez y veinte años después de 2050; por lo tanto, las tecnologías a gas tendrán tiempo de ser amortizadas.

11. Mercados. Desarrollar los mercados secundarios del sector eléctrico con foco en la comercialización de electricidad y sus derivados financieros (futuros, *swaps*, opciones, etc.) para permitir que los segmentos residenciales y comerciales puedan seleccionar las fuentes de energía que desean adquirir y que los sectores industriales puedan prever sus precios en el muy largo plazo. Esto implica profundizar las reformas en el sector eléctrico para adoptar esquemas tipo *Consumer Choice*, que permiten que los usuarios finales regulados puedan escoger el proveedor del servicio de electricidad que más les convenga.

12. Educación. Promover políticas de educación sobre la transición energética a fin de desarrollar hábitos en la población respecto al consumo energético. Durante esta etapa, se debe incluir la transición energética en todos los niveles educativos y en campañas de concientización a la sociedad.

Etapa II - Implantación

En la segunda etapa, se darán las mayores inversiones.

1. Políticas públicas. Desarrollar los planes de transición a NZ detallados con el horizonte de planeamiento que finalmente se defina.

2. Eficiencia energética. Continuar con la promoción de la eficiencia energética en todos los segmentos de la economía (residencial, industrial, comercial, transporte, agropecuario, sector público, etc.) con el objetivo de reducir el consumo energético.

Promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores, con foco en los automotores (camiones y autos), dado el avance que se espera en el desarrollo y en el precio de los vehículos eléctricos.

Estos programas deben focalizarse en el recambio hacia vehículos híbridos.

3. Subsidios y precios. Los precios se deben definir en los mercados energéticos y se deben mantener los subsidios para las personas con necesidades energéticas insatisfechas.

4. Regulaciones. Impulsar esquemas tarifarios que prevean las inversiones en mitigación y adaptación al cambio climático. Promover regulaciones restrictivas para el parque automotor a fin de incentivar el retiro y recambio de unidades con altas emisiones de CO₂ y el diseño de ciudades que permitan el uso de sistemas de transporte alternativos (transporte público eléctrico, bicicletas para trayectos cortos, etc.).

Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever establecer que los impuestos al carbono tengan relación con los costos de remediación y adaptación y no permitir su rezago por no actualizarlos con la periodicidad requerida.

Desarrollar regulaciones detalladas para impulsar las políticas relacionadas con hidrógeno y CCS, a efectos de reducir incertidumbres para estos negocios.

5. Aspectos sociales. Proponer esquemas de acuerdos socioambientales para viabilizar el desarrollo de proyectos de hidrógeno y CCUS, de generación de electricidad limpia en comunidades marginadas y de compensación para regiones que deban cambiar su vocación productiva (de energías fósiles a limpias o a otro tipo de producción de bienes o provisión de servicios).

- 6. Combustibles de transición.** Financiar los sectores de hidrocarburos y de gas en forma normal y suspender el financiamiento de nuevos proyectos de expansión de los sistemas hidrocarburíferos.
- Se debe considerar que la transición energética en Brasil incluye los biocombustibles como forma de reducción de las emisiones; por lo tanto, los activos petroleros deben reducir su participación, pero mantener su operación como parte del sector mientras la capacidad de producción crece. Esta década se caracteriza por el sector petrolero como soporte del crecimiento de los biocombustibles.
- 7. Reconversiones.** Dado que Brasil realizó grandes inversiones en su sector hidrocarburífero en los últimos 15 años, estos activos estarán operativos toda la tercera década del siglo.
- Como se indicó antes, la importancia de estos sectores en ciertas regiones o estados implica que, durante la tercera década del siglo, se debe transformar estas ciudades y cadenas de valor para hacerlas resilientes al desmantelamiento del sector entre 2040 y 2060. Por lo tanto, durante este período, se deben desarrollar las políticas públicas de reconversión en las regiones que han dejado el carbón y aquellas que tendrán que paulatinamente abandonar la producción de hidrocarburos.
- 8. Redes inteligentes.** Consolidar la infraestructura energética promoviendo la inversión en redes eléctricas inteligentes y sistemas de almacenamiento de energía para facilitar la integración de energías renovables y mejorar la confiabilidad del suministro.
- La introducción de sistemas de medición inteligente busca dar señales de precios más adecuadas al consumo de energía.
- Además, prever los esquemas de transmisión de datos para permitir la creación de un esquema de administración segura de la red de transmisión y distribución centralizada (incluyendo aspectos de ciberseguridad), sin desconsiderar la generación distribuida.

- 9. Transporte.** Impulsar tecnologías limpias en el transporte, incluyendo los biocombustibles y los combustibles verdes, la promoción de vehículos de carga a GNL o GNC, como combustible de transición, y de vehículos híbridos y eléctricos, y su infraestructura de carga asociada.
- Implementar los transportes por ferrocarriles eléctricos para el transporte de carga y pasajeros.
- 10. Nuevas tecnologías.** Desarrollar instrumentos financieros concesionales para la implementación de proyectos de hidrógeno y CCS⁵⁷.

Etapa III - Desarrollo

En la tercera etapa, los esfuerzos están concentrados en pocos objetivos.

- 1. Eficiencia energética.** Promover la eficiencia energética en todos los segmentos de la economía (residencial, industrial, comercial, transporte, agropecuario, sector público, etc.) con el objetivo de reducir el consumo energético. La alineación de precios, subsidios, regulaciones financieras que promuevan la transición energética y un precio al carbono (impuestos al carbono o sistemas de comercio de emisiones) deberían impulsar estas inversiones.
- Promover programas de recambio y chatarrización de equipamiento y automotores, con foco en todos los equipamientos que utilicen combustibles líquidos.
- 2. Subsidios y precios.** Se deben definir los precios en los mercados energéticos y mantener los subsidios para las personas con necesidades energéticas insatisfechas.

⁵⁷ Se están proponiendo varios proyectos piloto para el financiamiento de hidrógeno y CCUS; sin embargo, estos mecanismos buscan permitir el incremento de la cantidad de fondos a través del desarrollo de las tecnologías. Aquí se propone el financiamiento de tecnologías ya desarrolladas.

3.

Regulaciones. Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever el establecimiento de mecanismos de precios al carbono que reflejen los costos sociales, de manera que incentiven la chatarrización y el recambio de estos equipamientos.
4.

Reconversiones. Asistir financieramente a aquellas regiones y sectores productivos que el desmantelamiento de los activos de la extracción de petróleo y la explotación de minas de carbón afectarán.
5.

Transporte. Impulsar las tecnologías limpias en el transporte, hidrógeno y eléctricos, y su infraestructura de carga asociada.
Fortalecer la introducción de los biocombustibles en el transporte y mantener las cadenas de suministro y producción de estos.
Implementar los transportes por ferrocarriles eléctricos y el transporte de carga y pasajeros eléctrico o a hidrógeno.
6.

Nuevas tecnologías. Promover la adopción masiva de las nuevas tecnologías con probada reducción de emisiones, entre ellas, nuevas prácticas de eficiencia energética.

2. La hoja de ruta

Para desarrollar la hoja de ruta se plantearon tres etapas. Dentro de la primera etapa, dos fases, una de debate y desarrollo donde se definen políticas públicas a elaborar y segmentos que requieren financiamiento concesional o de soporte. En la tabla 13, se exponen las políticas por temática y acción esperada.

La fase de debate está focalizada en conceptualizar, junto con los países, la implicancia de la transición energética justa entre 2024 y 2025. Esta transición plantea la necesidad de combinar planes económicos que permitan altas tasas de crecimiento y un mejoramiento de la calidad de vida de la población a través de políticas públicas que se focalicen en reducir las necesidades energéticas.

Asimismo, la transición energética justa también debe discutir el financiamiento de las medidas de transición en línea con lo indicado en el artículo 7 del Acuerdo de París.

Tabla 13

► Hoja de ruta a ser promovida desde CAF

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Políticas públicas	- Integrar los conceptos de TEJ en los planes nacionales de energía y las políticas que desarrolla el Ministerio de Energía en el ámbito federal y estadual, las agencias reguladoras, la ANP, la ANEEL y las agencias de los estados.	- Emitir los primeros planes para la TEJ.	- Ajustar los planes de la TEJ con los plazos en los que se cumpla con los niveles de vida digna.	

Continúa.

Continuación.

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Acceso	- Alcanzar la cobertura total de los servicios de electricidad y el acceso universal a la cocina limpia. - Introducir la generación renovable en todos los sistemas aislados (solar, eólica y mini hidroeléctricas).		- Comenzar a introducir baterías en los sistemas aislados.	- Implementar esquemas de suministro aislados sin combustibles fósiles.
Eficiencia energética	- Diseñar, financiar e implementar las políticas de recambio y chatarrización de electrodomésticos (refrigeradores, aires acondicionados, calefacción y otros). - Establecer políticas de promoción de introducción de vehículos híbridos y eléctricos. - Analizar programas de chatarrización y reemplazo de camiones y vehículos de más de 20 años.		- Continuar con las políticas de recambio, incluyendo todo tipo de electrodomésticos y equipamiento aislante de los hogares. - Promover planes para reemplazar vehículos particulares de baja eficiencia por vehículos híbridos y comenzar a introducir vehículos eléctricos.	- Continuar con las políticas de recambio, incluyendo todo tipo de electrodomésticos y equipamiento aislante de los hogares. - Promover vehículos pesados a hidrógeno verde.
Subsidios energéticos	- Focalizar los subsidios en los habitantes con necesidades energéticas insatisfechas.			
Precios de los combustibles	- Incrementar el contenido de biocombustibles en los combustibles líquidos y promover el desarrollo del biodiésel verde.		- Internalizar en forma creciente los costos de remediación en los precios de los combustibles, ya sea por impuestos a las emisiones o sistemas de comercialización de emisiones.	
Tarifas de los servicios públicos	- Desacoplar las tarifas de distribución para que cubran los costos de forma separada a la generación.		- Internalizar las inversiones en mitigación y adaptación en las tarifas.	
Regulaciones	- Profundizar las políticas de incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión en energía renovable y eficiencia energética. - Promover regulaciones financieras que incentiven los préstamos asociados a la transición energética (fuentes renovables y combustibles de transición). - Promover regulaciones para favorecer vehículos híbridos con foco en el parque particular. - Promover regulaciones estrictas para el parque automotor de carga a fin de incentivar el recambio de unidades con altas emisiones de CO₂.		- Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever establecer que los impuestos al carbono tengan relación con los costos de remediación y adaptación. - Desarrollar regulaciones detalladas para impulsar las políticas relacionadas con el hidrógeno y la CCS, a efectos de reducir incertidumbres para estos negocios.	- Dentro de los incentivos fiscales, se debe prever establecer que los impuestos al carbono reflejen su costo social, de manera que incentiven la chatarrización y el recambio de estos equipamientos.

Continúa.

Continuación.

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Aspectos socioambientales para el desarrollo de proyectos			- Proponer esquemas de acuerdos socioambientales para viabilizar el desarrollo de proyectos de hidrógeno y de CCUS.	
Combustibles de transición	- Permitir el financiamiento y regulación del sector gasífero y petrolero en las regulaciones bancarias.	- Promover la expansión de los biocombustibles. - Promover la inversión en los activos de gas natural necesarios para permitir el avance de las energías renovables y la reconversión de las industrias brasileñas que utilizan carbón.	- Mantener la inversión en el sector gasífero y petrolero focalizando los financiamientos en las operaciones y no en su expansión. - Incrementar al máximo posible los biocombustibles.	
Reconversiones	- Iniciar estudios de impacto en las comunidades relacionadas con la explotación de gas natural, otros minerales y petróleo. - Comenzar el desarrollo de los planes de reconversión de las economías dependientes de los hidrocarburos a fin de desarrollar regulaciones y reglas de negocio que permitan la promoción de nuevos negocios en la región. - Desarrollar planes estratégicos de reconversión de las economías regionales asociadas a las industrias extractivas para asegurar la TEJ.		- Implementar planes estratégicos de reconversión de las economías regionales asociadas a las industrias extractivas para asegurar la TEJ.	- Establecer programas de mitigación del impacto de la TEJ en los sectores que no han logrado su reconversión.
Desmantelamiento de plantas de fueloil y carbón		- Establecer regulaciones para desmantelar las plantas a carbón y fueloil que queden operativas.		
Desmantelamiento de activos hidrocarburíferos	- Establecer un plan de activos adicionales a ser desarrollados para la transición.	- Implementar regulaciones y reglas de promoción para las zonas fuertemente hidrocarburíferas.	- Desarrollar planes de compensación y aporte de recursos a las zonas a ser reconvertidas. - Comenzar con las políticas de financiamiento para viabilizar nuevos negocios en la región.	- Implementar las políticas de financiamiento para viabilizar nuevos negocios en la región. - Desarrollar las políticas necesarias para incentivar la relocalización de la población en caso de que los planes de reconversión no sean efectivos.

Continúa.

Continuación.

Política	Entre 2024 y 2025	Entre 2026 y 2030	Entre 2031 y 2040	Después de 2040
Desarrollo de redes inteligentes e infraestructura de medición avanzada (AMI)	- Analizar los mecanismos de integración de redes inteligentes en transmisión y distribución, y financiamiento internacional que permitan una mejor administración del sistema en su conjunto.	- Introducir la medición inteligente.		
Integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento		- Estimar las necesidades de almacenamiento a largo plazo para integrar grandes cantidades de energías renovables como complemento del almacenamiento hidroeléctrico.	- Diseñar mecanismos de remuneración de los servicios provistos por el almacenamiento para facilitar su desarrollo.	
Operación de las redes de distribución y transmisión en forma coordinada		- Desarrollar los mecanismos de operación integrada entre los distribuidores y los transportistas.		
Desarrollo de los mercados secundarios de electricidad		- Desregular la comercialización residencial y comercial para introducir decisiones de consumo basadas no solo en los precios, sino también en el tipo de energía que se produce. - Introducir mercados de derivados para todos los segmentos de la energía. - Avanzar en esquemas de competencia a nivel suministro final para consumidores regulados.		

Trabajos citados

CEBRI, E. C. (2023). *Neutralidade de carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil.*

EPE. (2019). *Atlas of Energy Efficiency Atlas.*

 **EUROSTAT.** (2021). Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households

IEA. (2021). *Net Zero by 2050.*

IEA. (2021). *Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector.*

IEA.(2022). *Energy Efficiency 2022.*

 **Foro Internacional de Transporte, BID.** (2022). Obtenido de <https://publications.iadb.org/publications/english/viewer/Decarbonising-Transport-in-Latin-American-Cities-Assessing-Scenarios.pdf>

Law, H. y otros (2015). *The motorcycle to passenger car ownership ratio and economic growth: A cross-country analysis.*

Ministerio de Minas y Energía. (2005). *Balanço de Energia Útil.*



caf.com



scioteca.caf.com



[CAF.America.Latina](https://www.facebook.com/CAF.America.Latina)



[CAF](https://www.linkedin.com/company/CAF)



[AgendaCAF](https://www.instagram.com/AgendaCAF)



[AgendaCAF](https://twitter.com/AgendaCAF)



[CAFenVideo](https://www.youtube.com/CAFenVideo)