

PAÑORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

2023



PAÑORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

2023



Nos une la energía

**Este documento fue preparado bajo la dirección de:
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)**

Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo

Medardo Cadena
Director de Estudios, Proyectos e Información

Este documento fue realizado por:

Tatiana Castillo
Fabio García
Luis Mosquera
Targelia Rivadeneira
Katherine Segura
Marco Yujato

Colaboradores:

Luis Guerra
Fabricio Ramos

La Prospectiva Energética Regional contenida en el presente Panorama Energético, surge de la construcción hipotética de escenarios factibles de desarrollo energético regional y subregional, elaborados por OLADE con base en la información de los últimos planes, programas, políticas de expansión de energía y estrategias energéticas de largo plazo de sus Países Miembros y artículos publicados por otros organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que son de acceso público.

Las denominaciones empleadas en los mapas y la forma en que están presentados los datos que contienen no implican, de parte de OLADE, juicio de valor alguno sobre la condición jurídica y la división político - administrativa de los países, territorios, ciudades o zonas, o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites.

Las imágenes de las portadillas corresponde a licencia premium de Freepik para uso comercial, de dominio público y no requieren atribución.

Primera Edición - diciembre 2023

ISBN: 978-9978-70-152-2

Copyright © OLADE 2023

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de este documento a condición de que se mencione la fuente.

Contacto OLADE

Avenida Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador
Edificio OLADE - Sector San Carlos
Quito - Ecuador
Teléfonos: (593 - 2) 2598-122 / 2531-674
sielac@olade.org

Diseño y Diagramación

CÍRCULO PUBLICITARIO
(593 9) 995260754
ventascirculopublicitario@gmail.com
Quito - Ecuador

01	PRÓLOGO SECRETARIO EJECUTIVO	7
02	AGRADECIMIENTOS	9
03	SOBRE EL USO DEL PANORAMA ENERGÉTICO	11
04	EVENTOS RELEVANTES I. Institucional, implementación de planes y políticas energéticas II. Hidrocarburos III. Electricidad IV. Eficiencia energética V. Fuentes renovables VI. Minerales críticos VII. Energía y ambiente VIII. Género y energía IX. Integración, cooperación y complementación energética X. Reconocimientos, eventos y convenciones	13

05

PROCEDENCIA DE LOS INDICADORES
Y FUENTES DE INFORMACIÓN

33

06

METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES

37

07

ESTADÍSTICAS E INDICADORES ENERGÉTICOS
AGREGADOS DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE Y DEL MUNDO

51

08

PERFIL ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS

67



Argentina



Barbados



Belize



Bolivia



Brasil



Chile



Colombia



Costa Rica



Cuba



Ecuador



El Salvador



Grenada



Guatemala



Guyana



Haití



Honduras



Jamaica



México



Nicaragua



Panamá



Paraguay



Perú



República Dominicana



Suriname



Trinidad & Tobago



Uruguay



Venezuela

09

LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA 285

1. Institucional
2. Género y energía
3. Electricidad
4. Hidrocarburos
5. Fuentes renovables
6. Minerales críticos
7. Energía y ambiente
8. Eficiencia energética
9. Convenios internacionales, cooperación, integración e interconexiones

10

PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE

305

1. Introducción
2. Metodología
3. El hidrógeno verde en el consumo final de energía
4. El hidrógeno verde en la capacidad instalada de generación eléctrica
5. El hidrógeno verde en la matriz de la generación eléctrica
6. Proyección de la matriz de oferta total de energía
7. Estructura de la demanda total de hidrógeno verde (H2V)
8. Demanda de electricidad para la producción de hidrógeno verde
9. Emisiones de CO₂ del sector energético
10. Conclusiones

ÍNDICE |

11

ANEXOS

369

12

BIBLIOGRAFÍA

380



ANDRÉS REBOLLEDO SMITMANS
Secretario Ejecutivo
OLADE

Información para las transiciones energéticas en América Latina y el Caribe

Las transiciones energéticas avanzan en América Latina y el Caribe (ALC) contribuyendo desde el sector energético a la descarbonización de las economías y al cumplimiento de los compromisos adquiridos por los países de la región en el Acuerdo de París. De hecho, desde la firma de este Acuerdo, se ha podido observar cómo algunos indicadores de desarrollo energético sostenible han mejorado, tales como: i) en la generación eléctrica, las energías renovables pasaron de un 53 % en el año 2015 a un 65 % el año 2022, ii) en la oferta total de energía, las renovables pasaron de un 24 % en el 2015 a un 28 % en el 2022, iii) la cobertura eléctrica total ha pasado de 96.5 % en 2015 a 97.5 % en 2022, y iv) las emisiones totales de CO₂ del sector energético se han reducido de 1,993 millones de toneladas en 2015 a 1,849 millones de toneladas en 2022.

Estos y muchos otros indicadores están disponibles en la plataforma de información energética regional que mantiene OLADE (sieLAC) que se alimenta con información oficial y actualizada del sector energético de sus 27 países miembros y que cumple 35 años de existencia, consolidándose como una herramienta fundamental para la definición y seguimiento de políticas públicas y la planificación energética, estudios comparativos entre

países y toma de decisiones; y también en el medio por el cual OLADE ha venido colaborando en iniciativas de cooperación regional con otros organismos multilaterales como es el caso del Hub de Energía, la iniciativa RELAC, el “Joint Organisations Data Initiative” (JODI) y se ha convertido en la fuente oficial de información energética de América Latina y el Caribe para otras agencias internacionales regionales y globales.

Como complemento a la gestión de la información energética a nivel regional y gracias al apoyo de la Unión Europea, OLADE ha venido cooperando con algunos de sus Países Miembros en la implementación de sus Balances de Energía Útil (BEU), contando hasta la fecha con 3 países beneficiarios de esta iniciativa (Ecuador, Panamá y Paraguay), como una contribución adicional a las políticas y programas de mejora de la eficiencia energética.

Los procesos de transición energética se han concentrado hasta ahora en la matriz de generación eléctrica, sin embargo, considerando que la electricidad representa en la actualidad alrededor de un 20 % del consumo final de energía en la región y que más del 60 % de este consumo corresponde a fuentes de energía de origen fósil, es prioritario invertir mayores esfuerzos en la descarbonización de los sectores de consumo final, sobre todo en los más intensivos en el uso de energía como son el transporte y la industria.

La electricidad de origen renovable, la biomasa moderna y el gas natural, han sido hasta ahora las fuentes de transición disponibles para reducir emisiones de carbono en los sectores de consumo final, sin embargo, hay segmentos de estos sectores como el transporte aéreo, el transporte marítimo, el transporte carretero de carga pesada, la industria cementera, la industria siderúrgica, entre otros, donde dichas fuentes tienen dificultades para penetrar. Es por esto que algunos países de la región vislumbran la posibilidad de introducir en su canasta energética nuevos vectores energéticos limpios como el hidrógeno verde, el amoníaco verde y los combustibles sintéticos, no solamente para cubrir su demanda interna, sino además como un mecanismo para convertirse en exportadores de energía renovable a través de estos productos. OLADE por su parte se encuentra empeñado en apoyar estas iniciativas con acciones concretas como la firma del Acuerdo Intergubernamental para la Certificación del Hidrógeno verde en América Latina y el Caribe (CertILAC) cuya suscripción se llevó a cabo durante la octava edición de la Semana de la Energía y la Declaración de Descarbonización de la Industria Pesada, suscrita en la pasada COP28.

Tomando en consideración este contexto, se presenta esta nueva edición del Panorama Energético de América Latina y el Caribe (2023) en donde se resumen por una parte las estadísticas y hechos más relevantes del sector energético de la región y por otra, las expectativas de un desarrollo futuro del sector orientado a contribuir con los esfuerzos globales de mitigación y adaptación al cambio climático.

Andrés Rebolledo
Secretario Ejecutivo
OLADE

ARGENTINA	Ministerio de Economía	Pablo Ronco
BARBADOS	Ministry of Energy, Small Business and Entrepreneurship	Mark Millar
BELICE	Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities	Ryan Cobb Geon Hanson Arerlí Sutherland
BOLIVIA	Ministerio de Hidrocarburos y Energías Viceministerio de Planificación y Desarrollo Energético	Carla Vanessa Reque Montealegre
BRASIL	Ministerio de Minas y Energía	Gustavo Santos Masili Esdras Godinho Ramos Gilberto Kwitko Ribeiro
CHILE	Ministerio de Energía	Javiera Aldunate Bengolea Adelaida Baeriswyl Concha Rubén Guzmán Quintana
COLOMBIA	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) Ministerio de Minas y Energía	José Lenin Morillo Jorge Eduardo Zuluaga Lina María Ricaurte Sierra
COSTA RICA	Secretaría de Planificación Sector Ambiente y Energía Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE)	Jorge Pérez Grettel Ruiz Luisa Quiros Francine Solera
CUBA	Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI)	Tomás González
ECUADOR	Ministerio de Energía y Minas Instituto de Investigación Geológico y Energético	Ángel Echeverría Jorge Mendieta Gina Moreta Carlos Coronel Sebastián Espinoza Javier Fontalvo Paola Ramírez
EL SALVADOR	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Adonay Urrutia Cortez Mario Salvador Ramírez Wilfredo Hernández
GRENADA	Ministry of Infrastructure Development Public Utilities, Energy, Transport & Implementation	Terah Antoine
GUATEMALA	Unidad de Planeación Energético Minero Ministerio de Energía y Minas	Gabriel Armando Velásquez

GUYANA	Guyana Energy Agency	Mahender Sharma Shevon Wood
HAITÍ	Ministry of Public Works, Transport and Communication	Robert Altidor
HONDURAS	Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES) Secretaría de Estado en el Despacho de Energía	Jorge Cárcamo Lesvi Montoya de Izcano Angela Gabriela Diaz Rios
JAMAICA	Ministry of Science Energy & Technology	Carol Palmer Candice Roberts
MÉXICO	Secretaría de Energía (SENER)	Velvet Rosemberg Fuentes
NICARAGUA	Ministerio de Energía y Minas	Manuel Flores Indiana León Carlos Sánchez
PANAMÁ	Secretaría Nacional de Energía	Stella Escala Carlos Iglesias Carlos Rivera
PARAGUAY	Viceministerio de Minas y Energía, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (VMME-MOPC)	Tamatia Coronel Daniel Puentes
PERÚ	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Alan Campos Daniel Paz Luis Vilchez
REPÚBLICA DOMINICANA	Comisión Nacional de Energía Ministerio de Energía y Minas	Flady Cordero Nisael Dirocié Matos Yamilet Mejía Gustavo A. Mejía-Ricart
SURINAME	Ministry of Natural Resources	Valerie Lalji Sifra Thijm-Fraser
TRINIDAD Y TOBAGO	Ministry of Energy and Energy Industries	Timmy Baksh Adaffi Edwards
URUGUAY	Dirección Nacional de Energía Ministerio de Industria, Energía y Minería	Alejandra Reyes Ignacio Casas
VENEZUELA	Ministerio del Poder Popular de Petróleo	Luis José Olivares Ramírez Joelmi F. Pérez Ramírez Ronny Rafael Romero Rodríguez

En este Panorama Energético 2023 se presentan más de 1,000 gráficos que contienen información detallada acerca de la evolución reciente de las matrices energéticas de los 27 Países Miembros de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Asimismo, se presenta un conjunto de gráficos donde se expresan las tendencias de los agregados regionales que la organización suele considerar, a saber: América Central, Brasil, el Caribe, el Cono Sur, México y la Zona Andina, así como América Latina y el Caribe en su totalidad. En el caso de los hidrocarburos se comparan las tendencias regionales con las mundiales considerando las regiones de África, América Latina y el Caribe, Asia y Australasia, Europa, la Comunidad de Estados Independientes (es decir, algunos países de las ex-repúblicas soviéticas), Medio Oriente y América del Norte. La información presentada proviene del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC) administrada por el equipo de información de la OLADE.

Adicionalmente, este documento incluye un capítulo denominado Legislación, Regulación y Política Energética en el que se informa sobre los avances en materia normativa, política y de planificación. Además, se presenta un reporte de los principales eventos acontecidos en el sector energético durante el 2022.

Asimismo, se incluye un ejercicio de prospectiva energética que consiste en la elaboración hipotética de escenarios factibles de desarrollo energético regional y subregional, elaborados por OLADE con base en la información que dispone de los últimos planes, programas y políticas de expansión de energía de sus Países Miembros y artículos publicados por otros organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que son de acceso público. La modelación se realizó utilizando, el Modelo para la Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME), desarrollado por OLADE.

El objetivo principal de poner a disposición múltiples gráficos es brindarle a la comunidad latinoamericana y caribeña la posibilidad de tener una fuente de conocimiento acerca de los perfiles energéticos de los países de la región sobre una base común, procurando brindar tanta información detallada como sea posible de una manera sistematizada, inteligible y concisa; así como una tendencia del sector energético dentro de los próximos 20 años.

En la primera página de cada país se presentan los valores de los principales indicadores energéticos al año 2022 o del último año disponible según cada caso, junto a una versión resumida del diagrama Sankey de cada uno. Los gráficos presentados contienen información sobre reservas y producción de diversas fuentes, oferta de energía y sus flujos, consumos primarios y finales de energía, considerando también, sus valores a nivel sectorial. Luego se presenta un extenso conjunto de indicadores entre los que se incluyen intensidades energéticas de diversa índole, índices de renovabilidad, de autarquía energética, demandas evitadas, indicadores per cápita y por unidad de valor agregado, evolución de las participaciones relativas de diversos energéticos, etc. Luego, se presentan algunos indicadores que analizan las tendencias registradas de las emisiones de CO₂. Finalmente, se presenta un gráfico resumen que permite mostrar la evolución reciente y comparada de varios indicadores energéticos y económicos.

Aquellos indicadores que no resultan ser de uso habitual se definen y describen en el capítulo respectivo de este Panorama Energético. Para facilitar y hacer más amigable la visualización de los indicadores se prefirió presentar la información de las tendencias en forma de curvas suavizadas. Asimismo, como se podrá ver, en algunos casos además de presentar las variables respectivas, se incluyeron en el eje derecho las tasas de variación acumuladas por quinquenios 2000 - 2004 / 2005 - 2009 / 2010 - 2014 y 2015 - 2020 e interanuales para los años 2021 y 2022.

Esperamos que este Panorama Energético se convierta en una herramienta de uso y consulta habitual que dé cuenta de la evolución de las tendencias de la región en el ámbito de la energía. Dado que, a partir del año 2017, el Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, el sieLAC, es de libre acceso y basta con registrarse para tener acceso a toda la base de datos recomendamos e invitamos a quienes tengan interés en profundizar los análisis y trabajar con la información disponible a hacerlo visitando la página web:

<https://sielac.olade.org>.







Eventos Relevantes

I INSTITUCIONAL, IMPLEMENTACIÓN DE PLANES Y POLÍTICAS ENERGÉTICAS

Se realizó en **Argentina** el lanzamiento del Clúster Renovable Nacional, conglomerado de empresas públicas y privadas enfocadas en energías renovables y comprometidas en favorecer la producción de bienes, tecnologías y servicios asociados a la generación eléctrica de fuentes renovables. Esta iniciativa tiene como objetivo articular la oferta de producción nacional y las complementariedades existentes en el país para la fabricación de bienes principales como aerogeneradores, palas aerogeneradores y paneles fotovoltaicos. Con el impacto del Clúster, se prevé que en los próximos dos años se generarán 750 MW de energía renovable y 300 MW anuales a partir de 2024.

En el marco del proyecto "Resiliencia energética para la adaptación al clima" (ERCAP), implementado con apoyo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, el gobierno de **Belice** realizó su Encuesta Nacional de Uso de Energía. ERCAP tiene como objetivo mejorar la resiliencia del sector energético de Belice a los impactos adversos del clima y el cambio climático. El núcleo del proyecto se centra en la planificación energética; en tal sentido, la recopilación de datos relevantes sobre el uso nacional de energía constituye un aspecto clave en la elaboración del proyecto.

Se inauguró en **Bolivia** el Museo de la Nacionalización de los Hidrocarburos en la Planta de El Alto (PLEA) con el objetivo de mostrar los hechos históricos que marcaron la consolidación de la soberanía del pueblo boliviano sobre los hidrocarburos.

El Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** lanzó el Plan Decenal de Expansión Energética (PDE) 2031, que muestra las perspectivas de crecimiento del sector energético brasileño para los próximos diez años, a fines de garantizar que la capacidad instalada de generación de energía eléctrica alcance los 275 GW en 2031, destacándose en la matriz las fuentes eólicas y solares. Como resultado, se estima que la capacidad de generación eléctrica instalada en Brasil alcanzará un nivel de renovabilidad del 83 % en 2031. Por otra parte, con el objetivo de coordinar acciones entre organismos públicos para implementar proyectos de producción de minerales estratégicos para el desarrollo del país y priorizar los esfuerzos gubernamentales, el Ministerio de Minas y Energía lanzó una plataforma interactiva para la Política Pro-Minerales Estratégicos que permite acceder a información sobre proyectos, títulos mineros, cantidades de producción, reservas y recursos, información sobre licenciamientos ambientales y obstáculos para el otorgamiento de licencias.

Se realizó en **Chile** el lanzamiento de la Agenda de Energía 2022 - 2026, hoja de ruta en materia energética que tiene como objetivo fundamental mejorar la calidad de vida de las personas e impulsar acciones hacia una transición socio-ecológica justa. Como resultado del trabajo de los distintos actores convocados para el diseño de esta agenda, se establecieron ocho ejes temáticos: Acceso equitativo a energía de calidad, Matriz energética limpia, Desarrollo energético seguro y resiliente, Transición energética justa e infraestructura sustentable, Descentralización energética, Empoderamiento ciudadano y democratización de la energía, Innovación y crecimiento económico inclusivo y Modernización de la gestión pública. Uno de los ejes principales de la Agenda de Energía se centra en seguir desarrollando una matriz energética limpia, donde el carbón ya no sea protagonista. En este contexto se realizó la apertura de la convocatoria para postular al Sello Calidad de Leña para el período 2022 - 2023, iniciativa que reconoce y visibiliza tanto a comerciantes como a productores de este energético, que adhieren a un estándar de calidad, respetando la normativa tributaria y forestal, y cuyo proceso de producción les permite generar un producto seco y de dimensiones óptimas para el uso eficiente en calefactores domiciliarios.

Colombia publicó su Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera para instalar hasta 9 GW. En el referido instrumento se establecen los lineamientos a tener en cuenta para el desarrollo de esta tecnología que puede alcanzar un factor de carga del 70%. El documento perfila dos escenarios para el despliegue de energía eólica costa afuera. El denominado "escenario bajo" prevé 200 MW para el año 2030, 500 MW para el 2040 y 1.5 GW para 2050, sobre una base acumulativa. El denominado "escenario alto" prevé 1 GW para 2030, 3 GW para 2040 y hasta 9 GW para el 2050, sobre una base acumulativa.

En 2022, el Banco Mundial aprobó un proyecto con financiamiento de US\$ 25 millones para apoyar a **Grenada** en el establecimiento de una legislación integral de gestión del riesgo de desastres, que le permita además utilizar los recursos de manera eficiente y efectiva, promover un uso más amplio de la energía renovable y mejorar la eficiencia energética. Con la aprobación de la referida legislación también se prevé lograr un mayor uso de la tecnología y otros planes para aumentar las salvaguardas de datos. Adicionalmente, se apoyará al gobierno en el fortalecimiento de la responsabilidad fiscal y la mitigación de los riesgos para la sostenibilidad fiscal, incluido el apoyo al cambio climático y las consideraciones de género en el proceso presupuestario.

Honduras informó: la formulación del Programa de Auto Sostenibilidad Mediante Usos Productivos de la Electricidad (PAMUPE) dirigido a articular los proyectos productivos con soluciones de electrificación eficientes que generen bienestar social y agreguen valor, fomenten los encadenamientos y respondan a las demandas de los mercados locales, regionales, nacionales y/o internacionales incrementando la gobernanza en el sector energético; y la aprobación del Proyecto “Energía y Luz para la Vida – Yu Raya” enfocado en fomentar el acceso universal a la electricidad mediante la mejora de la sostenibilidad en los proyectos de electrificación social en el país. El referido proyecto será implementado en la comunidad de Sirsirtara, Puerto Lempira.

Perú presentó la Hoja de Ruta de Transición Energética hacia un Perú sin emisiones 2030-2050, estudio que plantea que el país podría alcanzar un escenario donde la generación renovable sea el 81 % de la matriz, de la cual el 35 % correspondería a la participación de centrales eólicas y solares. El documento prevé que, de cumplirse las actividades planteadas, se podría alcanzar una reducción del 51 % de emisiones al 2030. La electrificación del transporte jugará un rol importante en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), llegando a alcanzar una reducción del 38 % de emisiones en el sector transporte al 2050, siendo posible que la movilidad eléctrica alcance un 11% de participación en el transporte privado y público al 2030. La actualización del estudio propone la continuación del trabajo en tres áreas fundamentales para la reducción de emisiones: la eficiencia energética y la electrificación de los usos finales; la transformación de una matriz energética basada en recursos renovables, acompañada de una infraestructura apta para más renovables y el incentivo de modelos de producción sustentables. A tales efectos el MINEM presentó la Agenda de la transición energética sostenible, basada en tres pilares fundamentales: accesibilidad, relacionada con la cobertura y seguridad energética; asequibilidad, relacionada con la equidad y competitividad del modelo energético; y, finalmente, aceptabilidad, relacionada con la sostenibilidad ambiental y social.

II HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

Argentina cerró el 2022 con máximos históricos de producción de petróleo, con la cifra de 622,500 barriles diarios, lo que representó la mayor producción total desde el año 2009. Esto supone un aumento del orden del 11.2 % en la comparación interanual para diciembre. En este contexto se destaca la producción de un volumen de petróleo no convencional, en particular el shale oil que contribuyó con 282,400 barriles diarios marcando un nuevo récord histórico. Estos números reflejan la consolidación del aporte de la producción no convencional al conjunto de la actividad hidrocarburífera de la Argentina, que representó un 45 % de la producción de petróleo total. A su vez, dentro de esa participación, sigue ascendiendo la actividad proveniente de la formación Vaca Muerta: con 276,500 barriles diarios.

Según datos reportados por la Agencia Nacional de Petróleo y Gas en 2022 **Brasil** alcanzó un nuevo récord de producción de hidrocarburos, mediante la extracción de un promedio de 3.02 millones de barriles de petróleo diarios y una media de 138 millones de metros cúbicos de gas natural por día. La producción total acumulada en 2022 fue de 1,103 millones de barriles de petróleo y 50,300 millones de metros cúbicos de gas natural. Solo en diciembre la producción media de hidrocarburos fue de 3.07 millones de barriles de crudo al día y de 140.14 millones de metros cúbicos de gas natural, lo que representó un aumento de 8.3 % y 6 %, respectivamente, frente al mismo mes de 2021. Para el gas natural, el aumento fue de 2.98 % sobre la marca histórica de producción registrada en 2021 (134 millones de metros cúbicos por día).

Colombia informó que las reservas probadas de petróleo pasaron de 2,039 millones de barriles reportados en 2021 a 2,074 millones de barriles en 2022. La relación Reservas Probadas/Producción (R/P) es de 7.5 años. En el Informe de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos de la ANH, se consolidó la información de 474 campos con corte a 31 de diciembre de 2022. La producción de petróleo fue de 275 millones de barriles indicando un aumento de 6 millones con respecto al año anterior.

En diciembre de 2022, **Guyana** anunció el lanzamiento, por primera vez, de una Ronda de Licencias que ofrece 14 bloques para licitación en las zonas de aguas someras y profundas del área marítima de Guyana. Este lanzamiento marcó una nueva era en el desarrollo del petróleo y el gas por parte del gobierno, se trata de un mecanismo de inversión competitivo y favorable a los intereses socioeconómicos de la nación. El Gobierno mantiene su compromiso de adoptar un enfoque equilibrado que permita acelerar el desarrollo de los hidrocarburos y, al mismo tiempo, promover la protección del medio ambiente y garantizar que los guyaneses obtengan los máximos beneficios económicos del potencial petrolífero del país. Se calcula que la costa de Guyana tiene un potencial de recursos de más de 25,000 millones de barriles equivalentes de petróleo y unas reservas de más de 11,000 millones de barriles equivalentes de petróleo.

México anunció que PEMEX concretó la compra total de la refinería de Deer Park ubicada en Texas (EE.UU.) al adquirir el 50.005 % de la parte accionaria de Shell por casi 600 millones de dólares. De esta manera, esta refinería en territorio estadounidense queda bajo el control de Pemex. Los recursos para la operación fueron cubiertos por el Fondo Nacional de Infraestructura (Fonadin). Deer Park tiene capacidad de procesamiento de crudo de 340,000 barriles por día y puede procesar crudo pesado y ligero sin generar combustóleo. Produce alrededor de 110,000 barriles por día (Mbpd) de gasolina, 90 Mbpd de diésel y 25 Mbpd de turbosina, además de otros productos.

En **Perú**, Petroperú reportó que, durante su primer año a cargo de la operación del Lote I, ha mantenido una producción óptima y sostenida del yacimiento, alcanzando caudales de producción promedio de 506 barriles de petróleo por día (bbl /día) y 3.4 millones de pies cúbicos de gas natural por día (Mpcd). La producción de petróleo del Lote I, ubicado entre los distritos La Brea y Pariñas de la provincia de Talara, en la región Piura, es transferida a la Refinería Talara. El gas natural es comercializado a la empresa Enel Generación Piura S.A. para la generación eléctrica. En este periodo, en promedio, se operaron 209 pozos que han acumulado una producción de 135,300 barriles de petróleo fiscalizado y 731 millones de pies cúbicos de gas natural, lo que generó ingresos acumulados de USD 13 millones y USD 2.7 millones, respectivamente.

En agosto de 2022, la compañía de petróleo y gas APA Corporation realizó un descubrimiento de petróleo en el pozo Baja-1 en el Bloque 53 en la costa de **Suriname**. El pozo se perforó a una profundidad de 5,290 m utilizando la plataforma Noble Gerry de Souza en profundidades de agua de aproximadamente 1,140 m. Después de la perforación, el pozo encontró 34 m de pago neto de petróleo en un solo intervalo dentro del intervalo campaniano. La firma informó que el análisis preliminar de fluidos y registros resultó en petróleo ligero con una relación gas-petróleo (GOR, por sus siglas en inglés) de 1,600 a 2,200 pies cúbicos estándar por barril, en un yacimiento de buena calidad.

Venezuela continúa posicionada como el país con mayor cantidad de reservas de crudo del mundo, finalizando en 2022 con 304 billones de barriles. Este volumen representa aproximadamente el 92% de los 331,10 billones de barriles de crudo en reservas de América del Sur.

2.2 Petróleo y derivados

Argentina extendió por 10 años la concesión de los oleoductos troncales para continuar el desarrollo de todo el sistema de transporte de combustibles líquidos encargado de evacuar Vaca Muerta y la Cuenca Neuquina. Tras la prórroga de la concesión por parte del Estado nacional, la empresa confirmó una inversión de 750 millones de dólares para ampliar su capacidad de transporte de petróleo desde Vaca Muerta. A partir de estas tareas de potenciación de la capacidad del ducto las exportaciones de petróleo podrán incrementarse, pasando a una cifra que podrá oscilar entre los 180 y hasta los 250 mil barriles diarios. Está previsto que las tareas se realicen en dos etapas, cada una de una duración estimada de 11 meses. La primera extenderá la capacidad del oleoducto de los 36,000 m³ por día actuales a 55.000 m³ diarios. Luego, tras concluir la segunda etapa, se alcanzarán los 72,000 m³ por día.

Bolivia inauguró en Santa Cruz el proyecto de ampliación de la Planta Palmasola I, dirigido a reforzar el suministro de combustibles en esa región, mediante la implementación de 4 nuevos tanques en la Planta: 2 para aumentar el almacenaje de diésel oil, de 15,000 m³ a 35.000 m³ y lograr una autonomía de 17 días (antes de 7 días); y 2 para incrementar el almacenamiento de gasolina especial de 10,000 m³ a 26,000 m³ y subir a 15 días de autonomía (antes de 6 días). La obra también contempla ampliación de la capacidad de recepción de diésel oil y gasolina especial con cuatro nuevos puntos instalados en una nueva sala de bombas de recepción. Asimismo, se aumentó la capacidad de despacho de ambos combustibles con cuatro nuevos puntos.

El Gobierno de **Guyana** y Esso Exploration and Production Guyana Limited (EEPGL) firmaron la Licencia de Producción de Petróleo (PPL) para el desarrollo marino de Yellowtail en el Bloque Stabroek mar adentro de Guyana. Se prevé que el proyecto en el Bloque Stabroek produzca hasta 250,000 barriles de petróleo por día después de la puesta en marcha a fines de 2025, utilizando el buque flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) 'One Guyana'. El proyecto de USD 10 mil millones tendrá como objetivo una base de recursos estimada de más de 900 millones de barriles equivalentes de petróleo, se trata de la mayor inversión individual en la historia de Guyana.

México inauguró en el puerto de Dos Bocas, Estado de Tabasco, la Refinería Dos Bocas Olmeca (primera de su tipo en construirse en el país en más de cuarenta años) con la que se prevé lograr la autosuficiencia en energéticos con el procesamiento de 340 mil barriles diarios de crudo tipo maya.

Con el inicio de las pruebas de arranque gradual tras un arduo proceso de modernización se inauguró en el norte de **Perú**, en la región de Piura la Nueva Refinería de Talara, que asegurará el abastecimiento continuo y oportuno de combustibles con altos estándares ambientales. La moderna refinería incorpora una nueva tecnología llamada flexicoking, que convierte insumos de bajo valor económico en productos de alto valor como gasolinas y diésel de la mejor calidad posible; además, tiene una capacidad de procesamiento casi 50 % mayor que la anterior planta, ya que puede procesar 95 mil barriles de petróleo por día.

2.3 Gas natural

Se realizó en **Argentina** el lanzamiento de la construcción de la Etapa I del Gasoducto Néstor Kirchner, el que con todas sus obras complementarias, demandará una inversión de 3400 millones de dólares y elevará en 44 millones de metros cúbicos diarios la capacidad de transporte de Gas. Durante la Etapa I se desplegará un gasoducto de 36 pulgadas y 558 kilómetros de extensión, que tendrá como objetivo transportar el gas producido en la Cuenca Neuquina, para después transferir en Salliqueló parte de este volumen al gasoducto Neuba II; así quedará asegurado el flujo de gas para las zonas de Bahía Blanca y AMBA, con provisión a las grandes centrales termoeléctricas y al polo petroquímico. La Etapa II correrá por la provincia de Buenos Aires hasta San Jerónimo y permitirá llegar con gas natural al norte del Gran Buenos Aires y el Litoral.

Bolivia superó los ingresos por exportaciones hidrocarburíferas de los últimos 7 años solo con venta de gas natural; a diciembre de 2022 se alcanzaron aproximadamente 3,400 millones de dólares producto de las exportaciones de gas natural a Brasil y Argentina. Por otra parte, se lanzó en Chuquisaca, el programa de conversión a GNV con kits de inyección secuencial (5ta. generación) a fin de impulsar el uso de esa tecnología en el parque automotor de la región y así promover la transición energética. Este programa de conversión a GNV marca un hito en cuanto al cambio tecnológico ya que esta tecnología aprovecha de manera más eficiente el GNV para generar una potencia en el vehículo similar al funcionamiento con gasolina, con los equipos de inyección secuencial (5ta. generación) se reducen las emisiones totales en un 70 % respecto a la gasolina y en un 20 % respecto a los equipos de GNV de aspirado natural (3ra. Generación). En la gestión del 2022 se realizaron 15,487 conversiones a gas natural vehicular (GNV), de vehículos con kits de tercera y quinta generación. Adicionalmente, en el marco de la segunda fase del proyecto "Sistema de Distribución de Gas Natural" en el transcurso del 2022 se entregaron 50,698 nuevas conexiones de gas domiciliario. Además, se entregó el proyecto "Obras civiles y mecánicas para la instalación de City Gate - municipio de Yacuiba, población El Algarrobal", con la finalidad de garantizar un servicio continuo con presiones y caudales suficientes que brinden un servicio eficiente. El City Gate tendrá una capacidad de 5,000 metros cúbicos por hora. La ampliación del sistema de distribución de gas natural en ese municipio, permitirá atender los requerimientos de usuarios domésticos, comerciales, industriales y de Gas Natural Vehicular.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Empresa de Investigación Energética (EPE) de **Brasil** lanzaron, la sección de Gas Natural del Plan Decenal de Expansión Energética (PDE 2032). La publicación contiene los principales temas relacionados con el mercado de gas natural en Brasil para la próxima década. Uno de los aspectos más destacados es el análisis de la oferta y la demanda de la red integrada de gasoductos y las perspectivas de inversión en el horizonte de diez años. En este sentido, cabe destacar la percepción de crecimiento de la producción y demanda de gas natural, tanto nacional como importada.

Colombia informó que las reservas probadas de gas se situaron, al cierre de 2022, en 2.82 terapés cúbicos (Tpc), con una diferencia de -0.35 con respecto al año 2021. La producción de gas comercializado fue 0.39 terapés cúbicos lo que lleva a una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7.2 años. En materia de gas los recientes descubrimientos del offshore llegaron a 5.8 terapés cúbicos, lo que quiere decir que los recursos contingentes 3C se duplicaron, pasando de 2.6 terapés cúbicos en el 2021 a 5.8 terapés cúbicos en 2022, dos veces las reservas probadas 1C.

El Salvador informó el inicio de operaciones del proyecto de generación de energía eléctrica a base de gas natural ubicado en Acajutla. La planta está considerada como la mayor inversión privada en la historia del país, tiene capacidad para generar 380.7 MW de potencia y su energía asociada, lo que la convierte en la planta con la mayor capacidad instalada del sistema eléctrico. La nueva planta de gas natural cubrirá el 30 % de la demanda energética de El Salvador y marca un cambio en la matriz productiva hacia una generación menos contaminante.

México informó la reactivación del proyecto Lakach entre Pemex y New Fortess Energy cuya finalidad se centra en lograr que Pemex tenga la capacidad de suministrar gas natural al mercado doméstico terrestre de México y que New Fortess (NFE) produzca gas natural licuado (GNL), que será exportado a los mercados globales. Esta alianza implica que NFE y Pemex inviertan de manera continua y durante al menos dos años, capital suficiente para el desarrollo del campo Lakach. El objetivo es contar con siete pozos en alta mar así como desplegar tecnología para licuar gran parte de la producción de gas natural. Por otra parte, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y TC Energy Corp. acordaron una alianza estratégica centrada en acelerar el desarrollo de la infraestructura de gas natural en el centro y sureste de México, incluida la construcción del gasoducto Puerta del Sureste. Adicionalmente se informó el inicio de la construcción de una planta de licuefacción y una coquizadora en la Refinería Salina Cruz. La planta de licuefacción permitirá convertir gas natural en gas licuado, contribuyendo así a la diversificación de la matriz energética y al suministro de combustibles más limpios y eficientes.

En el marco del programa Bono Gas, que financia las conexiones de gas natural domiciliario a las familias más vulnerables, en el 2022 en **Perú** se realizaron aproximadamente 200.000 montajes de redes, principalmente en Lima, Ica, Áncash y Trujillo. En este contexto el Ministerio de Energía y Minas de Perú realizó una actualización del Programa Anual de Promociones (PAP) del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) para expandir el programa BonoGas a otras regiones del país. Adicionalmente se aceleraron las conversiones de vehículos que utilizan gasolina y Gas Licuado de Petróleo (GLP) a uno que requiera Gas Natural Vehicular (GNV) alcanzando una cifra récord de más de 73 mil vehículos convertidos a GNV en el 2022.

En **República Dominicana** con una inversión superior a los 1,750 millones de dólares, se dio inicio a la construcción del proyecto energético de gas natural más importante en Manzanillo. Se trata de dos plantas de generación de energía de 420 MW, para un total de 840 MW y una terminal de gas natural. Asimismo, se reportó que durante el 2022 se avanzó en la construcción del segundo tanque de almacenamiento GNL cuya infraestructura, con una inversión que sobrepasa los USD 250 millones permitirá una capacidad de almacenamiento de 120,000 metros cúbicos, duplicando así la capacidad actual de almacenamiento de este energético. Este proyecto permitirá abastecer más de 1,000 megavatios adicionales al parque de generación actual operando bajo esta fuente energética.

En junio de 2022, las ventas de gas natural licuado (GNL) de **Trinidad y Tobago** a Europa se duplicaron hasta un 40 % del total, el crecimiento de la demanda se debió entre otros factores a la reducción de los suministros de gas ruso.

III ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

Argentina anunció la reactivación de la obra de construcción de la nueva Estación Transformadora (ET) Benito Juárez II 33/13.2 kV, la ampliación de la ET González Chaves y el tendido de una doble terna en 33 kV entre ambas ET, de 50.3 km de extensión, obras que representan un hito importante en el desarrollo de infraestructura eléctrica para el centro-sur de la Provincia de Buenos Aires. También se iniciaron obras de extra alta tensión que implican la instalación del Segundo Transformador en la Estación Transformadora Chaco, ubicada en la localidad de Presidencia Roque Sáenz Peña. Se trata de una obra de 500 kW que permitirán llevar más energía y mejor calidad a todas las provincias de NEA y parte del NOA beneficiando a más de 420 mil habitantes. Con la puesta en marcha del 2do transformador, se aumentará la capacidad activa de generación de 300 MVA a 600 MVA, dando mayor confiabilidad y flexibilidad al sistema existente y permitiendo importantes ahorros en los sobre costos de generación térmica y en sus emisiones contaminantes. Por otro lado, se podrá asegurar el abastecimiento con calidad y confiabilidad del servicio, incorporando 300 MVA adicionales de capacidad de transformación al sistema eléctrico, para cubrir de esta manera la demanda de su área de influencia. Adicionalmente se inauguró la puesta en funcionamiento de la Estación Transformadora Patquía en La Rioja, la que permitirá abastecer al sur y oeste provincial. Por otra parte, se presentó el registro de acceso al esquema de subsidios diferenciados para clubes de barrio, mediante el cual el Estado Nacional subsidiará los servicios públicos de gas y electricidad a más de 8,000 clubes de barrio de todo el país, entidades que brindan un servicio social a sus comunidades, con más de un millón y medio de personas involucradas en las actividades deportivas, recreativas y culturales de sus barrios o pueblos.

Mediante la aplicación de una nueva estructura tarifaria, **Bolivia** rebajó en un promedio de 3.01 % el costo de la tarifa eléctrica en Tarija, Bermejo, Yacuiba, Villa Montes y Entre Ríos. Esta reducción fue posible gracias a la integración de los sistemas aislados de Bermejo y Entre Ríos al Sistema Interconectado Nacional (SIN), la implementación de proyectos de transmisión (como la línea Tarija - Angostura - Bermejo en 115 kV) de generación con fuentes renovables (energía eólica, solar, hidroeléctrica y biomasa) y ciclos combinados, que permiten rebajar el precio de nodo de donde los distribuidores compran la electricidad. Por otra parte, con la puesta en marcha de un equipo de Compensación Estática Sincrónica (Statcom), se inauguró la segunda etapa de la Línea de Transmisión 230 kilovoltios (kV) Los Troncos - Guarayos - Paraíso - Trinidad, que cierra el anillo energético en Beni y garantiza la continuidad y calidad del suministro eléctrico a familias de la capital Trinidad. El sistema Statcom es una nueva tecnología, implementada por primera vez en el sistema de alta tensión boliviano. Adicionalmente el gobierno nacional informó la entrega de cuatro generadores que aportarán 4.8 megavatios (MW) al sistema eléctrico de Riberalta, en Beni, lo que posibilitará fortalecer el suministro de electricidad y brindar mayor estabilidad y confiabilidad al servicio de energía eléctrica en esa región. También se entregó en la comunidad Cerro San Simón, en el municipio beniano de Baures, el primer sistema eléctrico integrado de generación y distribución inteligente de Bolivia. Se trata de una planta híbrida solar y la red de distribución eléctrica para Cerro San Simón y todas las comunidades aledañas. Esta obra permitirá generar energía limpia para esa región y garantizar el acceso a electricidad a la comunidad de Cerro San Simón. El proyecto permite llegar con energía eléctrica a más de 160 familias de esta región. La planta cuenta con tres fuentes de alimentación: energía solar, un banco de baterías de litio y un grupo electrógeno (a diésel), controlados y supervisados por un controlador maestro (multicloster box 36) que define cuál tecnología alimenta el circuito de media y baja tensión hasta el usuario final. Adicionalmente se inauguró la interconexión de Bermejo al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que permitirá brindar un servicio eléctrico más eficiente y confiable a esa población. La interconexión se concretó a través de dos proyectos importantes: Línea de Transmisión 115 kV Tarija - La Angostura y la Línea de Transmisión 115 kV La Angostura - Bermejo.

En **Brasil** se reanudaron los trabajos de la línea de transmisión eléctrica que conectará Manaus (AM) hasta Boa Vista (RR). La denominada Línea Tucuruí finalmente conectará el estado de Roraima con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La obra permitirá reducir los valores y costos para los consumidores de todo el país, además de aumentar la seguridad del servicio a la capital, Boa Vista, y reducir el uso de combustibles fósiles.

Ecuador reportó que en el marco del Programa de Transmisión 2012 - 2022, se ejecutan once obras con contratos asociados de “Adquisición de Bienes y servicios conexos para sistemas de transmisión a 230/138/69 kV y ampliación de la subestación 138/69 kV – Cuatro (4) lotes. También informó que en el año 2022 se invirtió un total de 27.3 millones de dólares para obras de mejoramiento de los sistemas de distribución, los cuales incluyen: automatización de subestaciones y alimentadores, reforzamiento de infraestructura, capacitación y fortalecimiento del talento humano, optimización y mantenimientos, beneficiando con estos proyectos a más de 582 mil habitantes.

El Salvador informó que la capacidad instalada en el mercado eléctrico nacional al 30 de junio de 2022 ascendió a 2,830.1 MW, significando un 16.9 % superior a la capacidad instalada a la misma fecha en 2021. Este incremento en la potencia instalada se debió a la puesta en operación de proyectos solares fotovoltaicos (28.53 MW) y el proyecto de gas natural licuado (378 MW). La generación de energía eléctrica neta nacional durante el primer semestre del año 2022 fue de 3,461 TWh, significando un incremento del 15.82 % con respecto a la energía generada durante el primer semestre del 2021 (2,989 TWh).

Guatemala informó que durante el 2022 se alcanzó un factor de carga promedio del Sistema Nacional Interconectado (SIN) de 74.77 %, considerado el más alto de los registrados. Asimismo, reportó que durante el 2022 se aumentó el índice de cobertura eléctrica nacional a 89.94 %.

Honduras informó que durante el 2022 como resultado de la implementación de un subsidio a la energía eléctrica dirigido a hogares vulnerables y en condición de pobreza extrema, se redujo la factura de electricidad en beneficio de la economía familiar de más de 800 mil hogares.

México informó que, en 2022, la generación de energía eléctrica alcanzó 1,225.58 PJ, lo que implicó un aumento de un 3.16 % con respecto al año 2021. Asimismo, se reportó la conclusión del proyecto 298 Paquete II de la Central de Ciclo Combinado Valle de México, y la rehabilitación de la Unidad 3 de la Central Termoeléctrica de Altamira. (EPS IV), también se iniciaron los trabajos para la Modernización de las Centrales Hidroeléctricas Angostura, Malpaso, Mazatepec, Peñitas, Minas y Encanto.

El Ministerio de Energía y Minas de **Perú**, informó la adjudicación, de los proyectos: Enlace 220 kV Reque – Nueva Carhuauquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas” y “SE Nueva Tumbes 220/60 kV – 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes”, cuya puesta en operación permitirá mejorar la calidad de vida de 1.1 millones de habitantes de Cajamarca y La Libertad, y 246 mil habitantes de la región Tumbes. Ambos proyectos han sido estructurados bajo el mecanismo de Asociación Público - Privada (APP), lo que permitirá garantizar un servicio sostenible y de calidad durante los próximos 30 años de concesión, ya que las empresas ganadoras se encargarán del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de ambos proyectos.

República Dominicana informó el inicio de los trabajos para la construcción de la Central de Generación Termoeléctrica Manzanillo Power Land de 414 MW, con el objetivo de contribuir al fortalecimiento de la seguridad energética nacional. Asimismo, reportó que con otra inversión aproximada de 135 millones de dólares, también se incluye la construcción de la Línea de Transmisión Eléctrica de 345 KV para interconectar la central Manzanillo Power Land con el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), a través de una salida con interruptor de potencia, en la subestación El Naranja; y además, la construcción del gasoducto con una longitud de 7.2 km que conducirá el gas natural desde el Puerto de Manzanillo hasta la planta de generación.

3.2 Universalización de la energía

En **Argentina** se inauguró la ampliación del sistema de transformación y distribución de energía eléctrica de Granadero Baigorria, en la Provincia de Santa Fe, las obras alcanzan a 70 mil beneficiarios directos y a 1 millón de indirectos, tomando en cuenta que también la zona norte de la ciudad de Rosario se beneficiará de la mayor solidez del sistema. La ampliación consta de dos obras principales: por un lado, la construcción y puesta en marcha de una Estación Transformadora (ET) en Granadero Baigorria constituida por los respectivos campos eléctricos, elementos de maniobra y protección con 2 transformadores 132/33/13.2 kV de 40 MVA cada uno y la interconexión de la ET con la línea de Alta Tensión (132 kV) Capitán Bermúdez. Adicionalmente, el gobierno nacional concluyó y puso en funcionamiento la línea de transporte eléctrico de Extra Alta Tensión (EAT) 500 kV entre las Estaciones Transformadoras (ET) Rincón Santa María (Corrientes) y ET Resistencia (Chaco) que permitirá ampliar la potencia

de transmisión eléctrica desde Yacyretá. El tendido de Extra Alta Tensión de 270 km de extensión es el primero de estas características que entra en funcionamiento desde 2015. La nueva línea amplía la capacidad de evacuación de energía Yacyretá y el Brazo Aña Cuá y refuerza, además, el intercambio eléctrico con Brasil. La obra concluida refuerza el Sistema Argentino de Interconexión (SADI); esto permitirá afrontar contingencias en el Litoral y el Gran Buenos Aires, zonas en las que se concentra el 60 % de la demanda eléctrica del país. El tendido consta de 567 torres de 36 m de altura promedio que atraviesan terrenos selváticos y pantanosos de las provincias de Corrientes y Chacho y sobrepasa el río Paraná mediante torres de 140 m de altura. La ET Resistencia, donde concluyeron las obras de ampliación y adecuación de campos, es una de las de mayor importancia en el NEA, permitiendo la interconexión de todas las provincias del Norte Argentino, garantizando la provisión del SADI que es operada y supervisada en forma remota por telemando.

Bolivia informó que en 2022, más de 24,800 familias del área rural accedieron al servicio básico de electricidad, mediante proyectos de ampliación eléctrica en nuevos barrios y sistemas fotovoltaicos domiciliarios para las regiones en las que no existen redes de distribución cercanas. En este contexto se inauguraron entre otros los siguientes proyectos: Interconexión de Camiri, en el departamento de Santa Cruz, al Sistema Interconectado Nacional (SIN), beneficiando a más de 16.000 familias del municipio; “Construcción Electrificación Rural Tres Sectores Poroma – Área 1 (Chuquisaca)” que beneficia a 706 familias; Electrificación Rural II en el municipio de Tapacarí, del departamento de Cochabamba, beneficiando a más de 500 familias de 31 comunidades; “Construcción Electrificación Rural Provincia Carangas (Oruro)”, que beneficia a 936 familias de los municipios de Corque y Choquecota. Asimismo se realizaron obras de ampliación de electrificación rural del Beni Fase II, para beneficiar a 1.486 familias de los municipios Magdalena, Exaltación y San Borja, mediante la construcción de 229.45 km de líneas de media tensión, 55,71 km de redes de baja tensión, 68 transformadores de distribución; y la ampliación de líneas eléctricas de media y baja tensión, en el municipio de Uyuni (Potosí) que permiten llegar con electricidad a 450 familias de las zonas Andes, Petrolero, Campero y Barrio Lindo.

El Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** reportó que los programas Más Luz para la Amazonia y Luz para Todos, alcanzaron un hito histórico en agosto de 2022, al lograr que 17 millones de personas residentes en regiones remotas de la Amazonía Legal y en zonas rurales del país, accedieran a la electricidad, garantizando que casi 3.6 millones de familias estén cubiertas por el servicio público de distribución de energía.

Ecuador informó que durante el 2022 se realizó una inversión de 166 MM USD entre electrificación y alumbrado público, logrando electrificar a nivel nacional a 77,470 viviendas. Al año 2022 el país cuenta con una cobertura del 97,36 % a nivel nacional, superando la media regional de 97.02 %.

Perú anunció el inicio de obras de electrificación rural en el distrito de Salas en la región Lambayeque, proyecto que permitirá brindar el servicio de energía eléctrica a más de 1,200 pobladores de 11 localidades de esa región norteña. También se anunció el inicio de obras del proyecto “Mejoramiento y ampliación del sistema de electrificación rural de las redes primarias y secundarias en zonas fuera del área de concesión en 65 localidades del distrito de Azángaro - provincia de Azángaro – Puno”, estas obras beneficiarán a 2,262 viviendas. Adicionalmente se entregaron obras de electrificación en beneficio de la población de Amazonas y Cajamarca con la inauguración de tres proyectos que permitirán cerrar brechas de acceso a la energía eléctrica, en beneficio de 120,000 habitantes de las provincias de Utcubamba, Chachapoyas, Bongará, en la región Amazonas; y Jaén en Cajamarca. También el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) reportó en julio la conclusión de la ejecución física de 20 proyectos de electrificación rural a nivel nacional, beneficiando con energía eléctrica a 39 mil habitantes en 11 regiones del país. Por otra parte, el Ministerio de Energía y Minas creó un moderno aplicativo tecnológico, para uso de las autoridades regionales y locales, que ha dado resultados muy positivos a la actualidad. La aplicación móvil El DGER + Electrificación Rural ha permitido identificar a los ciudadanos que carecen de servicio eléctrico para referenciar sus datos geográficamente y proceder luego a la planificación de proyectos de extensión de redes eléctricas o implementación de sistemas fotovoltaicos.

El Ministerio de Energía y Minas de **República Dominicana**, como parte del programa de electrificación de zonas rurales, llevó por primera vez energía eléctrica a la sección Las Albahacas del municipio de Higüey con la instalación de paneles solares a 20 hogares de esa comunidad de la provincia La Altagracia. Este proyecto contempla la electrificación de 52 casas de esa comunidad. También se inauguraron dos proyectos de extensión de redes convencionales en los municipios Don Juan y Yamasá de la provincia Monte Plata. Las comunidades

beneficiadas con el servicio de electrificación y alumbrado de las vías son La Manga (Don Juan) y La Gina (Yamasá), cuyos proyectos impactarán de manera directa a 84 familias y 470 respectivamente. Asimismo, se entregó el proyecto de extensión de redes convencionales que estabiliza el servicio eléctrico en la comunidad El Hornillo, de Villa Mella, en Santo Domingo Norte, beneficiando a 150 familias. Adicionalmente se informó que al menos 227 familias resultaron beneficiadas con el proyecto de extensiones de redes ejecutado en las comunidades Los Texanos y El Tesoro, en el Distrito Municipal Paraíso, provincia de Barahona.

3.3 Electromovilidad

Bolivia inauguró la primera estación de recarga para vehículos eléctricos de la ciudad de El Alto, electrolinera que brindará recarga gratuita durante un año a los usuarios de carros, motocicletas y bicicletas eléctricas. También se inauguró una estación de carga para vehículos eléctricos en la ciudad de Oruro y se instalan varias más en La Paz y Cochabamba.

Mediante una asociación entre la Fundación del Servicio Público de Jamaica (JPS) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) surgió en 2022 la "eDrive", cuyo objetivo está dirigido a dotar a las personas de las habilidades necesarias para apoyar el crecimiento del uso de vehículos eléctricos en **Jamaica**. En el marco de este programa de formación de formadores, 15 formadores del ámbito de la mecánica y la respuesta de emergencia recibirán formación en gestión de riesgos de vehículos eléctricos/híbridos, reparación y sustitución de sistemas de vehículos eléctricos/híbridos. El personal capacitado impartirá las habilidades adquiridas a otros habitantes de la isla.

Perú anunció que, como parte del "Plan Impulso Perú" se promoverá la depreciación acelerada de vehículos eléctricos, con el objetivo de fomentar este transporte de menor impacto ambiental. Por otra parte, el Ministerio de Energía y Minas inauguró una moderna infraestructura de carga para vehículos eléctricos en su sede central en el distrito de San Borja y presentó un automóvil 100 % eléctrico para uso institucional, como una forma de incentivar la electromovilidad entre diversas instituciones del Estado. También el MINEM y BYD Motors S.A.C. suscribieron un Convenio de Cooperación para Fomentar los Beneficios del Uso de la Movilidad Eléctrica, en este contexto BYD concedió al MINEM un vehículo eléctrico por un año para fomentar su utilidad y de forma complementaria, se aceptó la donación de una infraestructura de carga por parte de la empresa ENEL X Perú S.A.C., siendo el MINEM la primera entidad pública en contar con esta tecnología. Además, entró en circulación en la red de transporte público articulado de Perú el primer bus eléctrico. También se implementó el proyecto "Distribución Eléctrica 4.0" con la participación de tres empresas de distribución eléctrica (ELOR, Hidrandina y SEAL), para ejecutar, entre otros estudios, la integración de la electromovilidad en las redes eléctricas.

Con el objetivo de promover la movilidad eléctrica en los países que integran la Región Centroamericana, se realizó del 4 al 11 de noviembre de 2022 la **Ruta Eléctrica Centroamericana** organizada por la Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica (ASOMOVE), con apoyo del Banco Centroamericano de Integración Económica BCIE. La travesía implicó un recorrido de más de 1,800 km, con cruce de fronteras y visita a 6 capitales a bordo de vehículos 100 % eléctricos. Mediante esta actividad también se busca promover la creación de una red de cargadores rápidos y semi rápidos que permita conectar los 6 países centroamericanos, impulsar la creación de incentivos fiscales para promover la inclusión de más modelos eléctricos, trabajar en conjunto con personas usuarias, gobiernos y empresas privadas de la Región Centroamericana y demostrar como usuarios los beneficios asociados de la tecnología cero emisiones.

En **Uruguay** el proyecto MOVÉS de movilidad eficiente lanzó el programa TuVE (Tu Vehículo Eléctrico) para pruebas de vehículos eléctricos sin costo, que tiene como objetivo acercar a instituciones públicas, organismos y empresas a la nueva tecnología de vehículos eléctricos para transporte de carga, operativa urbana y logística de última milla. Adicionalmente se anunció el comienzo de una nueva iniciativa de promoción de la electromovilidad, a través de la cual 100 permisarios de taxis, apps y remises podrán obtener 5000 dólares para cambiar vehículos a nafta y gasoil por otros eléctricos. La nueva iniciativa se enmarcará en el programa Subite, bajo el nombre Subite Pasajeros. También se presentó la Guía de Movilidad Urbana Eléctrica, enmarcada dentro del proyecto NUMP, que busca apoyar la elaboración de una Política Nacional de Movilidad Urbana Sostenible (P-MUS); el financiamiento es de la Unión Europea, a través del Programa EUROCLIMA+ y la gestión y asistencia

técnica están a cargo de la GIZ. En este contexto se realizó el lanzamiento del compromiso ambiental de la Compañía Uruguaya de Transportes Colectivos S.A. Cutcsa, que entre otros, plantea como objetivo, ampliar paulatinamente su flota, para llegar al 25 % de ómnibus eléctricos en 2025 y ampliar estas cifras al 50 % en 2030, 75 % en 2035 y 100 % en 2040. Además, se lanzó el programa Primer Bus Eléctrico para que todos los departamentos del país avancen hacia la movilidad eléctrica mediante la incorporación de un microbús, minibús o bus eléctrico para transporte público, circuitos turísticos o transporte compartido mediante aplicaciones, entre otras posibilidades. Los gobiernos departamentales recibirán incentivos para incorporar estos vehículos, en el marco de una política diseñada por el MIEM. También se evaluarán las sustituciones de ómnibus a combustión por ómnibus eléctricos. Por otra parte, se inauguraron dos nuevos puestos de carga de baterías para vehículos eléctricos en la estación de servicio de Ancap de Solanas, Punta del Este, en el km 118 de la Ruta Interbalnearia; con esta inauguración, la red eléctrica nacional alcanza los 136 puntos de carga; estos dos nuevos puestos permiten cargar las baterías de hasta cuatro vehículos al mismo tiempo, uno de ellos, con dos cargadores, es rápido y permite conseguir una autonomía de hasta 150 km con una carga de 20 minutos. Cabe destacar que desde el 1º de enero de 2022 está vigente en Uruguay la reducción a cero del valor del IMESI para vehículos eléctricos, que además no abonan arancel.

IV EFICIENCIA ENERGÉTICA

El Ministerio de Hidrocarburos y Energías de **Bolivia**, informó la entrega de 100 luminarias LED de 50 y 120 vatios (W) para alumbrado público en el municipio de San Javier, provincia Ñuflo de Chavez de Santa Cruz.

Chile informó que el Programa “Con Buena Energía” durante el 2022 benefició a más de 1300 familias de la región de Los Ríos mediante la entrega de mil kits de ahorro energético de bajo consumo. El referido programa tiene como objetivo el traspaso de conocimientos y experiencia en el área de la energía, a través de capacitaciones en eficiencia energética, entrega de material educativo y un kit eficiente para generar una potencial disminución del consumo eléctrico residencial en los hogares vulnerables.

Honduras informó la presentación al Congreso Nacional del anteproyecto de Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía dirigida a impulsar la reducción de los consumos energéticos en todos los sectores del país, la reducción de los impactos negativos en el medio ambiente, la modernización de los equipos de consumo energético, el incremento de la productividad y la generación de conciencia ciudadana en el uso eficiente y racional de la energía.

La Agencia Financiera de Desarrollo (AFD) de **Paraguay** lanzó su producto crediticio denominado: Financiamiento de Proyectos de Inversión en Eficiencia Energética para Pymes: “Eficiencia Energética”, dirigido a apoyar a las Pymes con el financiamiento de tecnologías orientadas a una mayor eficiencia energética, reduciendo al mismo tiempo emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El crédito permite el financiamiento del 100 % del valor del proyecto y plazos de hasta 15 años incluido el periodo de gracia de hasta 2 años. Con el producto “Eficiencia Energética” el monto máximo del préstamo es USD. 1,500,000 y la tasa que la AFD otorga a las entidades financieras que canalizarán el préstamo es de 5.25 % en moneda local y USD 3.95 % en dólares.

El MIEM de **Uruguay** y la Universidad de Génova (UNIGE) firmaron un convenio que establece un acuerdo de cooperación en materia de eficiencia energética, energías renovables y movilidad eléctrica sostenible, a través del intercambio de conocimiento y experiencias, cuyo objetivo se centra en profundizar una línea de trabajo que permita el aporte de know-how, la formación de personas y la aplicación de proyectos que faciliten el aprendizaje sobre estas nuevas tecnologías y su expansión a algunas ciudades del interior donde especialmente la movilidad eléctrica, las ciudades inteligentes y la eficiencia energética pueden ser ejemplos replicables. Por otra parte, el MIEM presentó el Programa de Apoyo a Mipymes para implementar medidas de eficiencia energética, se trata de un fondo no reembolsable para la compra de equipos eficientes desde el punto de vista energético. Adicionalmente el programa Localidades Eficientes del MIEM, que apoya el desarrollo de proyectos de eficiencia energética en todo el país, inauguró proyectos en beneficio de las comunidades de 17 departamentos del país. En este contexto el MIEM lanzó las primeras ediciones de los Programas Localidades Eficientes Ambientales y Localidades Eficientes Turísticas, que otorgarán apoyo técnico y financiero para la implementación de proyectos

de eficiencia energética. También se lanzó una nueva convocatoria de los Certificados de Eficiencia Energética 2022, con el objetivo de que todos los usuarios de energía, de todos los sectores y de todo el país, que hayan implementado medidas de eficiencia energética se postulen y puedan optar por este reconocimiento económico.

V FUENTES RENOVABLES

Con 1,822.4 GWh de energía generada a partir de fuentes limpias **Argentina** registro en octubre de 2022 un nuevo récord en energía renovable alcanzando un 17.8 % de abastecimiento de la demanda. A esto se sumó también un récord instantáneo de abastecimiento del 31.33 % de la demanda a partir de renovables y una marca histórica para el componente solar-fotovoltaico. De acuerdo con los datos de CAMESA, respecto a la composición desagregada de ese aporte en primer lugar se posiciona la energía eólica, con 1,296.7 GWh (71.1 %), seguida por la energía solar con 315.4 GWh (17.3 %); en tanto que los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos contribuyeron con 105.5 GWh (5.78%) y las bioenergías con 105 GWh (5.7 %), de los cuales 70.6 GWh corresponden a biomasa y 34.4 GWh a biogás. En este contexto, con una inversión de 18 millones de dólares, a través del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), el Estado nacional adjudicó paneles solares destinados a aproximadamente 500 establecimientos sanitarios distribuidos en trece provincias. Adicionalmente, en el marco del Proyecto PERMER con una inversión por parte del Estado Nacional de 22 millones de dólares, se adjudicó la licitación para abastecer de electricidad a 281 establecimientos públicos en 19 provincias que incluyen escuelas, establecimientos sanitarios y puestos de Gendarmería a partir de energías renovables mediante la instalación de equipos fotovoltaicos. También se puso en marcha una Comisión Especial de Biocombustibles integrada por los Ministerios de Economía, Ciencia y Tecnología, Desarrollo Productivo, Ambiente, Agricultura y la Secretaría de Energía, a cargo de construir previsibilidad y certidumbre para fortalecer el desarrollo estratégico del sector mediante la definición de precios a través de fórmula, parámetros e información pública. Además, se inauguraron las obras del “Parque Eólico Arauco III” en la Rioja que, con una inversión de 120 millones de dólares, permitirá la incorporación de 28 nuevos aerogeneradores que sumarán 100 MW a la red eléctrica, aumentando la compensación de emisiones de CO₂; se trata del primer parque eólico conectado al SADI (Sistema Argentino de Interconexión Eléctrico) y generará 150 MW de potencia que se inyectarán a la red, permitiendo abastecer al 81 % de los hogares de la provincia de La Rioja.

Bolivia redujo en 50 % la utilización del gas para generación eléctrica y sustituyó este combustible con fuentes renovables como la hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa, en el marco de la estrategia nacional de transición energética. El país cuenta con una capacidad instalada de 1,161 MW de energías limpias y amigables con el medio ambiente. En este escenario la Central Hidroeléctrica Misicuni incrementó su producción de electricidad a 588 MWh al subir su desfogue de agua a 2,800 l/s hacia el río Chocaya (provincia Quillacollo, Cochabamba). Asimismo, en el marco del Programa de Electrificación para Vivir con Dignidad (PEVD), dirigido a incrementar el acceso a la energía eléctrica alternativa a hogares, a través de la instalación de sistemas solares fotovoltaicos (SFV) en comunidades que se encuentran en situación de pobreza y pobreza extrema, más de 1,860 familias, escuelas y postas de salud de comunidades del área rural de los departamentos de Beni, Chuquisaca, Tarija, accedieron al servicio de la electricidad. Estas actividades han permitido que la cobertura del servicio básico de electricidad alcance al 94.5 %. Por otra parte, el gobierno nacional presentó el Atlas Eólico y Solar de Bolivia y la aplicación digital (app) INTiVITU, que muestran el potencial del país para generar electricidad, aprovechando el recurso eólico y solar, lo que constituye un instrumento de gran utilidad para la planificación y evaluación de proyectos de generación eléctrica con el uso de estos recursos renovables.

Brasil reportó un incremento de más del 16 % en el suministro de energía hidráulica en 2022 con respecto al 2021. Adicionalmente se evidenció un fuerte incremento de la solar fotovoltaica, con un crecimiento superior al 78 % y de la eólica con un crecimiento superior al 12 %. En 2022, se produjo una gran caída de la generación térmica con carbón mineral y gas natural de más del 50 % en cada uno. Estos datos muestran que se ha dado un avance importante en el índice de renovabilidad de las matrices del país. Se estima que el 47.4 % de la matriz energética estuvo compuesta por fuentes renovables en 2022, frente al 44.7 % en 2021 y en la matriz eléctrica esta participación fue de más del 87 % (78.1 % en 2021). En generación eléctrica, la previsión es la consolidación del fuerte incremento de la solar (más del 78 %) y los sólidos crecimientos de la eólica (más del 13 %) y la hidráulica (más del 16 %). El crecimiento de la generación solar está relacionado con el aumento de la capacidad

instalada de GD, alcanzando más de 16 GW al cierre de 2022, ante la finalización del plazo para mantener las exenciones hasta 2045 definidas por el Marco Legal de la DG (Ley 14.300 del 6 de enero de 2020). La generación solar centralizada (no GD) también muestra un crecimiento significativo, alcanzando más de 7 GW de potencia instalada. En este escenario Brasil se convirtió en el octavo país a nivel mundial en términos de capacidad instalada para generar energía a partir de fuentes solares, esta es la primera vez que el país entra en el ranking de los diez mayores generadores de energía solar del mundo, según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA); el informe señala que, en 2022, Brasil superó los 24 GW de potencia operativa; según el Ministerio de Minas y Energía (MME), esta cifra, en 2023 superará los 26 GW. Brasil, también subió al sexto lugar en el ranking mundial de energía eólica terrestre, con 21.5 gigavatios (GW) de capacidad instalada, según el Informe Eólico Global 2022. Las plantas de energía eólica ya representan el 11 % de la matriz energética brasileña; el informe destaca el vertiginoso crecimiento de Brasil en la última década, pasando de 1 GW de potencia instalada en 2011 a 21 GW en enero de 2022.

El 2022 fue un año récord para las energías renovables no convencionales (ERNC) en **Chile** con un 33 % de participación en la generación de energía eléctrica, aumentando 6 puntos porcentuales con respecto al año anterior. La capacidad instalada en estas fuentes alcanzó los 13,781 MW, lo que equivale al 41.3 % de la capacidad instalada del país. Todo ello contribuyó a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 22 % con respecto a 2021. Esta reducción significa 6.84 millones tCO₂eq menos respecto a 2021, lo que equivale a reducir el parque automotriz en 1.5 millones de vehículos. Asimismo, el 2022 se instituyó como el mejor año de netbilling. Los proyectos de autogeneración de energía renovable para autoconsumo en las grandes y medianas empresas alcanzaron un 53 % del total de la capacidad instalada, la gran oferta de opciones de financiamiento explica este aumento. Según datos de la Asociación Chilena de Energía Solar (Acesol), la autogeneración de energía renovable con paneles solares alcanzó cifras récord en 2022, creciendo un 56.8 % (más del doble que el año anterior) con especial énfasis en las instalaciones residenciales e industriales. En este contexto con la conexión inicial de las primeras siete viviendas en Ñuble, se dio inicio a la última etapa de implementación para el primer grupo participante del programa Casa Solar, que en una primera fase beneficiará a 147 viviendas de las comunas de Chillán.

Se inauguró en **Colombia** el parque eólico Guajira 1 que aportará 20 MW de energía a la matriz, lo que equivale al consumo de 33,295 familias. El complejo, considerado el más grande del país, tiene una extensión de 5.5 hectáreas, posee el registro del proyecto como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y puede emitir Certificados de Reducción de Emisiones (CER). Además, permitirá reducir 136 tCO₂ que se emiten a la atmósfera en su etapa de funcionamiento. El proyecto, cuenta con 10 aerogeneradores de 78 metros de altura.

Al cierre de 2022, por octavo año consecutivo **Costa Rica** superó el 98 % de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Entre el 1 de enero y el 20 de diciembre, el país alcanzó 99.25 % de producción con sus recursos nacionales, según datos del Centro Nacional de Control de Electricidad (CENCE) del ICE. Este porcentaje también le permitió atender el 98.68% de la demanda nacional con fuentes limpias. El agua continúa como el principal recurso de generación con 75.16 %, le siguen la geotermia (12.97 %) y la eólica (10.65 %). La biomasa y la solar aportaron (0.47 %).

En el marco de la II Feria Internacional de Energías Renovables el centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía de **Cuba** (CUBAENERGIA) presentó el Atlas de Bioenergía edición 2022. A tono con los lineamientos establecidos en la Política Nacional para el Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y la Eficiencia Energética, este instrumento proporciona información sobre el potencial energético de las fuentes de bioenergía y posibles consumidores a nivel territorial, y por tanto sirve de apoyo para la toma de decisiones en la fundamentación y elaboración de programas y proyectos estatales, empresariales y locales dirigidos a su aprovechamiento por medio de cadenas productivas. Esta edición se enfoca en tres fuentes de bioenergía: el biogás producido como resultado del tratamiento anaerobio de residuales orgánicos, el biodiesel producido a partir de aceite vegetal no comestible obtenido del fomento de plantaciones de *Jatropha curcas*, conocido en el campo cubano como piñón de botija, y la biomasa sólida, en particular, la forestal, la cáscara de arroz y la biomasa cañera.

En **Ecuador**, en el año 2022 la producción de energía eléctrica año móvil fue de 33,292 GWh, de los cuales el 78 % corresponde a producción de energía renovable, destacándose la participación de producción hidroeléctrica con el 76.8 %. En este contexto se reportó el ingreso en operación experimental del Proyecto Eólico Minas de Huasachaca, de 50 MW de potencia. Este proyecto ubicado en el cantón Saraguro, de la provincia de Loja, está considerado el parque eólico más grande del país, cuenta con 14 aerogeneradores de 3,571 MW cada uno, vías de acceso en su eje tres, plataformas y cimentaciones de aerogeneradores. Con la puesta en marcha de este proyecto eólico, se reducirán 76,625 toneladas de CO₂ al año. Adicionalmente se declaró el inicio de la operación experimental de la Central Sarapullo de 49 MW, que es uno de los aprovechamientos de la Central Hidroeléctrica Toachi Pilatón. La central aprovecha el potencial energético del río Pilatón y cuenta con tres unidades de generación, tipo Francis, de 16.3 megavatios cada una, que suman una potencia instalada total de 49 MW.

El Salvador informó que el 59.4 % de la capacidad instalada, en el primer semestre del 2022, correspondió a plantas de generación de energía eléctrica con recursos renovables, la capacidad instalada utilizando biomasa aumentó 1.8 MW y la capacidad con biogás tuvo un aumento de 0.7 MW. En cuanto al mercado minorista, la capacidad instalada con recursos renovables en distribución aumentó 10.78 MW durante el semestre, haciendo un total de 371.4 MW, significando el 3 % de incremento respecto al mismo período del año pasado (360.62 MW), siendo la tecnología solar fotovoltaica la más representativa con el 86.26 %, equivalente a un incremento de 10.08 MW. El 74.01 % de la energía eléctrica generada en el primer semestre del 2022 fue a partir de recursos naturales renovables. En relación a ese mismo período de tiempo, la generación con recurso solar se incrementó en un 5.71 %, con recursos geotérmico aumentó en 7.92 % y con viento en 40.97 %.

Durante el 2022 **Guatemala** alcanzó un record del 78 % de generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables, este total constituye el porcentaje más alto obtenido desde 2001. El 52 % de la energía generada durante el 2022 provino de fuente hidroeléctrica, esto se debió en gran medida a las condiciones climáticas favorables para este tipo de generación. Durante el 2022 comenzaron a marginar en el mercado mayorista las plantas de generación eléctrica GDR WAK GUAYASAMIN y GRANJA SOLAR LAS PILAS (GDR) ambas consideradas como Generadoras Distribuidas Renovables.

De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023 - 2037 (PRODESEN 2023 - 2037) considerando la Generación Neta de Energía Eléctrica, en 2022, **México** tuvo una participación de las energías limpias del 31.16 %, aumentando 1.69 puntos porcentuales respecto al 2021. En 2022 la presencia de los biocombustibles en la matriz de generación eléctrica de México fue del 0.63 %, aumentando 0.14 puntos porcentuales respecto al 2021. Por su parte la geoenergía mostró un aumento del 6.47 % respecto al año anterior al pasar de 92.20 PJ en 2021 a 98.16 PJ en 2022. Desde 2016 México ocupa el sexto lugar a nivel mundial en capacidad geotermoeléctrica instalada. Adicionalmente, se inauguró "La Pimienta" considerado el segundo parque solar más grande de México, situado en el Estado de Campeche cuenta con más de un millón 18 mil celdas distribuidos en 651 hectáreas del municipio de Carmen, con una generación de energía solar de unos 300 MW tendrá como objetivo principal alimentar la energía eléctrica del Tren Maya además de generar energía para más de 300 mil familias. Adicionalmente se inició la construcción de la Planta Fotovoltaica Puerto Peñasco cuya primera fase tendrá una capacidad estimada de 1,000 MW, 192 MW con baterías como respaldo, y permitirá beneficiar directamente a 64,300 hogares.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) de **Nicaragua** reportó que durante el 2022 se generaron 4,824.75 GWh/año, de los cuales el 12.25 % fue aportado por las centrales hidroeléctricas administradas por la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL). El informe sobre la Matriz de Generación 2022, señala que la generación eléctrica renovable representó el 70.87 %. La energía hidroeléctrica se ubicó en segundo lugar, al generar 591.06 GWh/año (Gigawatts hora/año). Por su parte, la energía geotérmica produjo 614.97 GWh/año, un 12.75 %; la biomasa representó un 12 %, la eólica un 11.43 %, la solar el 0.42 % y el restante fueron importaciones. Las centrales hidroeléctricas Centro América, Carlos Fonseca y Larreynaga, suman 117 MW (megavatios) de potencia instalada, cubriendo un 15.2 % de la Demanda máxima del país que fue de 765.8 MW.

En el contexto de los avances de la Transición Energética Nacional, en septiembre de 2022 **Panamá** alcanzó un nuevo récord con un 97 % en generación de energía eléctrica limpia; según reporte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), un 91.09 % provino de fuentes hidráulicas, el 5.82 % se generó a partir de fuentes fotovoltaicas y eólicas.

Tras la desconexión de la última central térmica y la inauguración de las obras de electrificación con energía proveniente de las centrales hidroeléctricas, **Paraguay** se consolidó como líder mundial en producción de energía eléctrica sostenible y único país del mundo con generación eléctrica 100 % limpia y renovable. Estas obras, que ponen fin a la era de los combustibles fósiles para generar energía eléctrica en el país, permitirán brindar mayor confiabilidad, seguridad y calidad al suministro eléctrico en la zona, beneficiando directamente a más de 735 familias de la localidad de Bahía Negra, incluyendo las comunidades indígenas de la zona, en el departamento de Alto Paraguay, e indirectamente a la población de 2,500 habitantes en todo el departamento. Los trabajos consistieron en la construcción de 349 km de línea de Media Tensión, partiendo desde la Subestación Vallemí, cruzando el río hasta Puerto Casado, pasando por Toro Pampa, María Auxiliadora, llegando finalmente hasta Bahía Negra. Paraguay cubre el 100 % de la demanda eléctrica del país con energía hidroeléctrica, suministrada principalmente por la central eléctrica de Itaipú y, en menor medida por las centrales de Yacyretá y Acaray. Por otra parte, se realizó la firma de la primera licencia para producción y transporte independiente de energía (Licencia Definitiva de Cogeneración) que se otorga a una firma privada en Paraguay; se trata de una empresa que operará una planta de celulosa de eucalipto de clase mundial. La planta producirá 220 MW de energía renovable a partir de biomasa forestal. El exceso de energía estará disponible para la red eléctrica y, por lo tanto, proporcionará energía limpia para la región periférica.

En Chiclayo, **Perú**, se dio inicio al proyecto piloto para instalar 13 paneles solares para Generación Distribuida On Grid, lo que constituye el punto inicial para nuevos proyectos de generación fotovoltaica a mayor escala, mejorando los niveles de calidad de servicio y permitiendo una reducción sustancial en la compra de energía.

República Dominicana inauguró el proyecto micro-hidroeléctrico y fotovoltaico en la comunidad Los Limoncitos, del municipio de Constanza, en la provincia de La Vega. Este proyecto eléctrico, beneficia a 84 familias y una población de 420 habitantes. La infraestructura cuenta con una extensión de 6,815 metros de redes eléctricas, 76 postes, 24 lámparas tipo secador de 65 watts, 66 acometidas eléctricas para las viviendas y una potencia instalada de 192.5 KVA. Adicionalmente se electrificaron 18 viviendas a través del programa techo solar con una potencia de 6.84 KVA para beneficiar 18 familias que se encontraban lejos de las redes. Asimismo, se informó que en 2022 ingresaron al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) los siguientes proyectos: Santanasol y El Soco ambos con tecnología fotovoltaica y 50 MWh cada uno, y Los Guzmancitos II con tecnología eólica y 50 MWh.

Trinidad y Tobago inició la instalación de un parque solar en el Aeropuerto Internacional de Piarco que reducirá el uso de electricidad tradicional de la instalación en un 3,5 %. Con una inversión de 12 millones de dólares y una subvención de la Unión Europea (UE), el parque solar acercará a T&T a reducir su huella de carbono.

Uruguay puso en funcionamiento el sistema nacional de certificación de la energía eléctrica de fuente primaria renovable (SCER), mediante el cual el país reconocerá la producción con energía renovable a través de un mecanismo de acreditación en formato electrónico, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica, producidos en un período determinado, han sido generados a partir de fuentes renovables. De esta forma un consumidor de electricidad en Uruguay podría demostrar que cierto porcentaje de consumo ha sido de energía renovable. A través de este sistema, será posible generar mensualmente certificados que permitan detallar la distribución por fuente de energía consumida, a partir de los registros horarios. Por otra parte, se lanzó el Fondo de Innovación en Energías Renovables (REIF Uruguay, por sus siglas en inglés) ventana de financiación que combina capital privado y fondos de Naciones Unidas, para impulsar proyectos de transición energética, junto con un mecanismo de asistencia técnica para ayudar a las empresas a validar tecnologías, modelos de negocio y medición de impacto.

5.1 Hidrógeno

El Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil** presentó el Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2) durante el Seminario Perspectivas Internacionales, Nacionales y Subnacionales del Hidrógeno realizado en Brasilia (DF). El programa tiene como objetivo desarrollar la economía del hidrógeno en el país, centrándose en su uso como vector energético y se sustenta en los pilares de políticas públicas, tecnología y mercado. El PNH2 contempla seis ejes estratégicos: fortalecimiento de bases científicas y tecnológicas, formación de recursos

humanos, planificación energética, marco legal y regulatorio-normativo, apertura de mercados y crecimiento y competitividad, y cooperación internacional. La gobernanza del PNH2 incluye un comité de gestión que brindará lineamientos estratégicos, que se implementarán a través de la organización de cámaras temáticas.

En **Chile** se realizó la entrega del certificado de homologación al primer vehículo a pila de hidrógeno del país. Esta autorización de circulación se considera un paso clave en materia de electromovilidad en el país. Se trata específicamente del modelo Toyota Mirai, un automóvil que cuenta con una autonomía inicial de 400 km, que, al operar con un sistema de pila de hidrógeno, su carga no se ejecuta con una conexión eléctrica tradicional, sino que requiere de una reacción química entre el hidrógeno almacenado en el depósito y el oxígeno del aire. Para ello, el Toyota Mirai cuenta con tres depósitos de hidrógeno de alta presión, colocados en forma de "T" que permiten en 5 minutos cargar los 142 litros de hidrógeno (o 5.6 kilogramos a 700 bares). Este hito pone a Chile a la vanguardia latinoamericana, al oficializar el uso de este automóvil que tendrá carácter de piloto y cuyo objetivo es promover la infraestructura y sinergias necesarias para la introducción de esta nueva tecnología al país.

La Secretaría Nacional de Energía de **Panamá** presentó la primera fase de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde. Del documento se desprende que 5 zonas fueron identificadas para la producción de energía renovable no convencional que podrá servir como materia prima para proyectos locales de hidrógeno verde. En detalle, la localización estratégica identificada para nuevas centrales solares, eólicas y de bioenergías sería en las provincias de Los Santos, Herrera, Coclé, Colón y Panamá Oeste. Por su parte, las zonas libres de almacenamiento y distribución de hidrógeno verde se prevén a vera del canal de Panamá tanto en la costa pacífica como en la costa atlántica.

En el marco de la presentación de la Hoja de Ruta de Transición Energética hacia un **Perú** sin emisiones 2030 - 2050, se pronostica la introducción del hidrógeno verde y se prevé que la industria sería el primer sector en consumirlo. Asimismo, se destaca que al 2030, el país se convertirá en exportador de hidrógeno verde, con 0.06 millones de toneladas equivalentes de petróleo, inclusive se señala que el hidrógeno verde contribuirá a incrementar la capacidad de energías renovables en el Perú, ya que se estima que al 2050, la energía necesaria para producirlo sería de 26 TWh, es decir 19 % de toda la energía producida en ese año.

Uruguay lanzó la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde documento que se plantea el objetivo de 20 GW renovables y 10 GW en electrolizadores al 2040 y recoge la estrategia nacional a largo plazo para la producción y exportación del hidrógeno verde y sus derivados. A corto plazo también se están tomando acciones concretas, entre ellas se encuentra el lanzamiento del Fondo Sectorial de Hidrógeno junto al Laboratorio Tecnológico del Uruguay (LATU) y la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII). El Nuevo Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde promueve el desarrollo de la producción de hidrógeno verde y derivados, con fines de abastecimiento de demandas locales y de exportación. La iniciativa estará dirigida a financiar proyectos de investigación, innovación y formación. El plan incluirá un apoyo monetario de 10 millones de dólares no reembolsables de parte del Gobierno, que serán adjudicados y distribuidos en un plazo no superior a 10 años desde el inicio de las operaciones.

VI MINERALES CRÍTICOS

El Ministerio de Hidrocarburos y Energías de **Bolivia** informó que las ventas de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) se multiplicaron por más de 20 veces entre los últimos 3 años. Asimismo, se reportó que YLB registró la mayor producción de carbonato de litio en 2022, llegando a las 600 toneladas métricas (TM), las que se exportaron a China, Rusia y Emiratos Árabes.

Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) de **Bolivia** y YPF Tecnologías (Y-TEC) de **Argentina** suscribieron un Convenio Marco de cooperación que viabiliza el intercambio de información, la proyección, ejecución y seguimiento de proyectos de investigación, la asistencia técnica y científica, la búsqueda de aplicaciones a los resultados de la investigación y otros temas de interés común para la industrialización del litio. Mediante la firma de este instrumento, se promoverá entre otros aspectos de interés mutuo, la planificación, coordinación y ejecución de actividades de cooperación científico-tecnológica para la producción de materiales catódicos, celdas y baterías de ion litio con tecnología autónoma. Este acuerdo se enmarca en la Declaración Conjunta que suscribieron

los presidentes de ambas naciones mediante la cual reafirmaron la importancia de concretar proyectos de cooperación para el desarrollo de la cadena de valor en torno al litio. En el marco del referido Memorandum de Entendimiento, se trazó una hoja de ruta para avanzar hacia objetivos específicos que contemplan la transferencia científica y tecnológica para desarrollar la industria del litio.

VII ENERGÍA Y AMBIENTE

En **Bolivia** se aprobaron tres proyectos eléctricos para Santa Cruz, Oruro y Potosí que contribuirán a reducir la contaminación ambiental. Con una inversión de 78 millones de dólares, los proyectos permitirán al municipio de San Ignacio de Velasco, en Santa Cruz, integrarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a los municipios de Oruro y Potosí instalar luminarias LED en el alumbrado público para hacer uso eficiente de la energía. San Ignacio de Velasco pasará de un sistema aislado, que funciona con diésel, a tener energía del SIN donde se integran centrales de generación eólica, solar, hidroeléctrica, de ciclos combinados. Se construirá una línea de transmisión en 230 kilovoltios (kV) de poco más de 235 kilómetros de longitud para interconectar al SIN a este municipio, brindando mayor confiabilidad en el sistema eléctrico para la población de esa región cruceña. Por otra parte, en los municipios de Oruro y Potosí se prevé reemplazar más de 38,000 luminarias convencionales de alumbrado público por otras con tecnología LED.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil** lanzó el Sistema de Información sobre el Desempeño Ambiental de la Construcción (Sidac) a través del webinar “Promoción de Edificaciones Bajas en Carbono”. Se trata de una innovadora plataforma web, dirigida al mercado brasileño de la construcción, que permite calcular la huella energética y de carbono de los productos de construcción fabricados en el país. Sidac permite al usuario conocer la demanda de energía primaria y las emisiones de CO₂, desde la extracción de los recursos naturales necesarios para fabricar el material de construcción hasta la puerta de la fábrica. La herramienta se basa en un enfoque simplificado de Evaluación del Ciclo de Vida (LCA), centrado en las cuestiones medioambientales más importantes para la cadena de valor de la construcción.

Se inauguró en **Uruguay** (con sede en Montevideo hasta el 2024) AL-INVEST Verde Derechos de Propiedad Intelectual, programa de la Unión Europea que promueve el crecimiento sostenible y la creación de empleo en América Latina, apoyando una economía baja en carbono mediante el logro de una mayor efectividad de los derechos de propiedad intelectual en la región (particularmente en el Mercosur) para impulsar oportunidades de cooperación en materia de investigación y estimular la competitividad y la innovación sostenible. También se lanzó el Fondo de Investigación e Innovación en Cambio Climático de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), que busca generar soluciones para la adaptación o mitigación de los efectos del cambio climático, contribuyendo así a la generación de las capacidades de resiliencia del ecosistema innovador a través de la incorporación de tecnologías 4.0. La iniciativa, abierta a empresas, puede concretarse gracias a la colaboración de BID Lab que otorga casi un millón de dólares para este fondo. Los proyectos seleccionados recibirán recursos financieros no reembolsables. Este fondo de investigación e innovación busca generar soluciones para la adaptación o mitigación de los efectos del cambio climático, contribuyendo así a la generación de las capacidades de resiliencia del ecosistema innovador. Las soluciones presentadas deberán estar orientadas hacia la adaptación y mitigación de los efectos del cambio climático, lo que contribuirá a reducir los gases de efecto invernadero (GEI) con una trayectoria de completa descarbonización y resiliencia climática.

VIII GÉNERO Y ENERGÍA

En junio de 2022, EarthSpark International además de promover y apoyar el uso de cocinas limpias, utilizó la energía renovable para empoderar a las mujeres en **Haití**. Desde su creación, Earthspark ha sido pionera en el uso de energía renovable con un enfoque de género que permita apoyar a las mujeres mediante la utilización de la energía solar como combustible para cocinar. La energía de EarthSpark proviene de dos redes solares distribuidas en Les Anglais y Tiburon, provincias costeras de Haití, lo que resulta en una fuente más eficiente y confiable de energía renovable para cocinar. Como resultado de sus acciones, Earthspark ha conectado más de 450 hogares y negocios a su microred en Les Anglais y Tiburon.

Uruguay abrió la convocatoria “Participación de las mujeres en la actividad productiva” a micro y pequeñas empresas audiovisuales para la presentación de proyectos, con el objetivo de que realicen un cortometraje que visibilice, con perspectiva de género, la participación de las mujeres en los sectores productivos y empresariales nacionales, así como las capacidades y oportunidades de empoderamiento y autonomía que pueden desarrollar dentro de estas actividades económicas. El proyecto que resulte seleccionado será apoyado con hasta \$ 350.000. La convocatoria es desarrollada por MIEM-Dinatel y cuenta con el apoyo de MIDES-Inmujeres e INCAU. Adicionalmente se produjo el relanzamiento del capítulo Nacional de Women in Nuclear (WiN), en el marco del Acuerdo Regional de Cooperación para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nucleares en América Latina y el Caribe (ARCAL). El objetivo del evento es consolidar el grupo de trabajo nacional de mujeres profesionales vinculadas a la ciencia y tecnologías nucleares y en particular a proyectos de ARCAL. WiN constituye una herramienta vital para visibilizar el trabajo de mujeres en esta área y facilitar el intercambio de información, experiencias e ideas. Atento a ello, la creación del capítulo WiN ARCAL permitirá contar con una instancia permanente de respaldo y apoyo a las medidas y acciones en materia de equidad de género. El objetivo es contribuir a la promoción del desarrollo socioeconómico sustentable de América Latina y el Caribe a partir de la promoción de una participación plena y equitativa de las mujeres en los sistemas científico-tecnológicos de la región.

IX INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

Argentina y **Brasil** suscribieron un Memorando de Entendimiento al tenor del cual se establecieron las modalidades para la renovación de condiciones del intercambio de energía eléctrica. El referido instrumento habilita el uso de las monedas locales para la compra-venta del suministro, lo que favorece el abastecimiento de energía sin la necesidad de recurrir a la erogación de divisas. El acuerdo le permitirá a Argentina abastecerse en época invernal desde Brasil y reducir las necesidades de importación de combustibles líquidos para generación. Ambas partes ratificaron la voluntad de continuar el diálogo con el objetivo de arribar a contratos en firme de mediano plazo, tanto en materia de importación como de exportación. Adicionalmente en el marco del referido acuerdo las partes se comprometieron a intensificar el diálogo con miras al incremento de la integración gasífera entre ambos países y a realizar sus mejores esfuerzos para eliminar eventuales barreras que puedan dificultar la integración entre los mercados de gas natural brasileño y argentino. El Acuerdo que implica una actualización del convenio de 2019 (cuya finalización estaba prevista para finales de 2022) regirá hasta el 31 de diciembre de 2025 con la posibilidad de prórroga por otros cuatro años.

Bolivia y **Argentina** suscribieron una Declaración Conjunta que entre otros puntos, garantiza la venta de gas y viabiliza la cooperación técnica en materia de litio. En ese sentido, los presidentes de ambas naciones también expresaron la voluntad de avanzar en la consolidación de la agenda energética bilateral que permita garantizar el suministro de gas de Bolivia a Argentina. Asimismo, la Declaración abre la posibilidad de que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) realice inversiones en Vaca Muerta y que también ambos países puedan trabajar de manera conjunta en la identificación de alternativas de suministro de hidrocarburos líquidos en procura de la seguridad energética de los dos estados. Reafirmando la importancia de concretar proyectos de cooperación para el desarrollo de la cadena de valor en torno al litio, ambas naciones acordaron promover el intercambio de conocimientos científicos y tecnológicos, la capacitación de los recursos humanos y la promoción de tecnologías de extracción sustentable de ese recurso evaporítico. Previamente a esta Declaración de los jefes de Estado y en el marco de la agenda del litio, los ministros de Hidrocarburos y Energías de Bolivia y de Ciencia, Tecnología e Innovación de Argentina, firmaron el Memorándum de Entendimiento en materia de Cooperación Técnica en Recursos Evaporíticos y Litio. El objetivo de este acuerdo se centra en coordinar esfuerzos para promover el intercambio y transferencia de conocimientos científicos y tecnológicos en Recursos Evaporíticos y Litio, conforme a las prioridades y áreas de interés común determinadas en las políticas nacionales de cada Estado.

Autoridades de **Itaipú Binacional** anunciaron en septiembre la definición de las bases presupuestarias correspondientes al ejercicio 2022 y en consecuencia, la tarifa para la prestación del servicio eléctrico a las entidades adquirentes: Empresa Brasileña de Participaciones en Energía Nuclear y Binacional (ENBPar) y Administración Nacional de Electricidad (ANDE) de Paraguay. Congelado desde 2009, el arancel se redujo un

8.2 %. Se trata de la primera reducción de la tarifa de Itaipú después de 13 años, permitiendo reducir la factura eléctrica de los consumidores de la energía generada por la usina.

En el marco de la Reunión de Integración Eléctrica Región Andina que reunió en Lima a delegados de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), se suscribió la Declaración de Lima, documento que apoya el proyecto de Interconexión **Perú - Ecuador** de 500 kV, entre otros proyectos que contribuirán con el desarrollo energético de la región. En el referido documento también se exhorta a los gobiernos de Perú, Ecuador, Colombia, Chile y Bolivia a continuar avanzando con los compromisos establecidos en la Hoja de Ruta 2020 - 2030 del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

Se realizó un encuentro de alto nivel entre **Uruguay y Argentina** en cuyo marco se acordó continuar avanzando en la cooperación energética, a través de una mayor integración de los sistemas eléctricos y el desarrollo de alternativas conjuntas en gas natural y combustibles líquidos. Para el logro de resultados concretos, las autoridades acordaron establecer grupos de trabajo y realizar un seguimiento periódico de los avances.

Los gobiernos de **Uruguay y Brasil** trazaron una agenda de cooperación dirigida a fortalecer la integración energética entre ambos países, a tales efectos aprobaron una declaración conjunta en la que coincidieron en la necesidad de profundizar la integración eléctrica y la cooperación binacional hacia la segunda transición energética. Con estos objetivos se resolvió la conformación de grupos de trabajo que abordarán distintas temáticas, entre la que se destacan: la revisión de las reglas existentes con el fin de profundizar el intercambio de excedentes eléctricos, el desarrollo de las energías renovables y la economía del hidrógeno, así como el desarrollo de corredores cargadores para facilitar la movilidad eléctrica.

En el marco de una alianza tripartita, **Brasil, Guyana y Suriname**, se propusieron el desarrollo de un corredor energético que permita conectar las reservas de petróleo y gas de estas tres naciones. La propuesta de interconexión implicaría una inversión de aproximadamente USD 800 millones para el desarrollo de proyectos de infraestructura entre los que se incluyen una carretera de 1,500 km entre el estado de Roraima, en el norte de Brasil, y un posible puerto de aguas profundas en Guyana, así como un puente de 1.2 km sobre un río Guyana - Suriname. El corredor energético también podría incluir una ambiciosa interconexión eléctrica de 3,000 MW entre Guyana, la Guayana Francesa, Surinam y Brasil.

En 2022, las empresas estatales de energía de **Trinidad y Tobago y Suriname** firmaron un memorando de entendimiento dirigido a fortalecer sus acciones de cooperación y oportunidades de asociación; entre las categorías incluidas en el referido instrumento se encuentra la exploración, producción y comercialización de recursos energéticos, así como acciones medio ambientales, sociales y de gobernanza vinculadas al sector de la energía.

X RECONOCIMIENTOS, EVENTOS Y CONVENCIONES

Se realizó en **Argentina** el Congreso Internacional de Distribución eléctrica Argentina 2022 (CIDEL), un foro regional de análisis sobre la actualidad del servicio y sus problemáticas fundamentales. A su vez, el evento sirvió de ámbito de presentación para la Usina para el Desarrollo Energético Argentino (Udea), iniciativa que apunta a lograr consensos en torno al acceso a la energía y la sostenibilidad del servicio. En esta ocasión los ejes fueron: subestaciones, líneas y cables; operación, protección y control de redes; el futuro de la distribución eléctrica; eficiencia energética y tecnología y distribución sustentable. También tuvo lugar en Buenos Aires la Conferencia de Refinación de América Latina, (LATARC, por sus siglas en inglés), evento que reúne a los actores de la producción de hidrocarburos especializados en las operaciones de transporte, refinación y comercialización.

En el marco de la ceremonia de los Premios de la Industria del Foro de Energía Renovable del Caribe (CREF), **Barbados** recibió el premio al Mejor Proyecto de Eficiencia Energética por la Modernización Energéticamente Eficiente del Alumbrado Público y el premio al Mejor Proyecto de Movilidad Eléctrica por la Introducción de la Movilidad Eléctrica en el Transporte Público, en la Junta de Transporte.

Colombia se posicionó en el cuarto puesto en el escalafón de procesos de transición energética del mundo, según un estudio realizado con la herramienta Climatescope por el proveedor de investigación y análisis

BloombergNEF. Se trata de un ránking entre 107 mercados emergentes y 29 naciones desarrolladas. El informe resalta el potencial del país para la inversión en los sectores eólico y solar, como pilares de la transición a energías limpias. Por otra parte, y de acuerdo con el Índice de Transición Energética (ETI) del Foro Económico Mundial, Colombia es el tercer país de la región que más avanza en la materia con 65,93 %.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de **Costa Rica** se posicionó como la primera empresa eléctrica del continente americano que certifica el uso de energía renovable a sus clientes. Este respaldo brinda una garantía adicional a los cálculos del Centro Nacional de Control de Electricidad (CENCE), que cada mes emite un estudio sobre el consumo y la generación de electricidad en el país.

En junio de 2022 se realizó en la Habana, **Cuba**, la II Edición de la Feria Internacional de Energías Renovables, dirigida a impulsar proyectos para el empleo de fuentes de energías renovables que promuevan un cambio de la matriz energética nacional. El evento, organizado por el Ministerio de Energía y Minas de Cuba (MINEM) se planteó los siguientes objetivos enfocados a promover el uso de las energías renovables en la isla: promoción de la inversión extranjera para la transición energética a favor de las energías renovables en Cuba, priorizando la energía solar y la biomasa; impulso del uso eficiente de la energía y de las fuentes renovables para el desarrollo local y en los sectores industrial, de servicios y residencial; apoyo a los proyectos de innovación en ejecución y la promoción de los servicios científicos técnicos de las universidades y centros de investigación; fomento de la cooperación de la Unión Europea hacia el Caribe, con la participación de Cuba. En el marco de la Feria, el Proyecto de Intercambio de Experiencias UE-Cuba para la promoción de las fuentes renovables de Energía en Cuba, gestionado por la FIIAPP y financiado por la Unión Europea, organizó el Fórum de Energía Sostenible enfocado a crear un espacio de intercambio de experiencias, avances y nuevas tecnologías en las industrias y entidades asociadas al sector energético en Cuba.

En noviembre de 2022 se llevó a cabo en Santiago de Chile el Primer Encuentro Latinoamericano de Ciudades Energéticas. El objetivo principal del evento se centró en la estructuración de la Red Latinoamericana de Ciudades Energéticas (Red LACE) entre **Uruguay, Chile y Colombia**, con el apoyo de Suiza. Se trata de una iniciativa de cooperación regional en materia de energía y lucha contra el cambio climático, mediante el intercambio de conocimientos, prácticas y experiencias, para el desarrollo de ciudades energéticas más sostenibles. La Red se planteó el desafío de consolidarse y seguir ampliando su constitución mediante la incorporación de otros países de la región.

En febrero de 2022 se realizó en la ciudad de Doha la “6ta. Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del Foro de Países Exportadores de Gas (**GEFCF** por su sigla en inglés)”. En el marco de la Cumbre los representantes de los países miembros de este organismo internacional se comprometieron a promover el gas como combustible de transición hacia las energías renovables y amigables con el medio ambiente. Adicionalmente los Estados Miembros acordaron reducir la quema de gas y las emisiones de metano, así como desarrollar tecnologías ecológicas, incluida la captura, utilización y almacenamiento de carbono. También pactaron aumentar la participación del gas natural en el transporte marítimo y terrestre, desarrollar infraestructura necesaria para comercializar ese recurso y ampliar la cooperación en tecnologías a través de la investigación con el objetivo de aprovechar las ventajas del gas natural para la producción de hidrógeno y nuevos gases.

Se realizó en Punta del Este, el II Foro de Movilidad Eléctrica, encuentro en el que autoridades y expertos nacionales e internacionales dialogaron sobre uno de los pilares de la segunda transición energética nacional que apuesta a la descarbonización de la matriz energética. En el transcurso del Foro, **Uruguay** enfatizó el compromiso en continuar apoyando la movilidad eléctrica mediante incentivos financieros y culturales. El evento fue apoyado por OLADE y la Intendencia de Maldonado.

Del 6 al 20 de noviembre de 2022 tuvo lugar en Egipto, la 27ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (**COP27**). Con la participación de jefes de Estado, ministros, negociadores, activistas climáticos, alcaldes, representantes de la sociedad civil y directores ejecutivos, los países participantes acordaron la creación de un fondo mundial para reparar a los países más afectados por las consecuencias del calentamiento global y que menos han contribuido a su aceleración. La COP27 reiteró la necesidad de renovar la solidaridad entre los países para cumplir el histórico Acuerdo de París, adoptado en beneficio de las personas y el planeta.



Procedencia de los indicadores y fuentes de información

Para el cálculo de los indicadores y la presentación de los gráficos de este Panorama Energético se cuenta con tres tipos de fuentes de información correspondientes a la escala de trabajo de los productores o compiladores que reportan estadísticas e indicadores. Por lo general, cada tipo de fuente de información responde a necesidades de usuarios distintos, de diferente escala, y presenta ventajas y desventajas específicas para los fines analíticos.

Fuentes globales

Consisten en bases de datos que provienen de organismos internacionales a escala global, cuya característica es ofrecer una elevada cobertura de países, recurriendo para ello en algunas ocasiones a estimaciones e imputaciones de datos para los países que no cuentan con datos oficiales nacionales. Otra característica es la habitual homogenización transversal de los métodos de cálculo y estimación, sin considerar las diferencias en la capacidad de generación estadística de los países y las regiones. Las principales fuentes de información global utilizada para elaborar este Panorama Energético fueron la base de datos del Banco Mundial, los Indicadores del desarrollo mundial.

Fuentes regionales

Se trata de bases de datos e información estadística proveniente de organismos regionales y que, como la OLADE, presentan una cobertura parcial de países que abarcan la región de América Latina y el Caribe. En este caso, los procesamientos estadísticos empleados permiten la comparabilidad regional a partir de los datos nacionales que estos organismos compilan de sus Países Miembros. Para este Panorama Energético se ha utilizado la base de datos de la Comisión para América Latina y el Caribe (CEPAL, ONU) denominada CEPALSTAT de donde se obtuvieron indicadores económicos y demográficos.

La información energética de los países de América Latina y el Caribe contenida en el Panorama Energético proviene del sieLAC (<https://sielac.olade.org>), el Sistema de Información Energética que gestiona y actualiza la OLADE a partir de la información que los Países Miembros suministran en forma oficial. Las estadísticas energéticas presentadas y graficadas en la presente publicación, provienen de la más reciente actualización de la información solicitada a los Países Miembros de OLADE a través de los Asesores de OLADE en los países, quienes actúan como enlace entre las autoridades energéticas en cada país y la OLADE y facilitan oficialmente la información. En tal sentido, es importante destacar que para la realización de este documento se ha actuado en calidad de usuarios de estadísticas y no se constituye en fuente productora o primaria de información del sector energía. Son las autoridades energéticas en cada país las que proveen esta información y disponen de los recursos y conocimientos necesarios para recopilar y procesar los datos con los que se realizó este Panorama Energético, a partir de metodologías previamente acordadas. Asimismo, conscientes de que la información utilizada podría tener alguna discrepancia con las fuentes de datos nacionales, particularmente en los primeros años registrados en las series temporales, invitamos a la comunidad energética de los Países Miembros a enviarnos sus comentarios y sugerencias sobre la información suministrada y el contenido del Panorama Energético a la dirección de correo electrónica: sielac@olade.org.

Fuentes nacionales

En la mayoría de los casos se utilizó información oficial provista por los Asesores sieLAC de cada país. Cuando no se dispone de la información correspondiente a los Balances de Energía de un país dado, se recurrió a realizar estimaciones con información parcial que suele obtenerse de instituciones oficiales (Ministerios, Secretarías y Direcciones Nacionales de Energía, Agencias de Regulación del Sector, Comisiones Nacionales de Energía, etc.). Los datos provenientes de estas fuentes suelen tener menor cobertura y no siempre son comparables con otros datos de la región por lo que se los utiliza para estimar las tendencias, particularmente, del último año de referencia (en este caso el 2022).

Dado el carácter dinámico de la información estadística presentada en este Panorama Energético, las series contenidas podrían no coincidir con consultas ulteriores a las bases de datos utilizadas.

Período de análisis y año base

El Panorama Energético presenta información acerca de la evolución y tendencias de numerosas estadísticas e indicadores que combinan información energética, económica y social. Se ha intentado aprovechar al máximo el espacio visual en cada gráfico, por lo que, en algunos casos, en el eje derecho se presenta información adicional referida al mismo. La información se despliega en forma de gráficos que cubren un período comprendido entre el año 2000 y el 2022. La información económica está referida al año base 2011 en el caso del PIB de Paridad del Poder Adquisitivo y base 2018 para el PIB a precios constantes.

Cobertura de países

La información presentada abarca a los 27 Países Miembros de la OLADE, cuando los datos disponibles así lo permiten. Estos son: la República Argentina, Barbados, Belice, el Estado Plurinacional de Bolivia, la República Federativa de Brasil, la República de Chile, la República de Colombia, la República de Costa Rica, la República de Cuba, la República del Ecuador, la República de El Salvador, Granada, la República de Guatemala, la República Cooperativa de Guyana, la República de Haití, la República de Honduras, Jamaica, los Estados Unidos Mexicanos, la República de Nicaragua, la República de Panamá, la República del Paraguay, la República del Perú, República Dominicana, la República de Surinam, la República de Trinidad y Tobago, la República Oriental del Uruguay y la República Bolivariana de Venezuela. Para que la presentación de los indicadores sea lo más amigable posible se empleó el nombre corto de cada país y se realiza su presentación en orden alfabético.

Discrepancias y conciliación estadística

Es posible que, al comparar indicadores presentados en este Panorama Energético con los publicados en otros documentos, existan discrepancias estadísticas debidas a diferencias en los sistemas de unidades empleados y sus factores de conversión, en las definiciones conceptuales y en las opciones metodológicas utilizadas. Estas diferencias pueden ser simples, como las diferencias en los años comprendidos o los países incluidos, o más complejas, como la utilización de indicadores aproximados (proxies) o estimaciones de diversa naturaleza, la distinta cobertura geográfica (regional, nacional, local), las diferencias en los períodos de actualización de las bases de datos consultadas o la utilización de denominadores de población y/o del PIB diferentes. En el presente Panorama Energético se ha procurado conciliar los datos estadísticos, presentando en forma lo más explícita y exhaustivamente posible las definiciones conceptuales y metodológicas utilizadas.

Sobre los denominadores de población y PIB

Para los indicadores per cápita utilizados en el Panorama Energético se empleó la base de datos proveniente del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POPTOTL>).

Para que la comparabilidad entre los países capture de la manera más veraz posible los efectos reales de la actividad económica y poder aislar, tanto como se pueda, los efectos cambiarios, los valores de PIB utilizados en el Panorama Energético corresponden a las series estadísticas anuales de cuentas nacionales expresadas en Paridad del Poder Adquisitivo (PPA) y publicadas por el Banco Mundial al año base 2011. Para realizar las ponderaciones sectoriales, en el caso de las intensidades energéticas y las emisiones de CO₂, se consideraron las series reales publicadas por la CEPAL.





Metodología y definición de los indicadores

Reservas

Son las cantidades totales que disponen los yacimientos de fuentes fósiles y minerales a una fecha dada, dentro del territorio nacional, factibles de explotar al corto, mediano o largo plazo. Se clasifican en reservas probadas, probables o posibles. Las reservas probadas son aquellas económicamente extraíbles, de los pozos o yacimientos existentes con la infraestructura y tecnología disponible del país en el momento de la evaluación. Se incluyen esquemas de producción mejorada, con alto grado de certidumbre en yacimientos que han demostrado comportamiento favorable en la explotación. Se miden con estudios exploratorios.

Las reservas de gas natural representan la cantidad de gas natural que se encuentra en el subsuelo de todos los yacimientos, sean estos de gas asociado o no asociado con petróleo, a una fecha determinada. Las reservas de gas asociado se estiman como porcentajes de las reservas de petróleo.

Fuentes de energía

Fuentes de energía primaria

Se entiende por energía primaria las fuentes de energía en su estado natural, es decir, que no han sufrido ningún tipo de transformación física o química mediante la intervención humana. Se las puede obtener de la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica, nuclear, eólica, solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geotermia, etc. No obstante, esta definición, como parte de la armonización de la metodología OLADE con las recomendaciones internacionales de estadísticas energéticas, los biocombustibles líquidos y gaseosos como: bioetanol, biodiesel y biogás, se consideran ahora fuentes de energía primaria.

Petróleo crudo

Corresponde a las producciones fiscalizadas de petróleo crudo individuales, de todos los campos petrolíferos del país, luego del proceso de separación que se realiza a boca de pozo del fluido de extracción que puede contener además del petróleo crudo, líquidos de gas natural, gas natural y agua.

Gas natural

Mezcla de hidrocarburos gaseosos formada en rocas sedimentarias y en yacimientos seco o conjuntamente con crudo de petróleo. Está constituido principalmente por metano (86 %), gases licuados de petróleo, nitrógeno y gas carbónico. Por su gran poder calórico y la casi total ausencia de contaminantes, es empleado en la generación de energía eléctrica y en consumos domésticos para usos calóricos.

La producción de gas natural se refiere a la suma de las producciones de los campos de gas natural tanto asociado como no asociado al petróleo, incluyendo la producción costa afuera (offshore) dentro de aguas nacionales. También se añade el shale gas y el obtenido de minas de carbón. Para el gas asociado al petróleo esta medición se realiza después de la separación del fluido de extracción que contiene petróleo crudo, líquidos de gas natural, gas natural y agua. Para el gas libre o no asociado, la medida se toma directamente a boca de pozo.

Carbón mineral

Mineral combustible sólido, de color negro o marrón oscuro que contiene esencialmente carbono, así como pequeñas cantidades de hidrógeno y oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Resulta de la degradación de los restos de organismos vegetales durante largos períodos, por la acción del calor, presión y otros fenómenos físico - químicos naturales.

Debido a que se dan distintos grados de cambio en el proceso, el carbón mineral no es un mineral uniforme y se clasifican por rangos de acuerdo a su grado de degradación, en series que van desde lignitos a antracitas,

pasando por los sub-bituminosos y los bituminosos, los cuales presentan diferencias considerables en su contenido de volátiles, carbono fijo y poder calorífico.

Biomasa

Materia orgánica de origen vegetal y animal utilizada con fines energéticos. La biomasa puede ser usada directamente como combustible o procesada y convertida en subproductos líquidos y gaseosos. Entre las fuentes de mayor uso están la leña, productos de caña y otra biomasa.

Leña

Energía que se obtiene directamente de los recursos forestales. Incluye los troncos y ramas de los árboles, pero excluye los desechos de la actividad maderera, los cuales quedan incluidos en la definición de “residuos vegetales” utilizados para fines energéticos.

Productos de caña

Incluyen los productos de caña de azúcar que tienen fines energéticos. Entre ellos se encuentran el bagazo, el jugo de caña y la melaza. Estas dos últimas constituyen la principal materia prima para la obtención de etanol. En la nueva metodología de OLADE, dado que los biocombustibles líquidos y gaseosos se consideran energía primaria, solo quedaría el bagazo de caña en este rubro de productos de caña.

Otra biomasa

Comprende residuos de origen orgánico que se obtienen a partir de procesos biológicos e industriales y que proceden de diversos sectores como la agricultura, la ganadería, la industria maderera, etc. Dependiendo del sector donde procedan, los residuos se pueden clasificar en: a) residuos animales, b) residuos vegetales, c) residuos industriales o recuperados y d) residuos urbanos.

Nuclear

El combustible fisionable es el mineral de uranio después del proceso de purificación y/o enriquecimiento. Lo que se considera como energía primaria nuclear no es el mineral de uranio en sí mismo, sino el contenido térmico del vapor de agua que ingresa a la turbina proveniente del reactor. Este contenido térmico se puede estimar con base en la producción de electricidad de la central nuclear y una eficiencia promedio del conjunto turbina – generador.

Biocombustibles

Combustible procedente de materia orgánica o biomasa. Incluye fuentes primarias de energía como la madera, así como combustibles derivados como el metanol, etanol y biogás, procedentes de elementos primarios tras sufrir procesos de conversión biológica, esto es, fermentación o digestión anaeróbica.

Fuentes de energía secundaria

Se denomina energía secundaria a los productos energéticos que se obtienen mediante la transformación de fuentes de origen primario o de otras fuentes secundarias.

Electricidad

Energía transmitida por electrones en movimiento. Se incluye la energía eléctrica generada con cualquier recurso, sea primario o secundario, renovable o no renovable, en los diferentes tipos de plantas de generación eléctrica.

Derivados de petróleo

Son los productos procesados en una refinería, y que utilizan el petróleo como materia prima. Según la composición del crudo y la demanda, las refinerías pueden producir distintos productos derivados del petróleo. La mayor parte del crudo es usado como materia prima para obtener energía, por ejemplo, la gasolina. También producen sustancias químicas, que se puede utilizar en procesos químicos para producir plástico y/o otros materiales útiles. Debido a que el petróleo contiene un 2 % de azufre, también se obtiene grandes cantidades de este. Hidrógeno y carbón en forma de coque de petróleo pueden ser producidos también como derivados del petróleo.

La producción de derivados de petróleo se desagrega en: fuel oil, diésel oil, GLP, kerosene, jet fuel, gasolinas, alcohol y otros (no energéticos más otras secundarias y todos los energéticos que no se registran individualmente).

Otras fuentes secundarias

También es energía secundaria el coque obtenido del carbón mineral en coquerías, los gases residuales de coquerías y altos hornos y el carbón vegetal.

Otros energéticos Sector Otros

Corresponde a la agrupación de los siguientes energéticos: coque, fuel oil, gases, no energético y otras secundarias.

Otros energéticos Sector Transporte

Corresponde principalmente a la agrupación de los siguientes energéticos: gas natural y fuel oil.

Agregados energéticos

Producción

Se considera la producción interna de toda fuente de energía primaria, extraída, explotada o cosechada, en el territorio nacional, que sea de importancia para el país.

Importaciones

Es la cantidad de fuentes energéticas primarias y secundarias, originadas fuera de las fronteras y que ingresan al país para formar parte de la oferta total de energía.

Exportaciones

Es la cantidad de fuentes energéticas primarias y secundarias que salen de los límites territoriales de un país y, por lo tanto, no están destinadas al abastecimiento de la demanda interna. Se excluyen de este concepto la cantidad de combustibles vendidos a naves extranjeras aéreas y marítimas.

Búnker

Corresponde a la cantidad de combustibles vendidos a aves marítimas y aéreas en viaje internacional, para mover sus motores. El registro por separado de estos consumos, se debe principalmente a que en la metodología del IPCC para inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, se descuentan de la oferta interna estos consumos, por considerar que se dan fuera de las fronteras nacionales.

Oferta total de energía

Es la sumatoria de cantidad total de energía, tanto de las fuentes primarias como secundarias, y para evitar la doble contabilidad, en el caso de la Producción, sólo se considera la producción de las fuentes primarias que está disponible para el uso interno, ya sea para insumo a transformación, para consumo propio del sector energético o para consumo final. Parte de este rubro cubre también las pérdidas que se dan en las diferentes etapas de la cadena energética. La oferta total interna se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$OT_t = PP_t + IM_t - EX_t + VI_t - NA_t - BK_t$$

donde:

OT_t = Oferta total interna en t
 PP_t = Producción de fuentes primarias en t
 IM_t = Importaciones de energías primarias y secundarias en t
 EX_t = Exportaciones de energías primarias y secundarias en t
 VI_t = Variaciones de inventarios (positivo o negativo) en t
 NA_t = Energía no Aprovechada en t
 BK_t = Búnker en t

Oferta total de energía por fuente

Es la cantidad de energía de cada fuente, que está disponible para el uso interno, ya sea para insumo a transformación, para consumo propio del sector energético o para consumo final. Parte de este rubro cubre también las pérdidas que se dan en las diferentes etapas de la cadena energética. La oferta total interna por fuente i se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$OT_t^i = PP_t^i + IM_t^i - EX_t^i + VI_t^i - NA_t^i - BK_t^i$$

donde:

OT_t^i = Oferta total interna en t de la fuente de i
 PP_t^i = Producción de fuentes primarias y secundarias en t de la fuente de i
 IM_t^i = Importaciones de energías primarias y secundarias en t de la fuente de i
 EX_t^i = Exportaciones de energías primarias y secundarias en t de la fuente de i
 VI_t^i = Variaciones de inventarios (positivo o negativo) en t de la fuente de i
 NA_t^i = Energía no Aprovechada de energías primarias y secundarias en t de la fuente de i
 BK_t^i = Búnker en t de la fuente de i

Oferta total de energía primaria

La oferta total de energía primaria se define mediante la suma algebraica de los siguientes flujos del Balance Energético Nacional (BEN):

$$OTEPT_t = PP_t + IM_t - EX_t + VI_t - NA_t - BK_t$$

donde:

$OTEPT_t$ = Oferta Total de Energía Primaria en t
 PP_t = Producción de Primarias en t
 IM_t = Importación de Primarias en t
 EX_t = Exportación de Primarias en t
 VI_t = Variación de inventario (positivo o negativo) en t
 NA_t = Energía no Aprovechada en t
 BK_t = Búnker en t

Las principales fuentes primarias consideradas por los balances energéticos de los países de América Latina y el Caribe son: petróleo, gas natural, carbón mineral, hidroelectricidad, leña y otros subproductos de la leña, biogás, geotérmica, eólica, nuclear, solar y otras primarias como el bagazo y los residuos agropecuarios o urbanos.

Capacidad instalada de generación eléctrica

Es la capacidad nominal de suministro de una central de generación por cada tipo de tecnología. En el documento, se presenta en forma agregada. Se expresa en Megavatio (MW) o Gigavatio (GW).

Generación de electricidad

Se define como la producción de electricidad de los generadores locales, incluyendo a los autoprodutores. Se expresa en Megavatio hora (MWh) o Gigavatio hora (GWh).

Tasa de electrificación

Es el porcentaje de habitantes que cuentan con servicio eléctrico frente al número total. Se obtiene dividiendo el total de habitantes servidos por la población total del país, expresando el valor en porcentaje.

Población sin acceso a servicio eléctrico

Es una estimación de la cantidad de personas que no acceden a servicios de electricidad. Se define mediante la expresión:

$$PSAE = \text{Población total} \cdot (1 - \text{Tasa de electrificación})$$

Consumo final de energía

Se refiere a toda la energía que se entrega a los sectores de consumo (consumo final total, de todos los sectores productivos; consumo final por sector) para su aprovechamiento como energía útil. Se excluyen de este concepto a las fuentes utilizadas como insumos o materias primas para producir otros productos energéticos, ya que esto corresponde a la actividad de “transformación”.

Agregados macroeconómicos e indicadores sociales

Valor agregado

Es la macro magnitud económica que mide el valor añadido generado por el conjunto de productores de la economía de un país. El Valor Agregado Bruto (VAB) es Valor Bruto de la Producción (VBP) (o sea el valor de todo lo producido de bienes y servicios en un país) menos el Consumo Intermedio (CI) (o sea el valor de los insumos utilizados en la producción de bienes no duraderos y servicios). El VAB en un período dado a precios constantes de un dado año base se estima valorizando las cantidades producidas en ese período a los precios del año base considerado. Para más detalles técnicos se recomienda consultar el Sistema de Cuentas Nacional (ONU, 2008).

Producto interno bruto a precios constantes

El Producto Interno Bruto (PIB) es la magnitud macroeconómica que expresa el valor monetario del conjunto de bienes y servicios de demanda final de un país durante un período de tiempo específico. Se publica en forma trimestral o anual. En este documento se utilizan valores anuales. La suma de los Valores Agregados Brutos (VAB) de todos los sectores económicos más los impuestos netos de subvenciones sobre los productos, conforman el Producto Interno Bruto (PIB) de un país. Dado que las cuentas nacionales se calculan en moneda local, para realizar comparaciones internacionales, se convierten los valores del PIB a dólares o se expresan en Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) o PPP (Purchasing Power Parity). El PIB puede estar expresado en precios corrientes o constantes. En el primer caso, el valor se expresa a los precios de mercado vigentes en el año de su cálculo. Para que el indicador del PIB exprese la evolución de los niveles de actividad económica en términos reales se elimina la distorsión de las variaciones en los precios y se toman los precios de un año base como referencia. En este caso, el PIB queda expresado a precios constantes. Para ello, se contabiliza al PIB tomando como referencia una canasta de precios (defactor) que se refiere al año base considerado.

El PIB expresado en dólares constantes PPA es un indicador que transforma el valor nominal del PIB local a una valorización que se realiza en relación a una canasta de precios estandarizada ponderada y que toma a los Estados

Unidos de Norteamérica como referencia para las comparaciones. La valorización del PIB y de otros agregados macroeconómicos a PPA, permite desacoplar los resultados de las variaciones que puedan existir en el tipo de cambio entre la moneda local y el dólar de un año a otro. Al eliminar la ilusión monetaria ligada al valor del dólar en cada país y reflejar el poder adquisitivo que esta moneda tiene en cada uno de ellos, esta metodología de valorización, al usarse para comparar el desempeño de los países, refleja más fielmente, la actividad real en el consumo y producción de bienes y servicios y, por lo tanto, de la demanda final de la economía.

Consumo privado

El Gasto de consumo de los hogares, comúnmente denominado como Consumo privado, es el gasto efectivo e imputado de los hogares más transferencias sociales en especie de las instituciones sin fin de lucro que sirven a los hogares.

Índice de Desarrollo Humano (IDH)

Es un indicador compuesto, definido por el PNUD (Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo), que representa una medida del progreso conseguido por un país en tres dimensiones básicas del desarrollo humano: (i) vida larga y saludable, (ii) acceso a educación y (iii) nivel de vida digno, y se calcula como una media geométrica, a iguales ponderaciones, de los índices normalizados de cada una de las 3 dimensiones citadas. Las variables utilizadas según cada dimensión son las siguientes:

(i) Índice de Esperanza de Vida: se utiliza la esperanza de vida al nacer.

(ii) Índice de Educación: es un indicador compuesto que incluye la tasa de alfabetización de adultos y la tasa bruta combinada de matriculación en educación primaria, secundaria y superior, así como los años de duración de la educación obligatoria.

(iii) Índice de Nivel de vida: Compuesto a partir del PIB ajustado a dólares de paridad de poder adquisitivo per cápita.

Para la construcción del Índice agregado, para cada dimensión se normalizan los resultados tomando los valores mínimos y máximos, de manera que se obtengan valores entre 0 y 1, para finalmente calcular el promedio geométrico de los índices de las 3 dimensiones a igual ponderación.

Emisiones de gases de efecto invernadero

El cálculo de emisiones de GEI del sector energético responde a la metodología desarrollada por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático versión 2006, Volumen 2 y la Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero publicada en el año 2000.

Indicadores energéticos

Intensidad energética

Es un indicador económico-energético que permite cuantificar en forma agregada el vínculo existente entre el consumo de energía y la capacidad de producción de la economía. En general, se calcula como el cociente entre el Consumo Energético y el Producto Interno Bruto (PIB). Permite estimar, a grosso modo, en nivel de eficiencia en el uso de los recursos energéticos de la unidad bajo análisis. Las variaciones en los valores arrojados por esta relación en el tiempo y a través de los países, refleja los cambios operados en la economía y los cambios en la forma en que la energía se consume en cada país.

Para establecer comparaciones entre países, se puede calcular empleando los valores del PIB a precios constantes en dólares de un año base o del PIB a valores de la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA). En este último caso, la valorización se realiza en relación a una canasta de precios estandarizada ponderada y que toma a los Estados Unidos de Norteamérica como referencia para las comparaciones. La valorización del PIB y de otros agregados macroeconómicos a PPA, permite desacoplar los resultados de las variaciones que puedan existir en el tipo de cambio entre la moneda local y el dólar de un año a otro. Al eliminar la ilusión monetaria ligada al valor del dólar en cada país y reflejar el poder adquisitivo que esta moneda tiene en cada uno de ellos, esta metodología de valorización, al usarse para comparar el desempeño de los países, refleja más fielmente, la actividad real en el consumo y producción de bienes y servicios.

Intensidad de la energía primaria

Se define como la relación entre la Oferta Total de Energía Primaria y el Producto Interno Bruto en Paridad de Poder Adquisitivo a valor constante del 2011 (PIB USD 2011 PPA). Mide la cantidad total de energía necesaria para producir una unidad de PIB. Se expresa en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD 2011 PPA).

Intensidad de la energía final

Se define como la relación entre el Consumo Final de Energía y el PIB USD 2011 PPA. Se vincula a los usos finales, es decir que se evalúa a nivel del consumo final (excluyendo a los centros de producción) y se puede calcular a nivel sectorial tomando valores provenientes de los balances de energía y de las variables que componen el PIB. Entre los factores que afectan la Intensidad de la Energía Final se pueden citar:

- (i) Efecto Estructura: los cambios de la composición sectorial del PIB. Por ejemplo, si la economía se terceriza, en igualdad de condiciones, disminuye la intensidad energética final, así una disminución de la contribución de las ramas de actividad energo-intensivas daría lugar a una disminución de la intensidad energética final.
- (ii) Efecto Eficiencia: la sustitución por fuentes y tecnologías de generación más eficientes, la penetración de equipos más eficientes, la implementación de técnicas de ahorro energético o el cambio de hábitos de la población, hacia prácticas de consumo más racionales.
- (iii) Efecto Actividad: Los cambios en los niveles de actividad económica y los consiguientes cambios en los patrones de consumo, evidentemente puede afectar la evolución de la intensidad energética final.
- (iv) Los cambios en los patrones de consumo, por ejemplo, los cambios modales en el uso del transporte urbano o los cambios sociales, como el incremento de las viviendas monoparentales por el incremento de separaciones o divorcios o, por mejoras en los niveles de vida, que dan lugar a una demanda superior de dispositivos en los hogares.

Se expresa en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD2011 PPA).

Intensidades energéticas sectoriales

Es la relación entre el Consumo Final de Energía de cada sector y el Valor Agregado Sectorial expresado en PPA a valor constante del año 2011, correspondiente a ese mismo sector. Para el caso específico del sector Residencial, la intensidad energética se define como la relación entre el consumo final del sector y el consumo privado PPA a valor constante.

$$IE_{it} = \frac{CE_{it}}{VAB_{it}}$$

donde:

$$\begin{aligned} IE_{it} &= \text{Intensidad Energética del sector } i \text{ en el instante } t \\ CE_{it} &= \text{Consumo Final de Energía de sector } i \text{ en el instante } t \\ VAB_{it} &= \text{Valor Agregado Bruto del sector } i \text{ en el instante } t \\ i &= \text{ Sectores Industrial, Terciario, Transporte, Residencial u otros} \end{aligned}$$

En el presente documento, las intensidades sectoriales se expresan en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD 2011 PPA).

Es importante destacar que, puesto que no se dispone de información más detallada sobre el sector transporte, se ha usado como proxy del nivel de actividad, el valor agregado del sector transporte. En este caso, el nivel de actividad económica de este sector sólo computa las actividades relacionadas con el transporte de pasajeros y de carga (terrestre, aéreo y marítimo), las actividades de almacenamiento y comunicaciones. Debe tenerse en cuenta que, el transporte por cuenta propia que realizan las empresas para distribuir sus productos y los hogares no forma parte de esta definición. Por tal motivo, la intensidad energética del sector transporte tiende a estar subestimada, pues el consumo energético del sector también incluye el consumo de combustibles del sector residencial y de las empresas.

Ratio entre la Intensidad final / Intensidad primaria

Representa la relación entre el Consumo Final y la Oferta Total de Energía. En la mayoría de los países hay una ligera disminución de esta relación, lo que indica que, en promedio, se necesita cada vez más energía primaria por unidad de consumo de energía final. Las pérdidas en las transformaciones y la distribución de energía, y principalmente en la generación de energía, donde se registra la mayoría de estas pérdidas, son responsables de la mayor parte de las diferencias entre la oferta total de energía y el consumo final.

La variabilidad de esta relación se puede deber a varios factores (CEPAL, 2013):

- (i) Los cambios en la oferta de energía, particularmente, en el mix de generación o en los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas afectarán la relación. Por ejemplo, un aumento en la participación de la generación de energía térmica aumenta la brecha entre las dos intensidades; en contraste, una cuota cada vez mayor de la energía hidroeléctrica o eólica reduce esta brecha.
- (ii) Los cambios en la eficiencia de las transformaciones: por ejemplo, una mayor eficiencia de las centrales térmicas (por ejemplo, por el desarrollo de centrales de ciclo combinado de gas) reduce la relación entre la intensidad final y la primaria.
- (iii) Los cambios en la participación de las energías secundarias (principalmente de la electricidad) en el consumo final.
- (iv) El cambio en el porcentaje de energía para usos no energéticos disminuye el valor de la relación, ya que estos consumos se incluyen en la intensidad primaria pero se excluyen de la intensidad final.
- (v) Los cambios en la proporción de las energías secundarias importadas, por ejemplo, el incremento de las importaciones de electricidad disminuirá las pérdidas de transformación y, por lo tanto, reducirá la brecha entre las dos intensidades.

Intensidad de la energía final a estructura constante

Sirve para analizar el efecto de los cambios estructurales en el PIB sobre la intensidad energética al facilitar la comparación de la Intensidad Energética Final con una estimación de la Intensidad Energética Final calculada bajo el supuesto de que la estructura económica se mantuvo inalterada respecto de un período base. La

Intensidad Energética a Estructura Constante es entonces una intensidad teórica que resulta de suponer que todos los sectores crecen al mismo ritmo que el PIB (es decir, la estructura del PIB se mantiene constante respecto del año base). Se estima utilizando los valores reales de las intensidades sectoriales. El cálculo se realiza considerando los sectores principales (industria, terciario, transporte y residencial).

$$IEEC_t = \frac{\left[\frac{VA_{t_0}^{Ind}}{VA_t^{Ind}} \right] \cdot CF_t^{Ind} + \left[\frac{VA_{t_0}^{Serv}}{VA_t^{Serv}} \right] \cdot CF_t^{Serv} + \left[\frac{PIB_{t_0}}{PIB_t} \right] \cdot CF_t^{Trans} + \left[\frac{C_{t_0}^{Resid}}{C_t^{Resid}} \right] \cdot CF_t^{Resid}}{PIB_{t_0}}$$

donde:

$IEEC_t$ = Intensidad Energética a Estructura Constante en el instante t
 VA = Son los valores agregados: industrial (Ind) y terciario (Serv)
 t_0 = Es el periodo de referencia o base: 2000
 CF = Son los Consumos Finales de Energía: industrial (Ind), terciario (Serv), transporte (Trans), residencial (Resid)
 C^{Resid} = Consumo privado de los hogares
 PIB = Producto Interno Bruto

Contribución del Sector Eléctrico a la Intensidad Primaria

Definido como la relación entre la producción de electricidad expresado en kilogramos equivalentes de petróleo (kep) y el Producto Interno Bruto en Paridad de Poder Adquisitivo (PPA).

Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

Definida como la relación entre la capacidad instalada de centrales eléctricas que utilizan fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, térmica renovable y geotermia) y la población total.

Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

Definida como la relación entre generación eléctrica de centrales que utilizan fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, térmica renovable y geotermia) y la población total.

Eficiencia en los procesos de transformación

Se define como la relación entre el Consumo Final de Energía y la Oferta Total de Energía. Este indicador, al presentarse en forma de serie temporal, da cuenta del desempeño agregado de los centros de transformación que convierten la energía primaria en energía secundaria con independencia de la fuente.

Eficiencia del sector eléctrico

Es la relación entre la producción de electricidad y los insumos requeridos en su generación. En este caso, y tomando en cuenta que el indicador hace referencia a los procesos de transformación del sector eléctrico, se deben tomar los insumos a partir de los centros de transformación (incluyendo a los autoprodutores) y no de los sectores de consumo como ocurre en el caso anterior que considera al proceso de transformación en su totalidad (incluyendo, por ejemplo, a los procesos de refinación).

Relación pérdidas / Oferta de electricidad

Las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución de la electricidad son la suma de las ineficiencias técnicas o de origen físico y no técnicas que se producen en un período de tiempo dado.

Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad desde las centrales generadoras a los clientes. Conforme al segundo principio de la termodinámica, las pérdidas técnicas no pueden ser eliminadas por completo, aunque es posible reducirlas mediante mejoras en la red.

Las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de energía y constituyen la energía consumida que no ha sido facturada debido a errores técnicos o administrativos, anomalías en la medición, clientes autoconectados o hurtos de energía.

Puesto que crecientes niveles de pérdidas en el sistema dan lugar a una menor disponibilidad de capacidad instalada, disminuyen a su vez, los ingresos por consumos no facturados, pueden dar lugar a incrementos en las tarifas de electricidad debido al despilfarro de energía generado y aumentar los costos de mantenimiento de las redes de distribución. Se torna importante establecer medidas cuantitativas que permitan evaluar la evolución de los niveles de las pérdidas y, por lo tanto, de la eficiencia del sistema eléctrico. La relación entre las pérdidas y la oferta de electricidad es el indicador adecuado que permite medir y evaluar el estado de las pérdidas de electricidad a lo largo del tiempo.

Índice de renovabilidad

Se define como la relación entre la oferta total de fuentes renovables (primarias y secundarias, descontando su producción para evitar duplicidad), dividida para la oferta total de energía. En el caso de OLADE la oferta total de renovables primarias comprende: hidroenergía, geotermia, eólica, solar, biomasa y en el caso de las secundarias la electricidad y bicomcombustibles.

Este indicador mide el grado de penetración de los recursos renovables en la matriz energética del país. En combinación con factores de emisión puede evaluar también la mitigación del impacto ambiental que tiene lugar en el sector energético.

Índice de dependencia externa de la energía

Se define como la relación entre las importaciones totales de energía menos las exportaciones totales divididas por la oferta total de energía.

Índice de autarquía hidrocarburífera

Se define como la producción primaria de hidrocarburos (petróleo y gas natural) dividida para la oferta total de estas mismas fuentes sumada a la oferta de derivados de petróleo menos la producción de derivados (para evitar la doble contabilidad). Cuando el índice es mayor que la unidad, el país es autosuficiente, mientras que si es menor que 1, el país es dependiente de las importaciones de crudo, gas natural o derivados de petróleo.

Índice de consumo residencial de biomasa

Se define como la relación entre la suma del consumo de leña y de carbón vegetal en el sector residencial dividido para el consumo final del sector residencial.

Participación de la hidroenergía en la oferta primaria renovable

Define la proporción de hidroelectricidad en la oferta renovable. Se calcula dividiendo la oferta total de hidroenergía por la oferta primaria de las energías renovables.

Participación de la dendroenergía en la oferta total renovable

Se define como la magnitud de dependencia a la energía producida tras la combustión de combustibles de madera como: leña, carbón vegetal, pelets, etc. Se calcula dividiendo la oferta total de leña y carbón vegetal, para la oferta primaria de las energías renovables.

Sendero energético

Es una representación gráfica que intenta resumir someramente el vínculo entre la evolución de los niveles de desarrollo de un país o subregión, expresado de manera muy simplificada por el PIB per cápita, y la calidad de su desempeño energético, representada mediante los cambios en la Intensidad Final de Energía. Combinando ambas variables en un sólo gráfico es posible identificar períodos del tiempo que poseen un desempeño virtuoso o deseable, toda vez que los niveles del PIB per cápita crecen y, por lo tanto, el sendero se desplaza para la derecha, a la vez que la intensidad energética baja, desplazando el sendero energético hacia abajo. Por el contrario, si en algún período de tiempo el sendero energético se desplaza para la izquierda, esto vendría a significar que ha tenido lugar una contracción de la actividad económica, mientras que si se desplaza para arriba, la intensidad energética estaría creciendo respecto de períodos anteriores, por lo cual el desempeño energético sería, en términos agregados, más ineficiente. Dada esta combinación de variables expresada en la figura, es posible representar también, un conjunto de curvas de nivel que representan las posibles combinaciones de PIB per cápita e Intensidad Energética que mantienen constante el consumo final de energía per cápita. En tal sentido, si una subregión o país tienen un sendero energético cuya trayectoria se desplaza a través de diversas curvas de nivel, es decir cruzándolas, significa que está cambiando el consumo final per cápita y, por lo tanto, se están modificando los patrones en que se genera la demanda energética.

Ello puede deberse, por ejemplo, a una mayor dotación de aparatos electrónicos en los hogares o a un crecimiento sustancial del parque automotor, por ejemplo. Asimismo, podría suceder que el sendero energético se desplaza hacia la derecha y arriba, lo que podría significar, no ya un crecimiento de la ineficiencia energética sino un cambio de la estructura productiva que, en particular, acontezca en el sector industrial. Claramente, el análisis de los senderos energéticos debe complementarse con un análisis más detallado acerca de cómo evolucionó la actividad económica y la matriz productiva, así como conocer los cómo y los por qué de los cambios acontecidos en la matriz energética.

Indicadores de emisiones de CO₂

Las emisiones de CO₂ provenientes de la combustión de combustibles fósiles, a diferencia de otros Gases de Efecto Invernadero, pueden ser calculadas con un grado de precisión aceptable a partir del cálculo de las cantidades de carbono contenido en los combustibles, mientras que el volumen del resto de emisiones depende de las tecnologías y de las condiciones de combustión.

La fuente más importante de las emisiones de CO₂ en el Sector Energía es la oxidación del carbono que tiene lugar durante el proceso de combustión de las fuentes de energía fósiles y representa entre el 70 % y el 90 % del total de emisiones antropogénicas. El resto es emitido bajo la forma de monóxido de carbono (CO), metano (CH₄) y otra forma de hidrocarburos, compuestos que en el lapso comprendido entre unos pocos días hasta 10 u 11 años, se oxidan en la atmósfera para convertirse en CO₂.

En el presente Panorama Energético se aplicó el método de estimación de emisiones por tecnologías. Según IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) este método consiste en estimar las emisiones de CO₂ en función de la actividad y tecnología bajo la cual la energía es aprovechada. Se trata de cuantificar las emisiones que se producen a lo largo de las cadenas energéticas, desde el aprovechamiento de las energías primarias, pasando por los procesos de transformación, las pérdidas por transporte y distribución, hasta la utilización final de la energía. Las emisiones de CO₂ del sector *i* en el instante *t*, se calculan a partir de la expresión:

$$Emisiones_t^i = \sum_{j=1}^{Energético} FE_j^i \cdot CE_{jt}^i$$

donde:

FE_j^i = Factor de emisión del energético j correspondiente al sector i
 CE_{jt}^i = Consumo final de energía del energético j
 correspondiente al sector i en t

por lo que las emisiones totales en el instante t son:

$$Emisiones\ Totales_t = \sum_{i=1}^{Sectores} Emisiones_t^i$$

En este documento además de presentar las emisiones totales de CO₂ por sectores de consumo final, se muestran las emisiones totales per cápita y por unidad de PIB en dólares del 2011 expresados en Paridad de Poder Adquisitivo.

Cabe mencionar que los valores de emisiones presentados no corresponden en rigor a los reportes nacionales de Inventario de Gases de Efecto Invernadero oficial, según las directrices del IPCC de 2006.

Los factores de emisión de dióxido de carbono utilizados como referencia para los cálculos, podrán ser consultados en siELAC en Estadística Energética - Impacto Ambiental.

Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

Se define como la relación entre las emisiones totales de CO₂ divididas por el consumo final de energía.

Índice de emisiones de CO₂ en la generación eléctrica

Se define como las emisiones de CO₂ producidas por la generación eléctrica divididas por la producción total de electricidad.

Fórmulas genéricas

Tasas de variación

Se define como variación de un monto respecto a su valor anterior en términos relativos, o sea, como la razón de cambio del mismo. Se expresa como porcentaje. La tasa de variación puede ser “puntual”, cuando se comparan los datos de dos períodos o puede ser una “tasa de variación media acumulada”, cuando se calcula en función de los datos iniciales y final de una serie de valores.

Fórmula de la tasa de variación puntual:

$$TV_t = \frac{M_t - M_{t-1}}{M_{t-1}} \cdot 100$$

donde:

TV_t = Tasa de variación (porcentual) en t
 t = Indica el período de tiempo
 M_t = Monto o valor en el instante t
 M_{t-1} = Monto en el instante anterior $t - 1$

Fórmula de la tasa de variación media acumulada:

$$\overline{TV}_{t+n}^t = \left[\left(\frac{M_{t+n}}{M_t} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \right] \cdot 100$$

donde:

\overline{TV}_{t+n}^t = Tasa de variación media acumulada
entre $t + n$ y t
 M_t = Monto o valor en el instante t
 M_{t+n} = Monto en el instante posterior $t + n$

The image features a futuristic digital interface. A hand is shown interacting with a glowing globe that has 'PBI' and 'PIB' labels. To the right, a world map is displayed with numerical values (50, 60, 70, 80) and a bar chart. The background is a dark blue gradient with white and green geometric lines. In the bottom right corner, there are printed documents with charts, including a pie chart and a bar chart, with the word 'INVESTMENT' visible.

Estadísticas e indicadores energéticos agregados de América Latina y el Caribe y del Mundo



AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	658,668
Superficie (km ²)	20,397,604
Densidad de población (hab. / km ²)	32
Población urbana (%)	81
PIB USD 2018 (MUSD)	5,618,601
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	10,508,074
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	16

Sector Energético 2022



¹ Incluye consumo no energético.

² No Incluye consumo propio del sector energético.

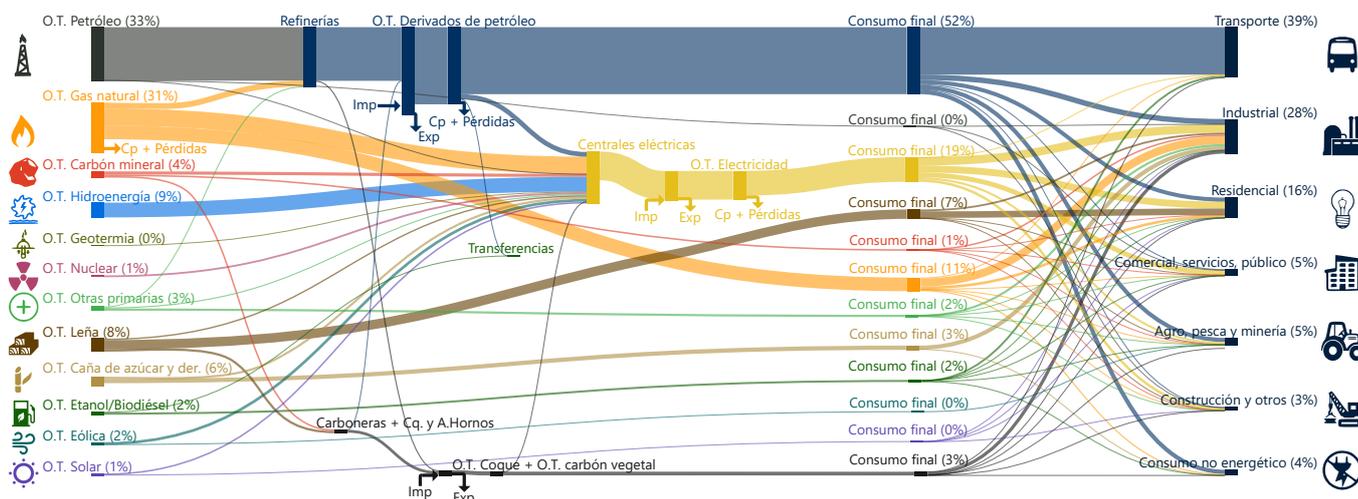
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,246	1.01	97.54	932	1,079	284	407	667 ¹	7,604	501	0.08 / 0.06	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

1. Los diagramas Sankey que se presentan en los capítulos de ALC y por país han sido elaborados con base en las siguientes consideraciones:

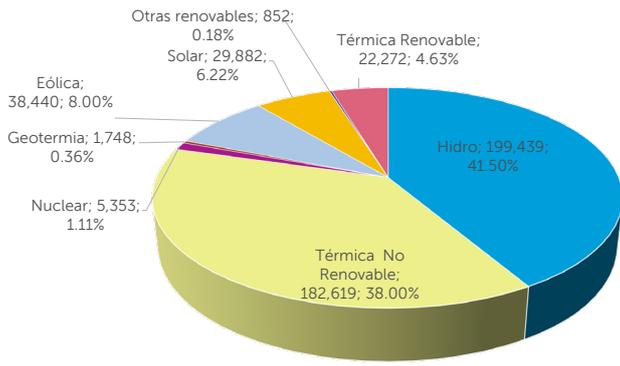
- Oferta Total (O.T.) = Producción + Importación - Exportación +/- Variación de Inventario - No Aprovechado.
- Otras primarias incluyen: Biogás, residuos vegetales, productos de caña, leña, solar y eólica (Esto aplica a cada país dependiendo de la disponibilidad de fuentes de energía que tenga cada uno).
- Los insumos de Otras primarias a Refinerías, hace referencia a los centros de transformación destilerías u otros centros (plantas de biodiésel), siendo las salidas etanol o biodiésel.

2. La información del Cono Sur que se presenta en este capítulo no incluye Brasil dado que este país es considerado como una subregión.

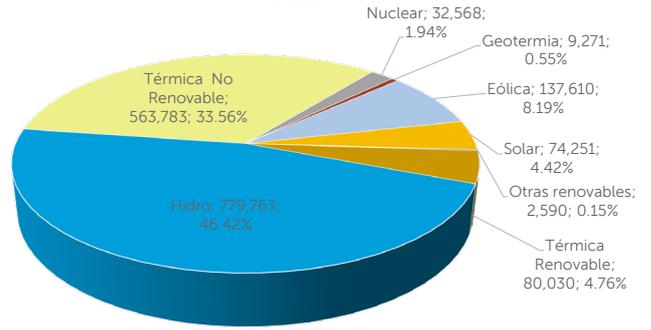
Balance energético resumido 2022



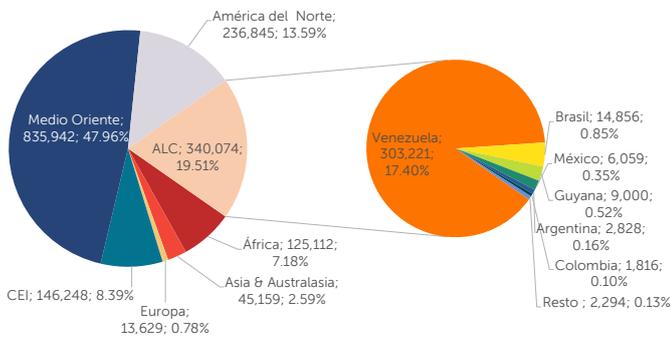
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC [MW; %]
2022



Generación eléctrica ALC por fuente [GWh; %]
2022

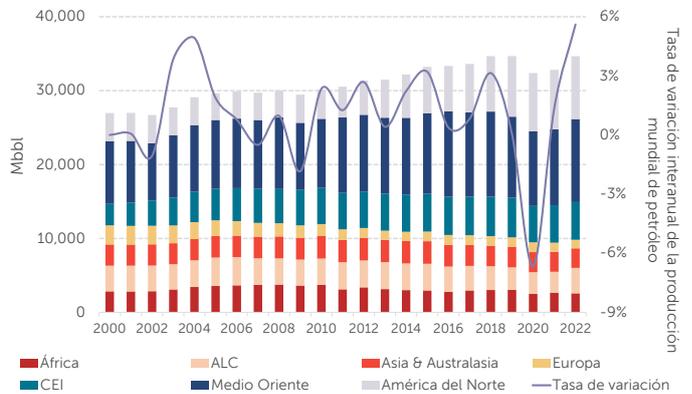


Reservas probadas mundiales de petróleo [Mbbbl, %]
2022

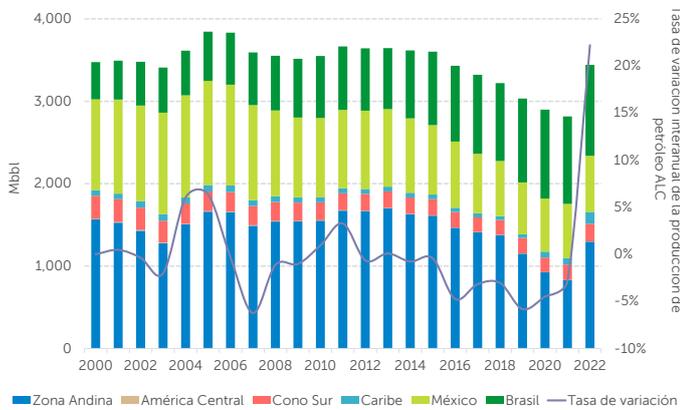


Total: 1,743,008 Mbbbl

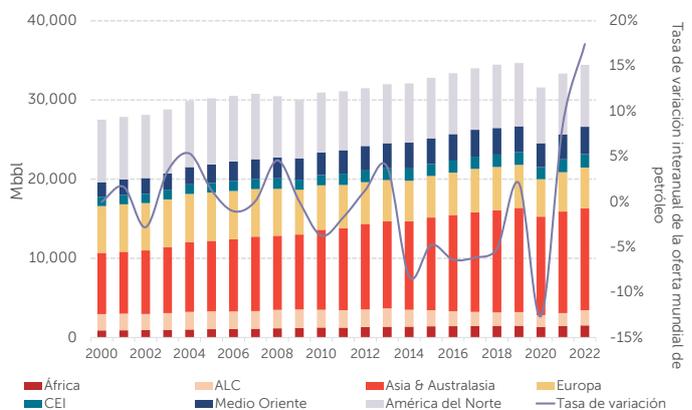
Producción mundial de petróleo por subregiones



Producción de petróleo ALC por subregiones

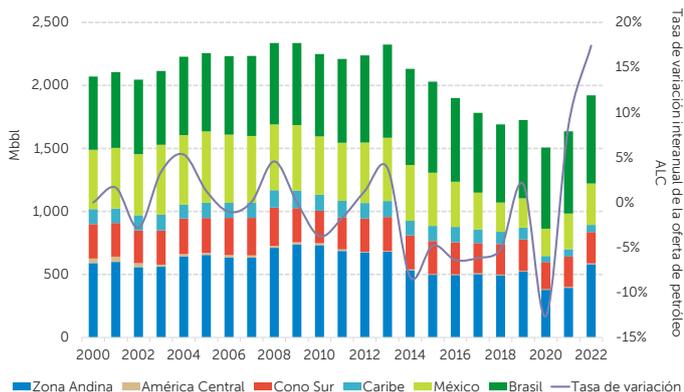


Oferta total mundial de petróleo por subregiones

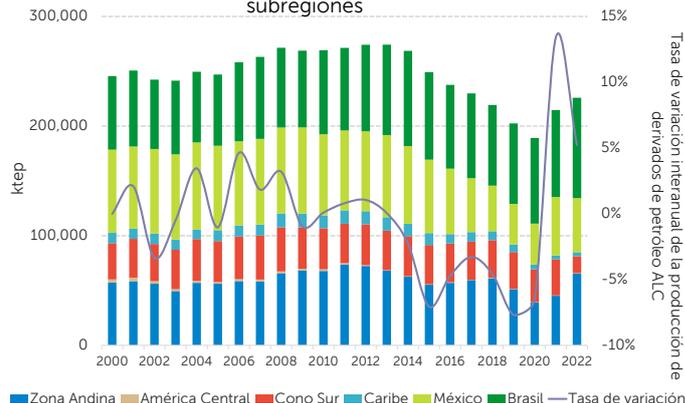


ALC

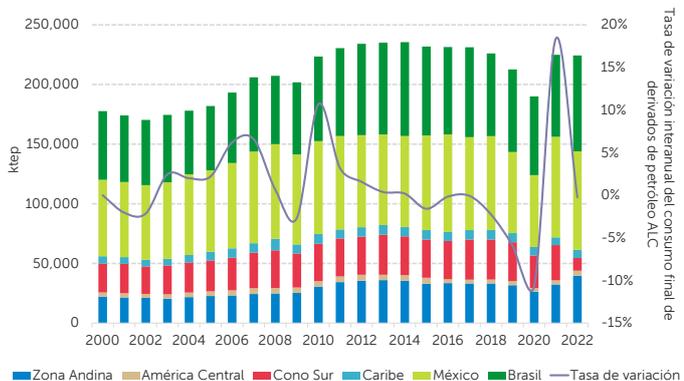
Oferta total de petróleo ALC por subregiones



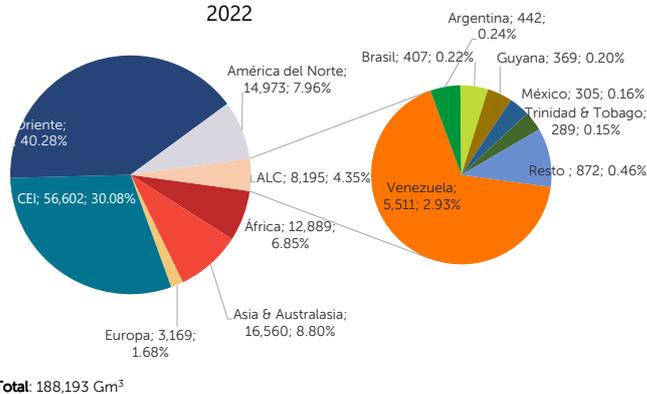
Producción de derivados de petróleo ALC por subregiones



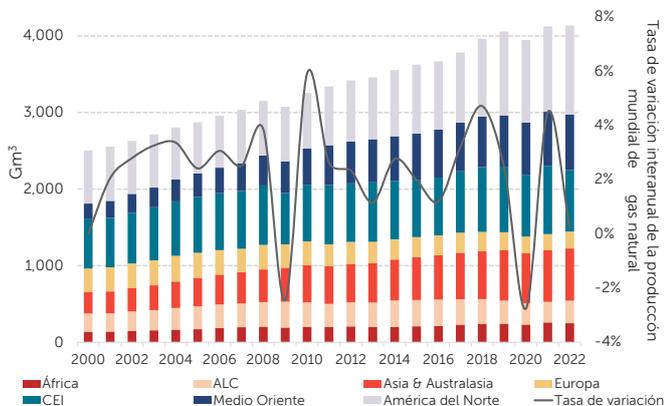
Consumo final de derivados de petróleo ALC por subregiones



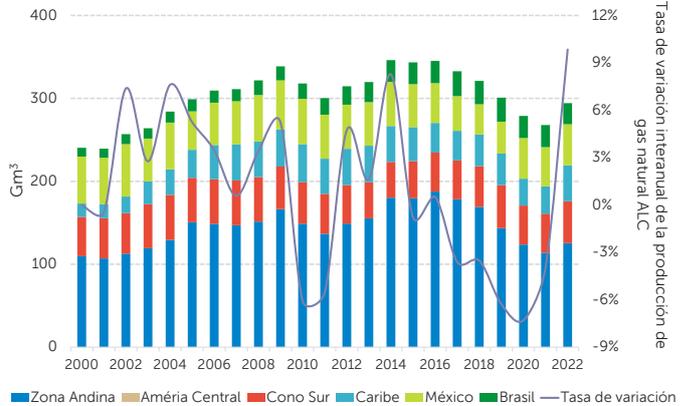
Reservas probadas mundiales de gas natural [Gm³, %] 2022



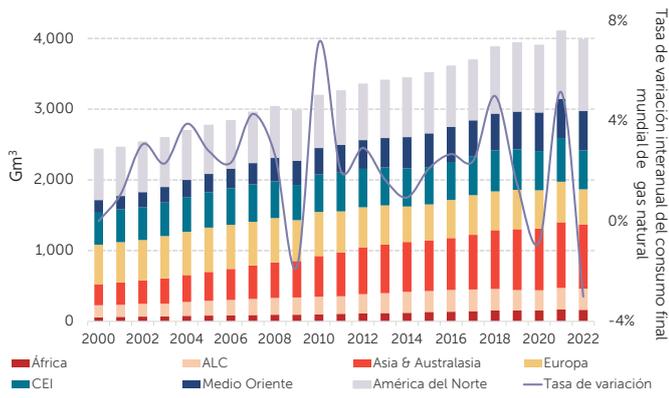
Producción mundial de gas natural



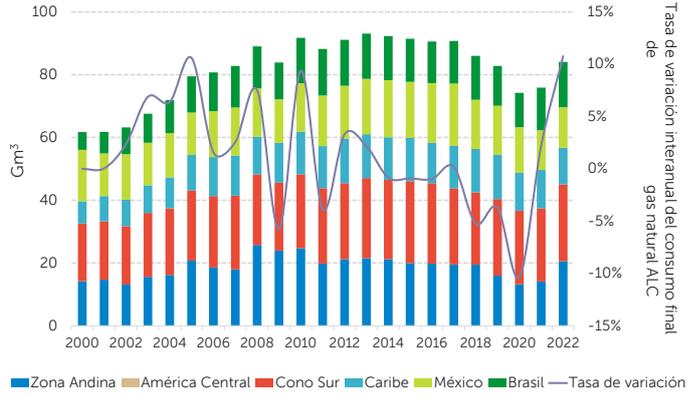
Producción de gas natural ALC por subregiones



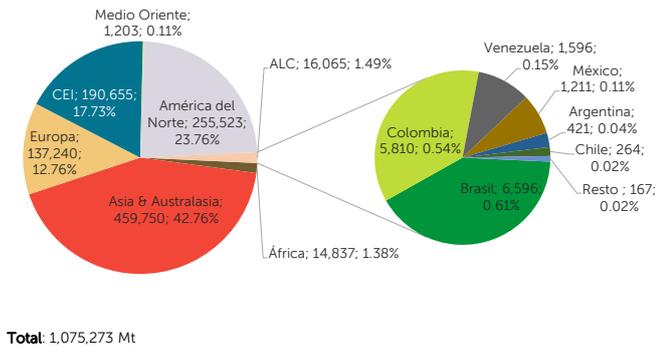
Consumo final mundial de gas natural



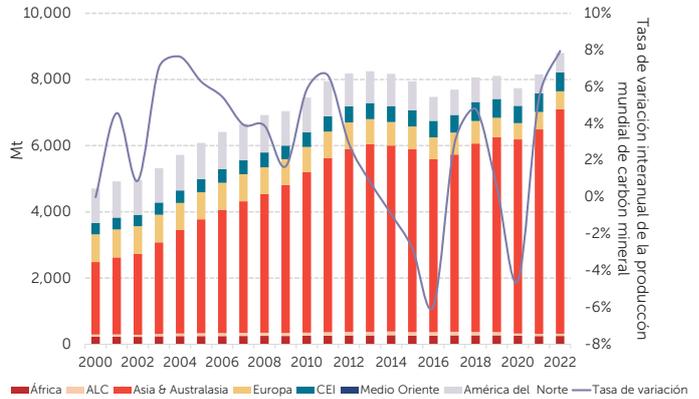
Consumo final de gas natural ALC por subregiones



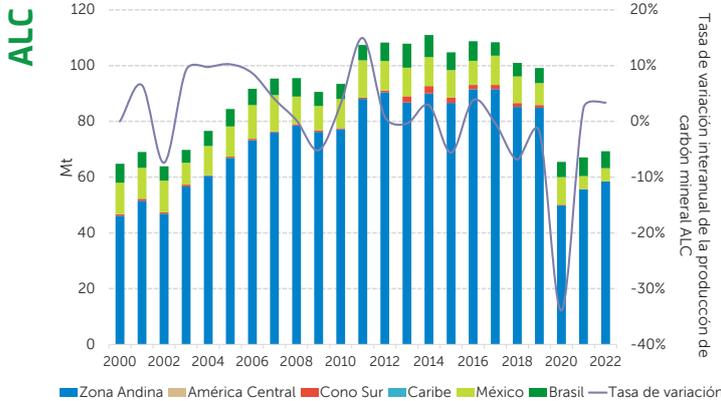
Reservas probadas mundiales de carbón mineral [Mt, %] 2022



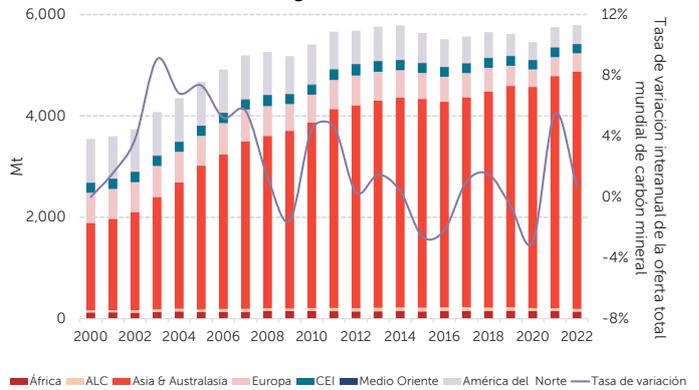
Producción mundial de carbón mineral



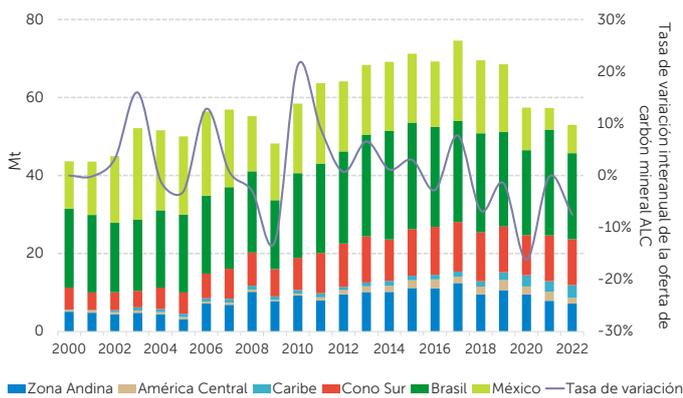
Producción de carbón mineral ALC por subregiones



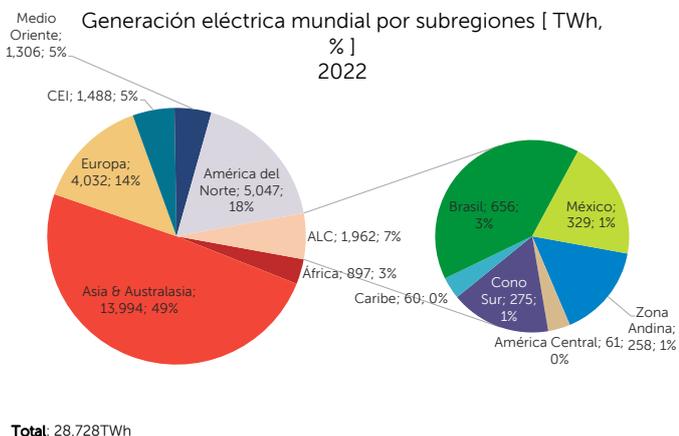
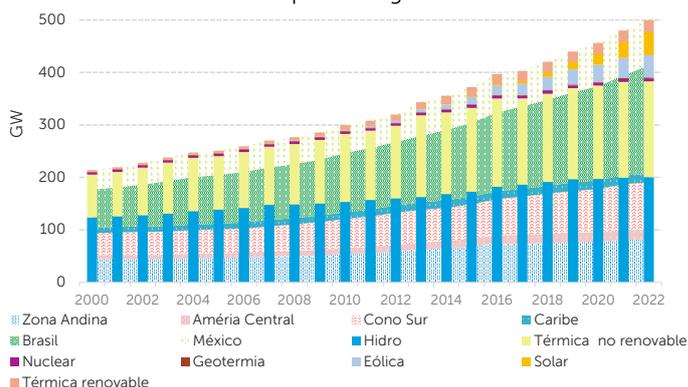
Oferta total mundial de carbón mineral por subregiones



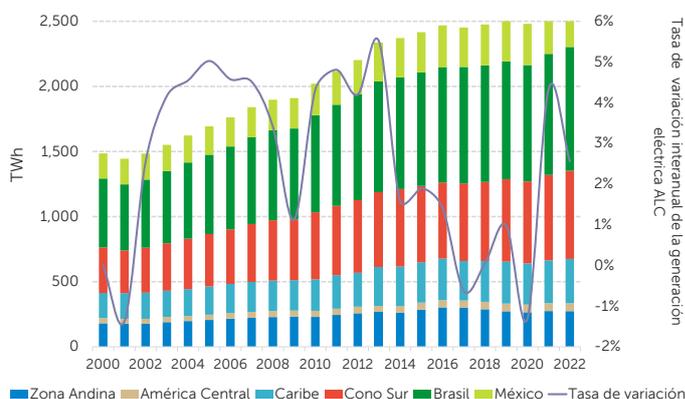
Oferta total de carbón mineral ALC por subregiones



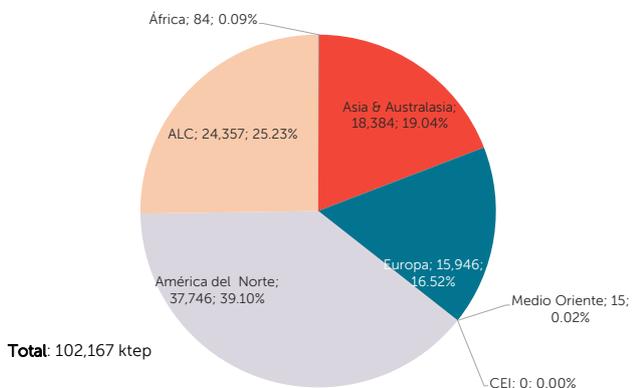
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones



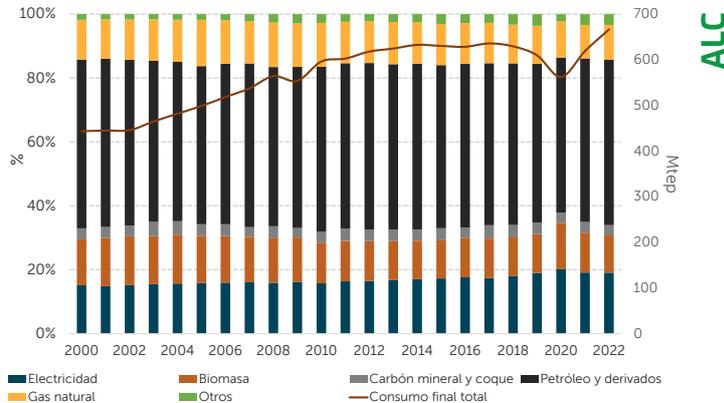
Generación eléctrica ALC por subregiones

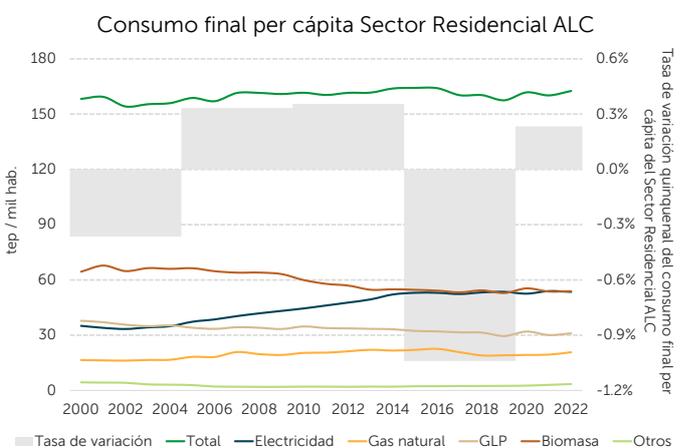
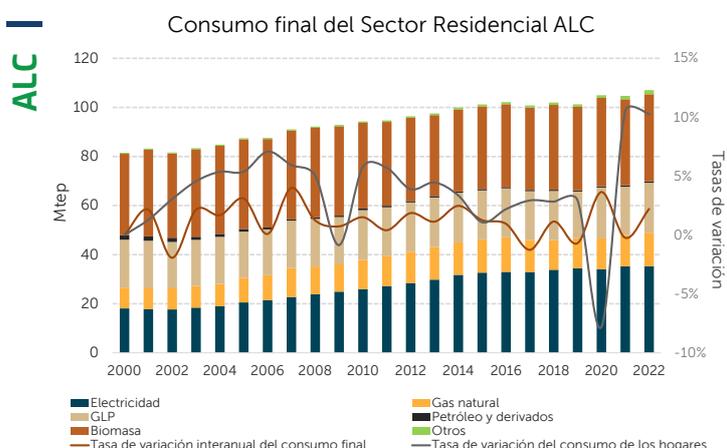
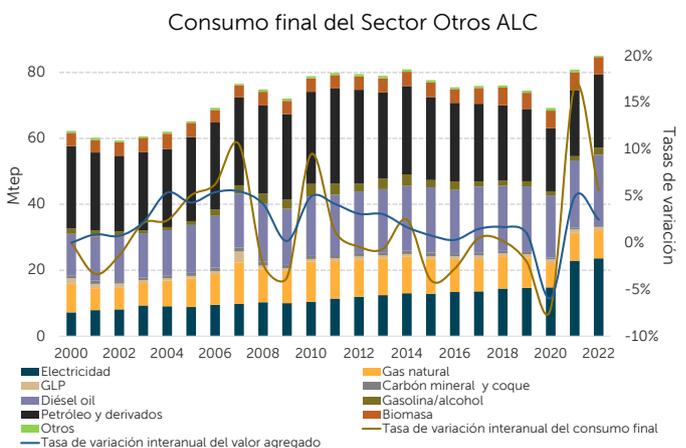
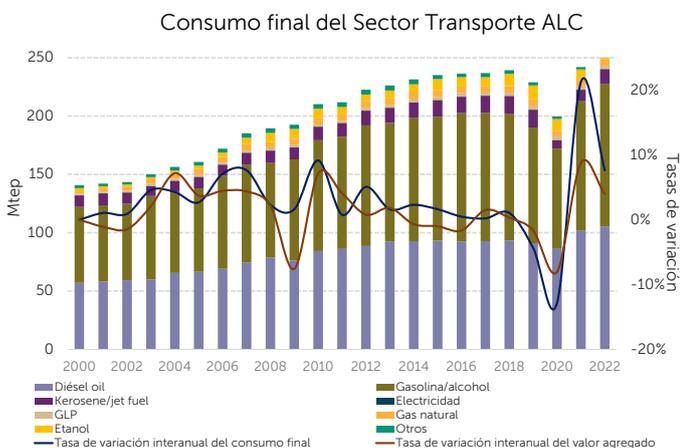
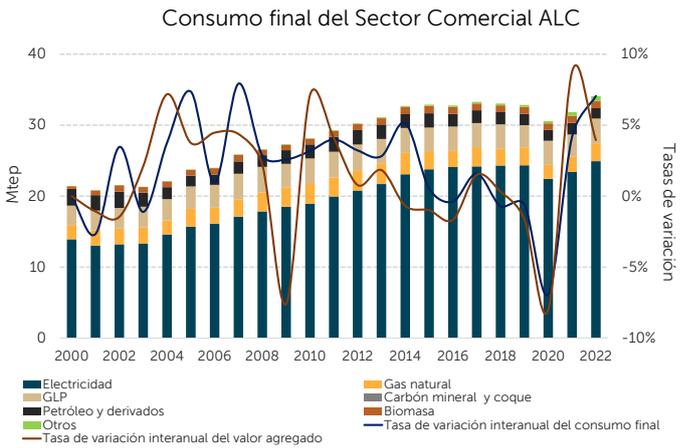
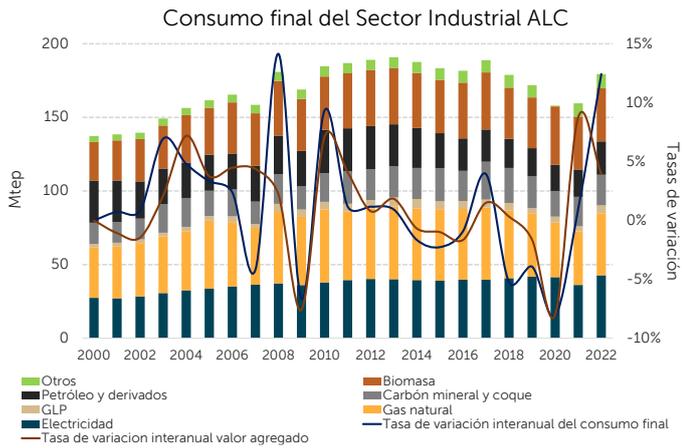


Producción mundial de biocombustibles [ktep] 2022



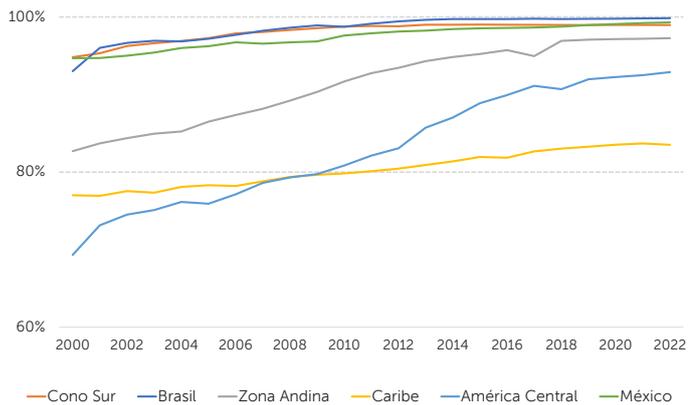
Consumo final de energía por fuente ALC



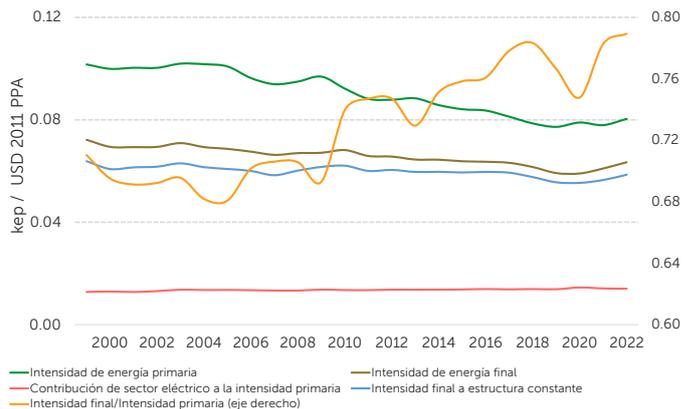


ALC

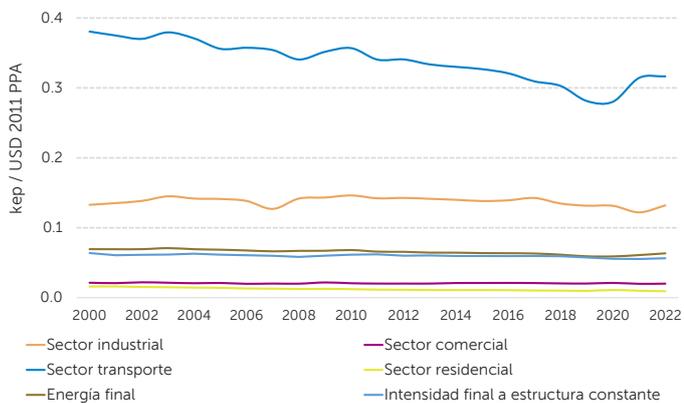
Tasa de electrificación ALC por subregiones



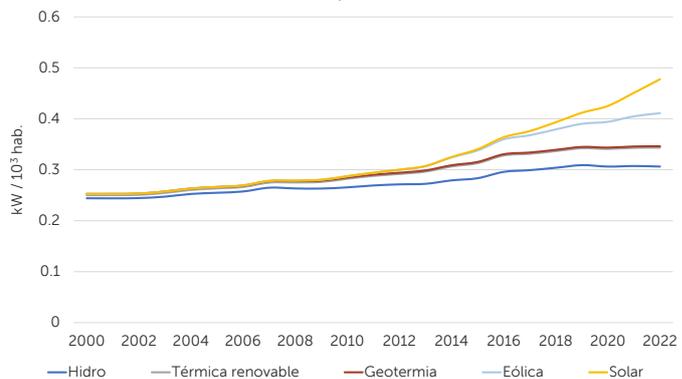
Intensidades energéticas ALC



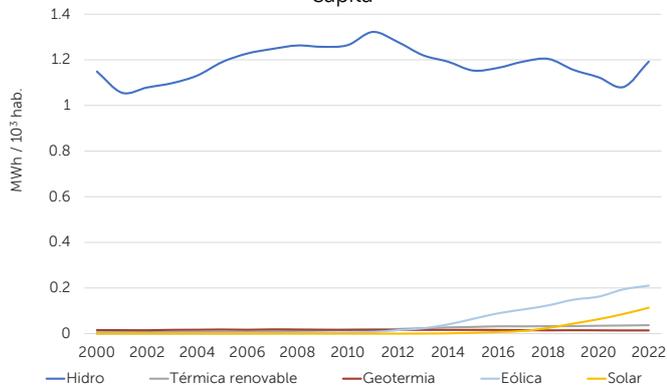
Intensidades energéticas sectoriales ALC



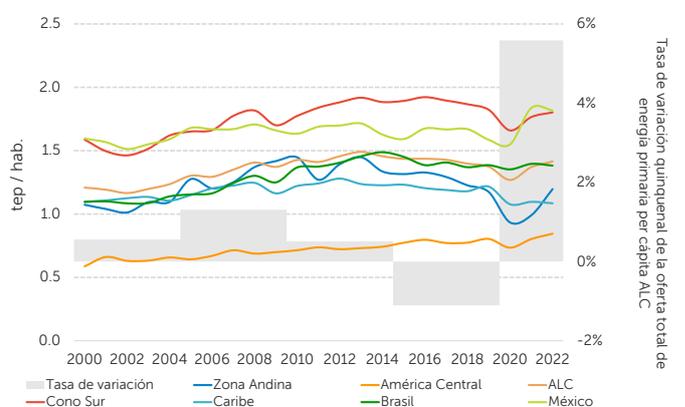
Capacidad instalada renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



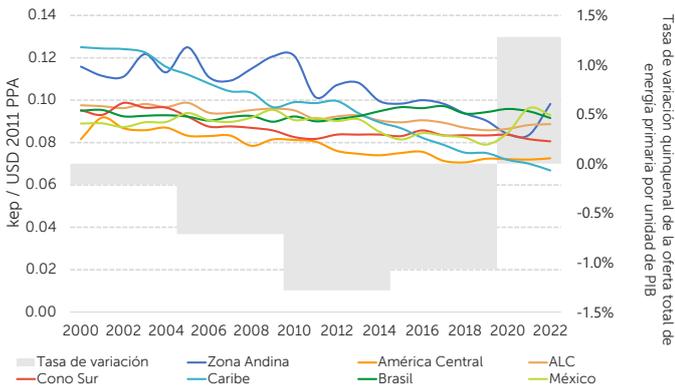
Oferta total de energía per cápita ALC y subregiones



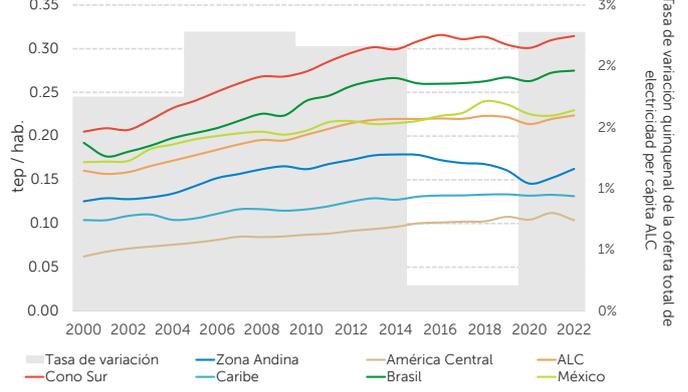
Tasa de variación quinquenal de la oferta total de energía primaria per cápita ALC

ALC

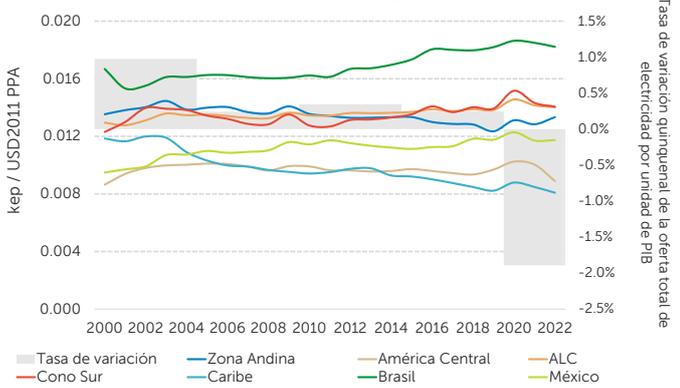
Oferta total de energía primaria por unidad de PIB ALC y subregiones



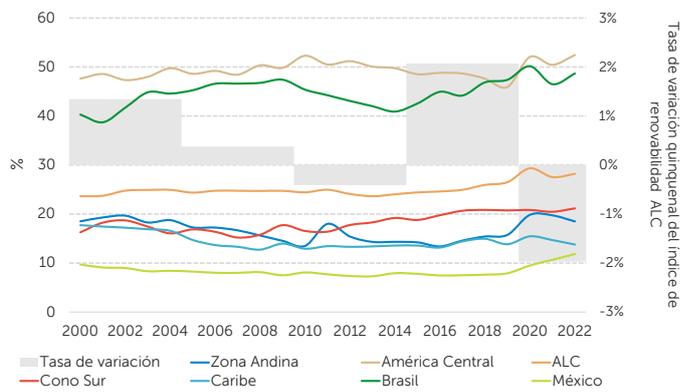
Oferta total de electricidad per cápita ALC y subregiones



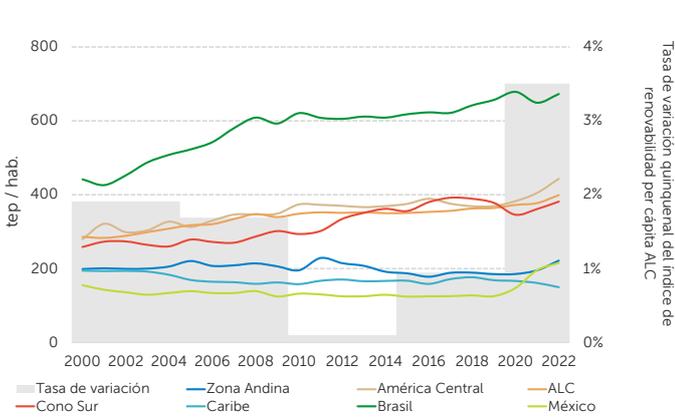
Oferta total de electricidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



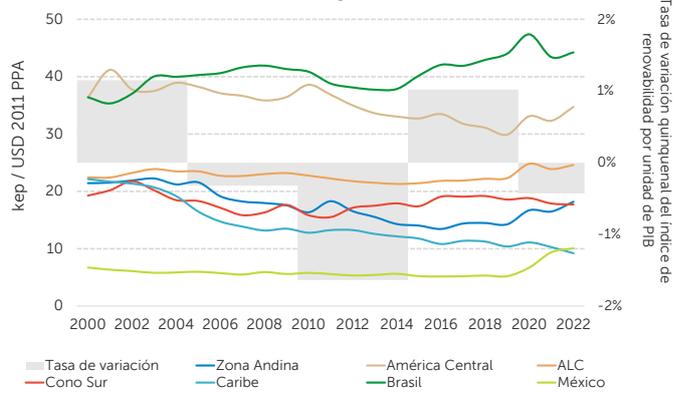
Índice de renovabilidad ALC y subregiones



Índice de renovabilidad per cápita ALC y subregiones

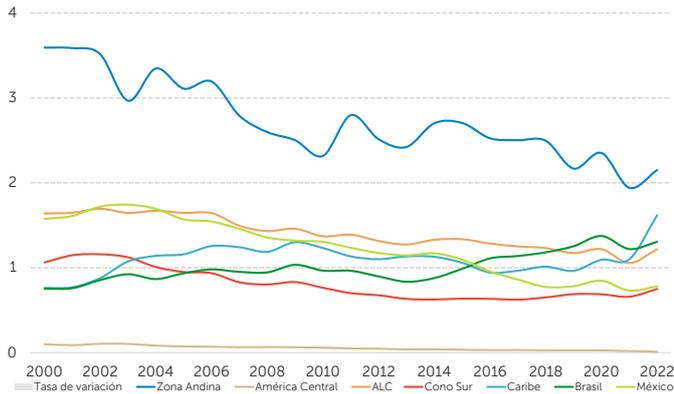


Índice de renovabilidad por unidad de PIB para ALC y subregiones

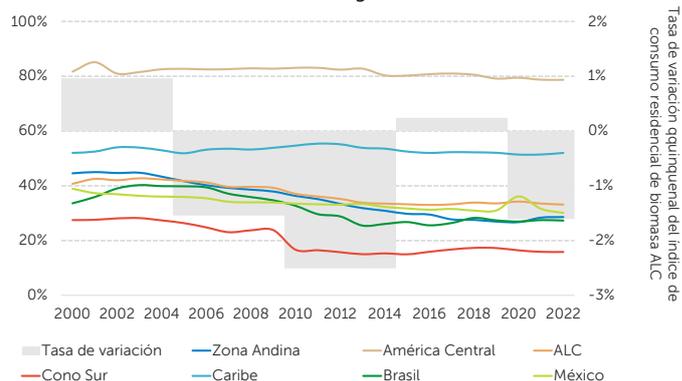


ALC

Índice de autarquía hidrocarburífera ALC y subregiones

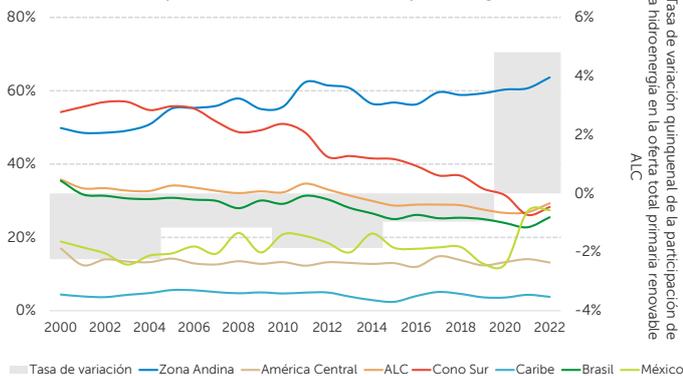


Índice de consumo residencial de biomasa ALC y subregiones



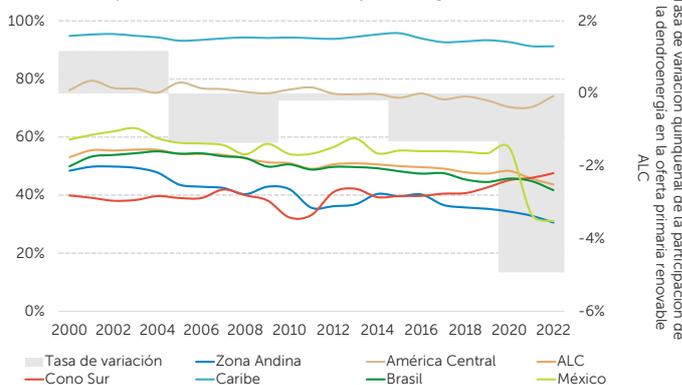
Tasa de variación quinquenal del índice de consumo residencial de biomasa ALC

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC y subregiones



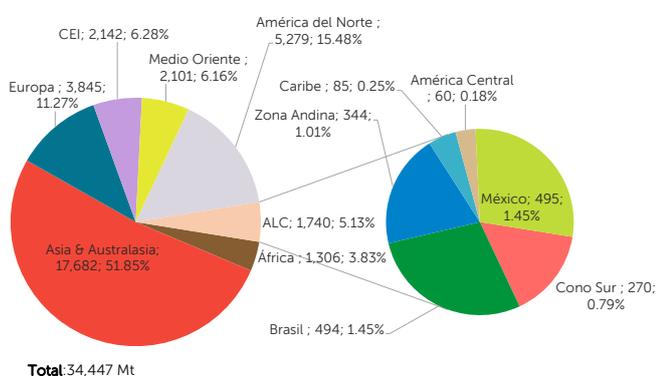
Tasa de variación quinquenal de la participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC

Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable ALC y subregiones

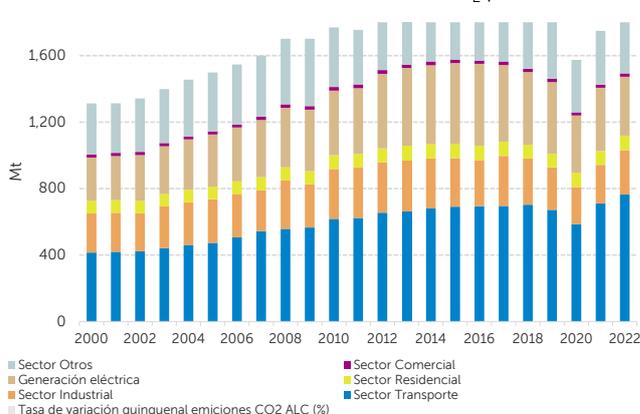


Tasa de variación quinquenal de la participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable ALC

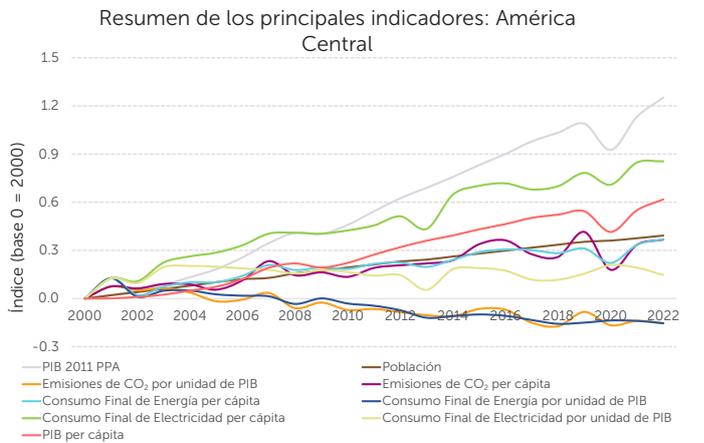
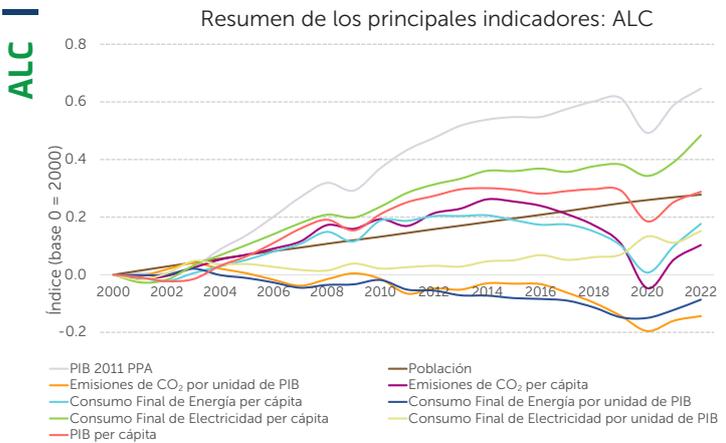
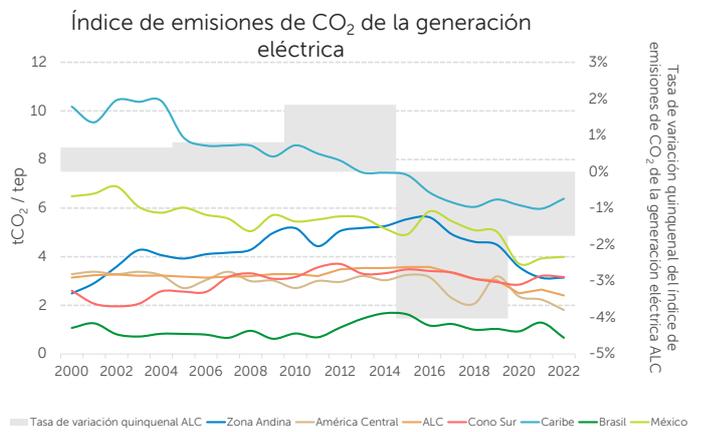
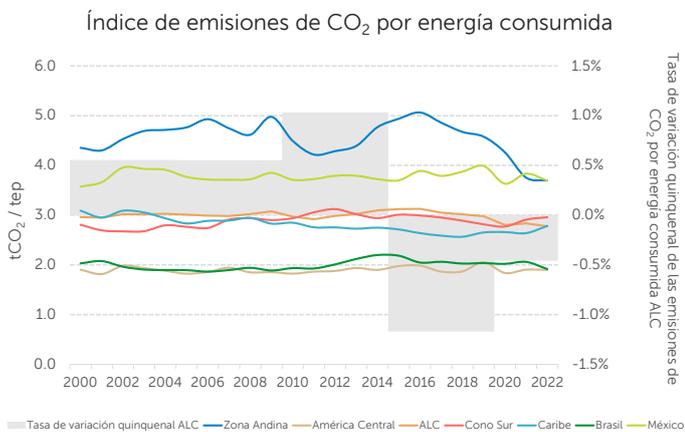
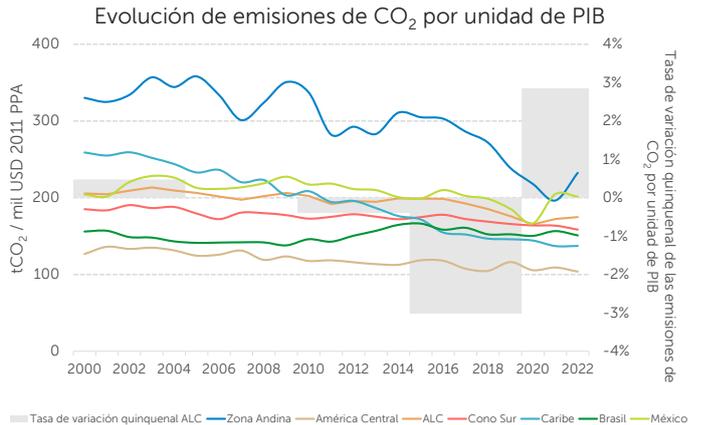
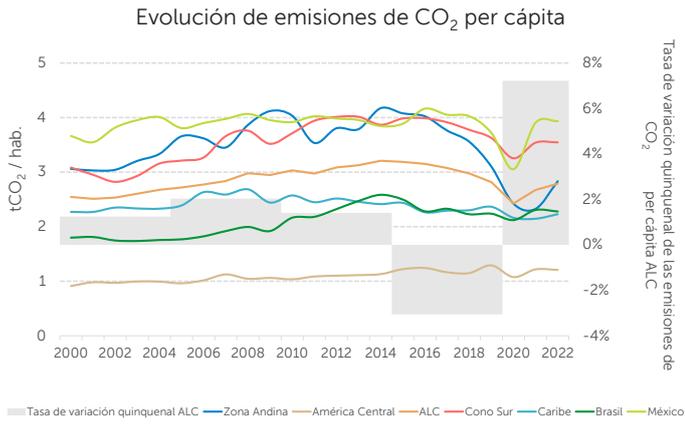
Emisiones mundiales de CO₂ por subregiones [Mt; %] 2022



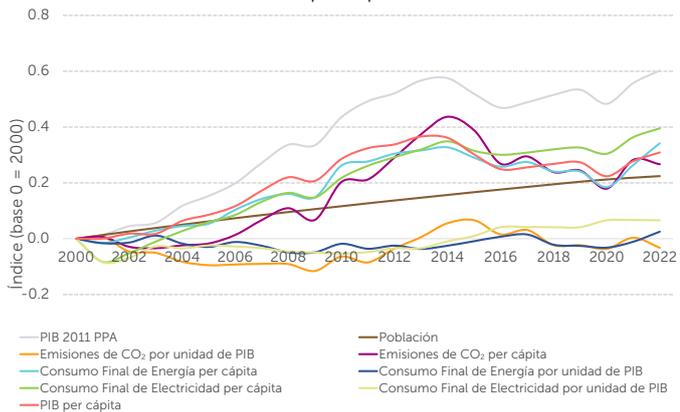
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



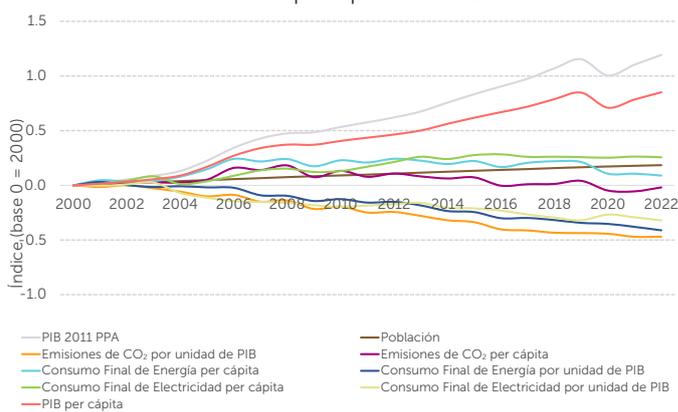
ALC



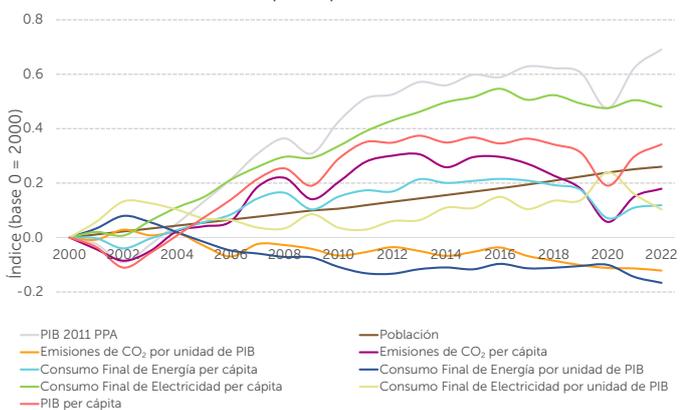
Resumen de los principales indicadores: Brasil



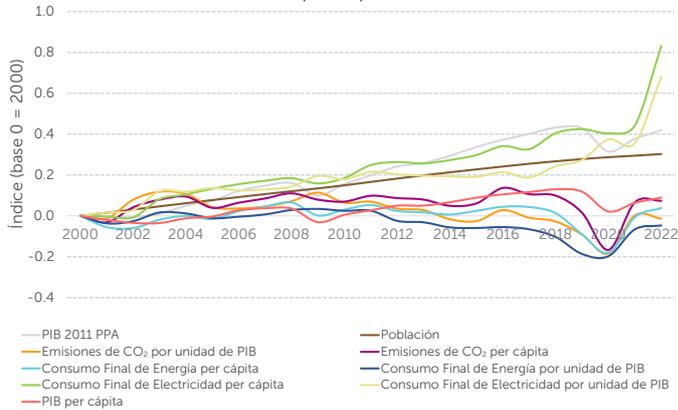
Resumen de los principales indicadores: Caribe



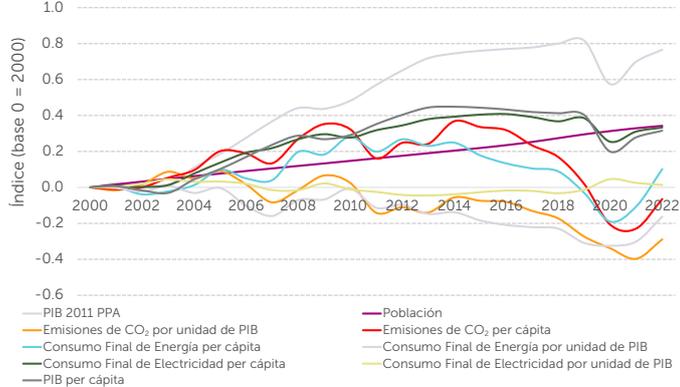
Resumen de los principales indicadores: Cono Sur



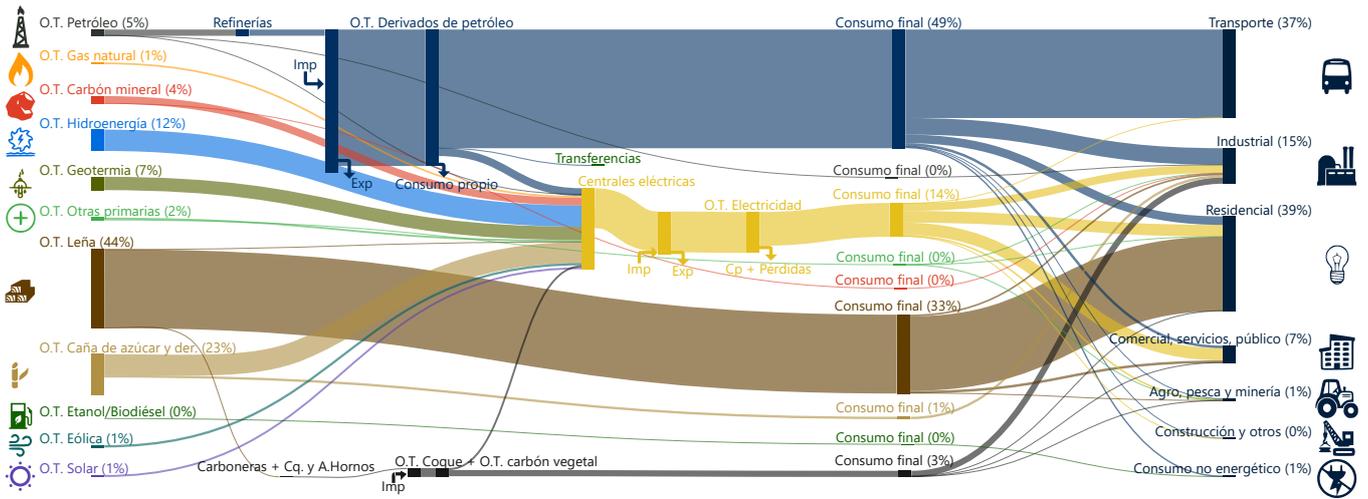
Resumen de los principales indicadores: México



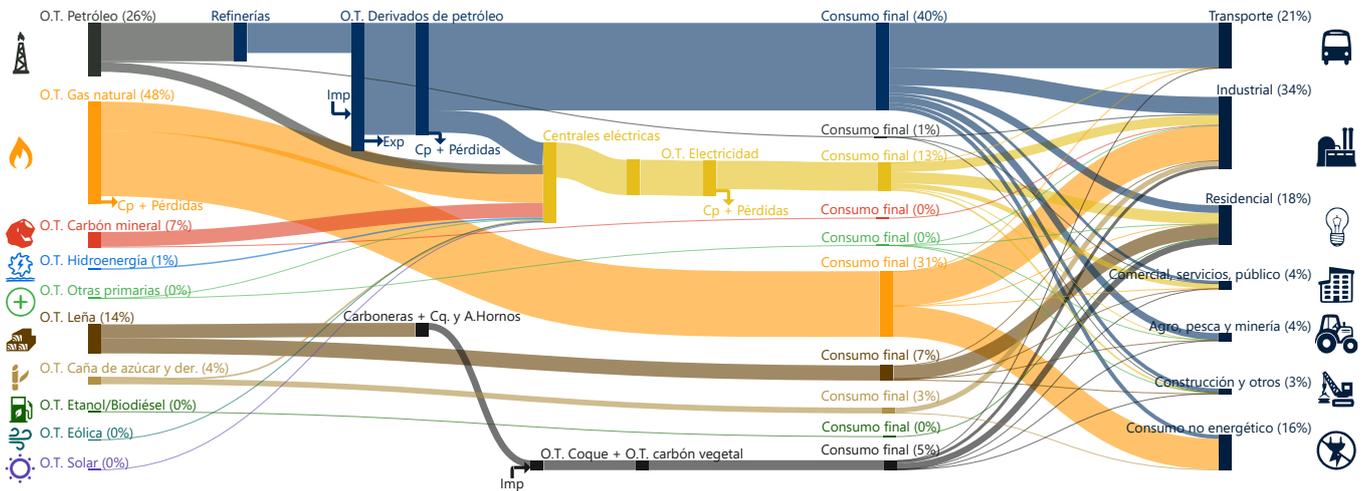
Resumen de los principales indicadores: Zona Andina



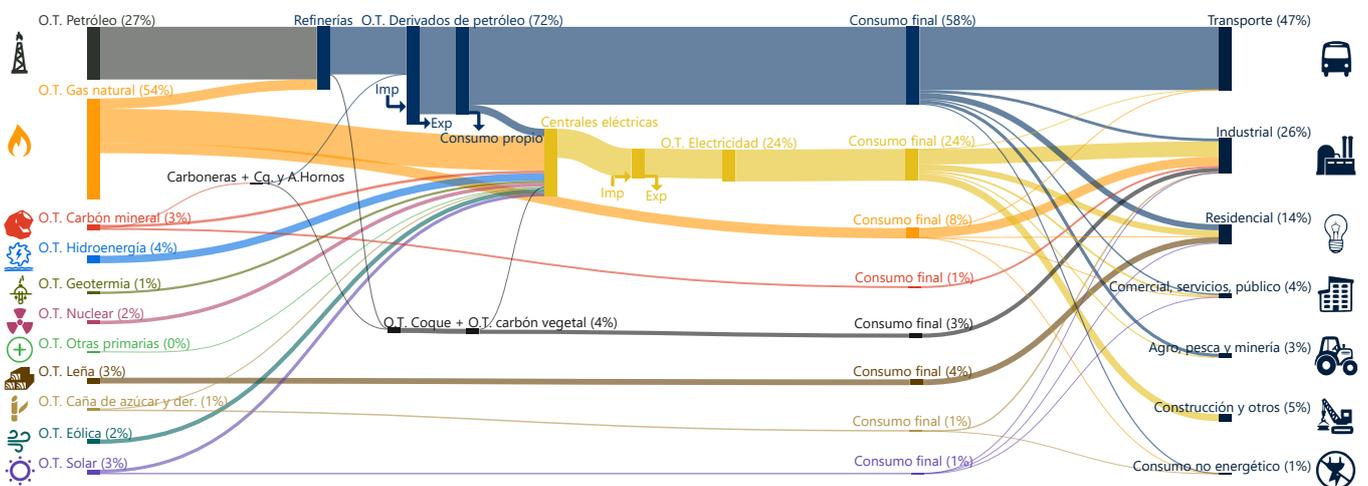
Balance energético resumido: América Central - 2022 | Oferta total de energía: 42,317 ktep



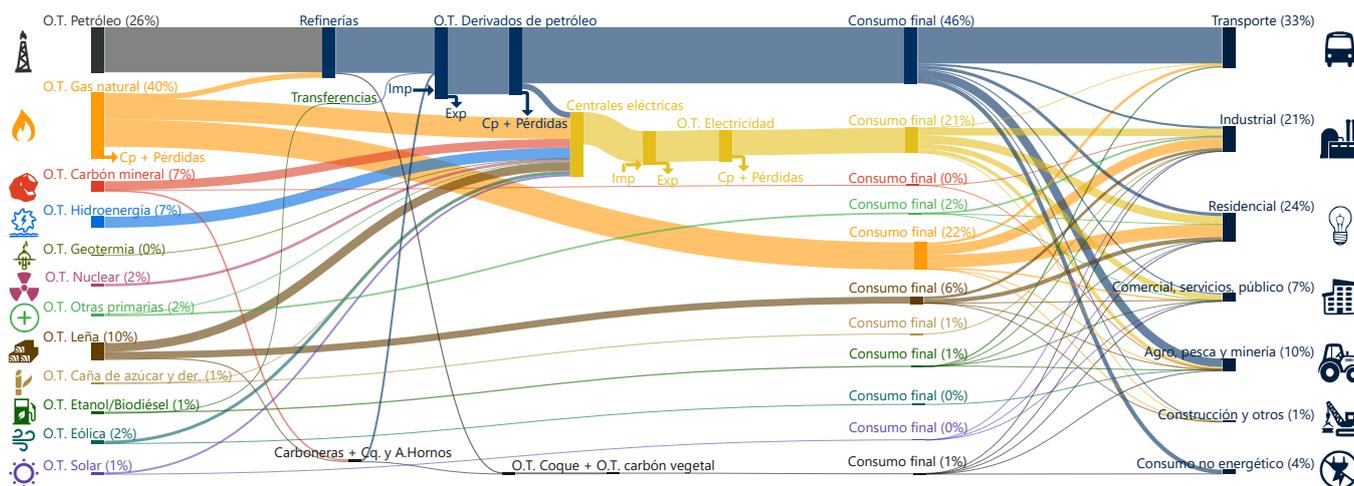
Balance energético resumido: Caribe - 2022 | Oferta total de energía: 42,941 ktep



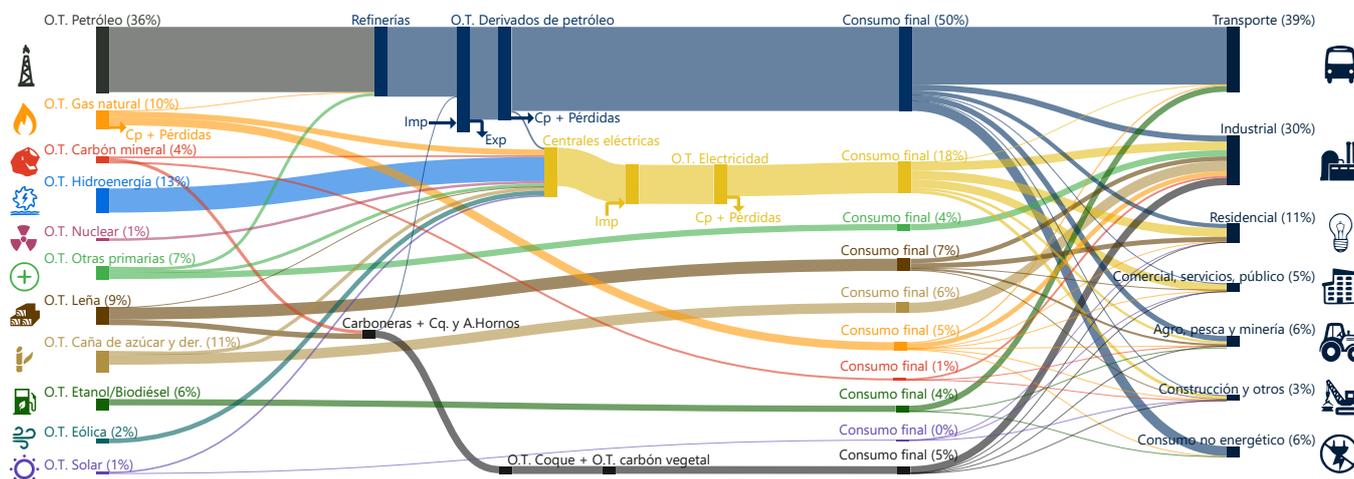
Balance energético resumido: México - 2022 | Oferta total de energía: 231,771 ktep



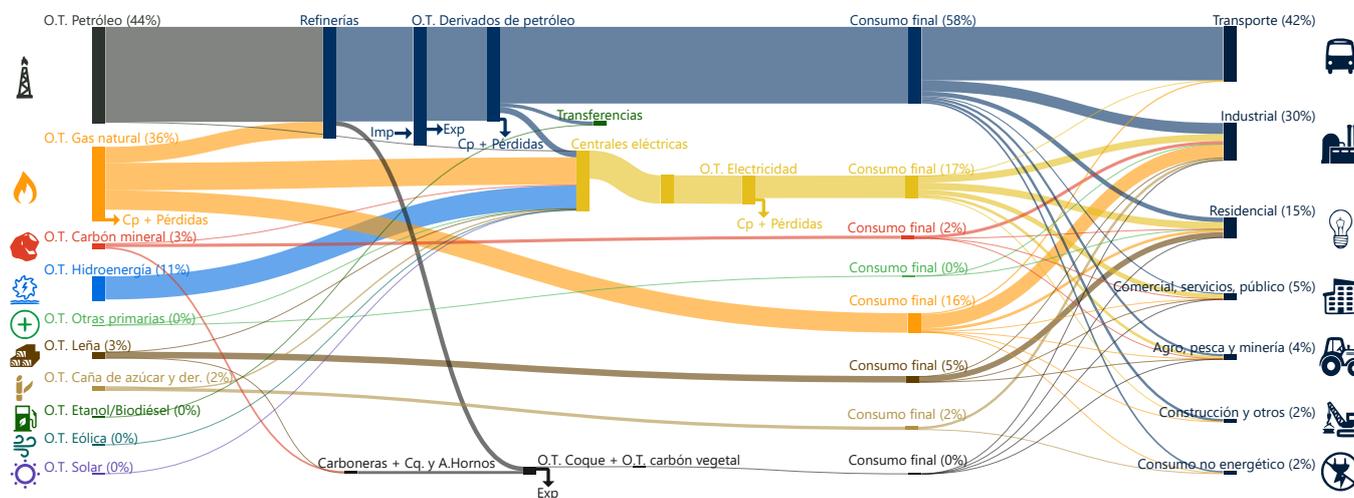
Balance energético resumido: Cono Sur - 2022 | Oferta total de energía: 138,646 ktep



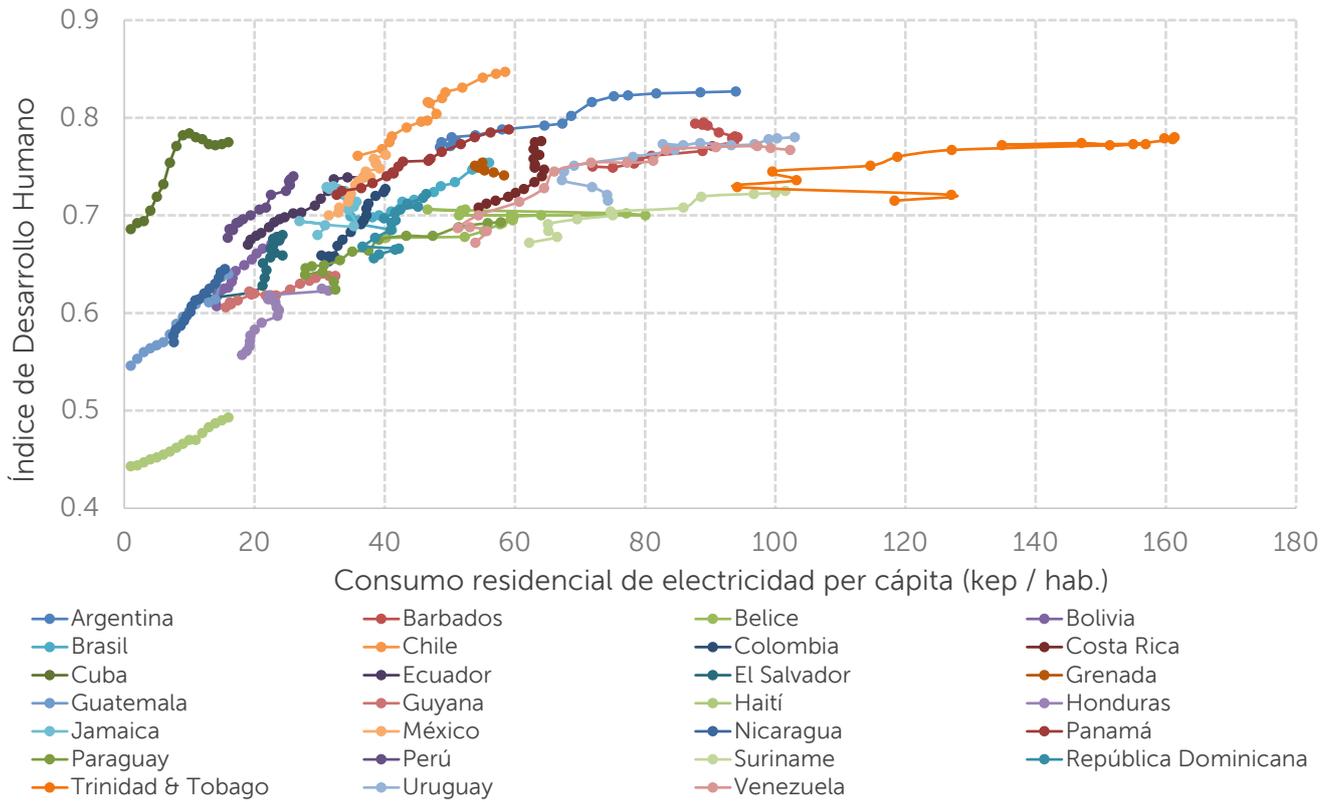
Balance energético resumido: Brasil - 2022 | Oferta total de energía: 297,593 ktep



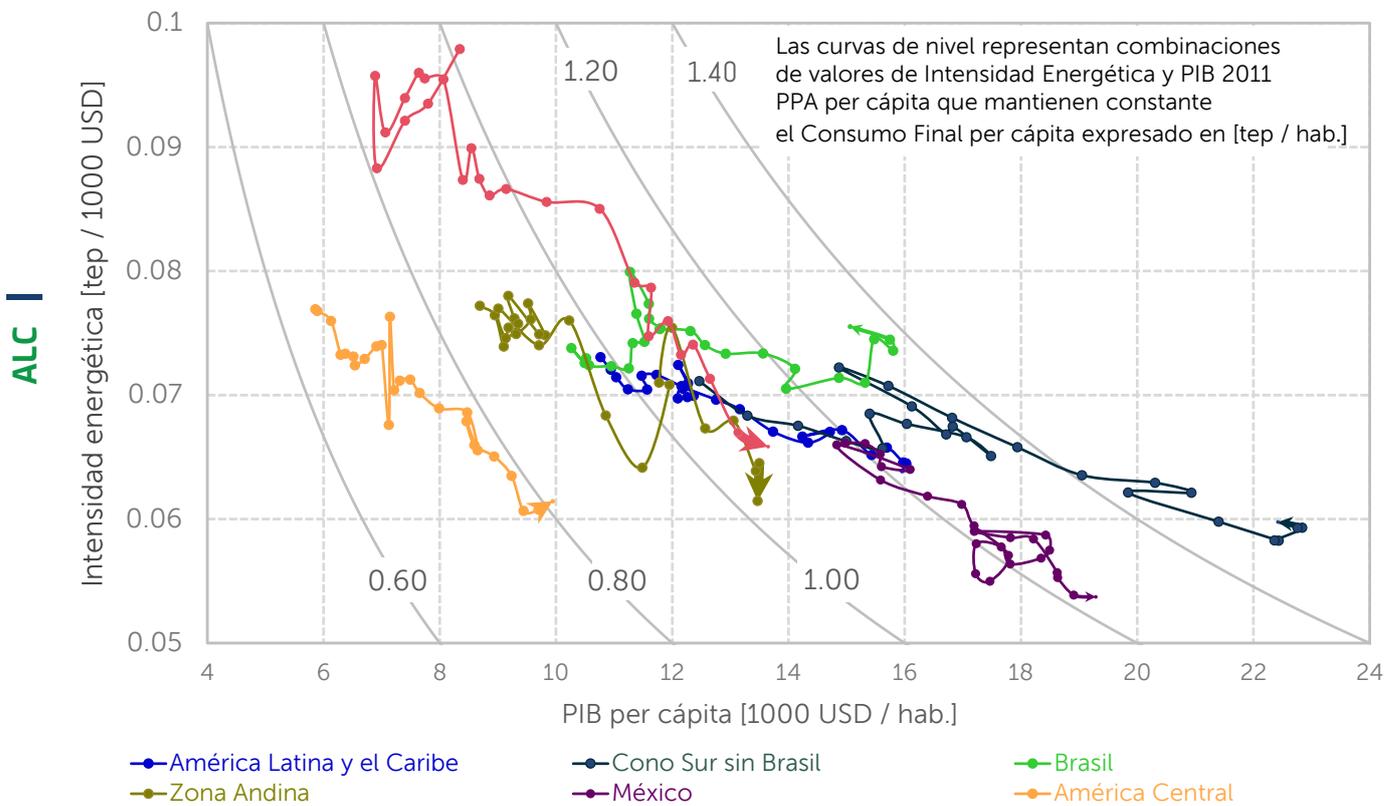
Balance energético resumido: Zona Andina - 2022 | Oferta total de energía: 178,741 ktepp



Índice de Desarrollo Humano y Consumo residencial de electricidad per cápita



Sendero energético regional



The background of the page is a complex digital visualization. It features a central globe with glowing orange and yellow city lights. Overlaid on the globe are various data elements: a network of blue nodes connected by lines, a bar chart with four bars of increasing height, a circular gauge showing '48%', and another gauge showing '46%'. The overall color palette is dominated by dark blues, light blues, and greys, with green accents at the top. The text is positioned in the lower-left quadrant of the page.

Perfil energético de los Países Miembros





ARGENTINA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	46,235
Superficie (km ²)	2,780,400
Densidad de población (hab. / km ²)	17
Población urbana (%)	92
PIB USD 2018 (MUSD)	557,514 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,037,837 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	22

Sector Energético 2022



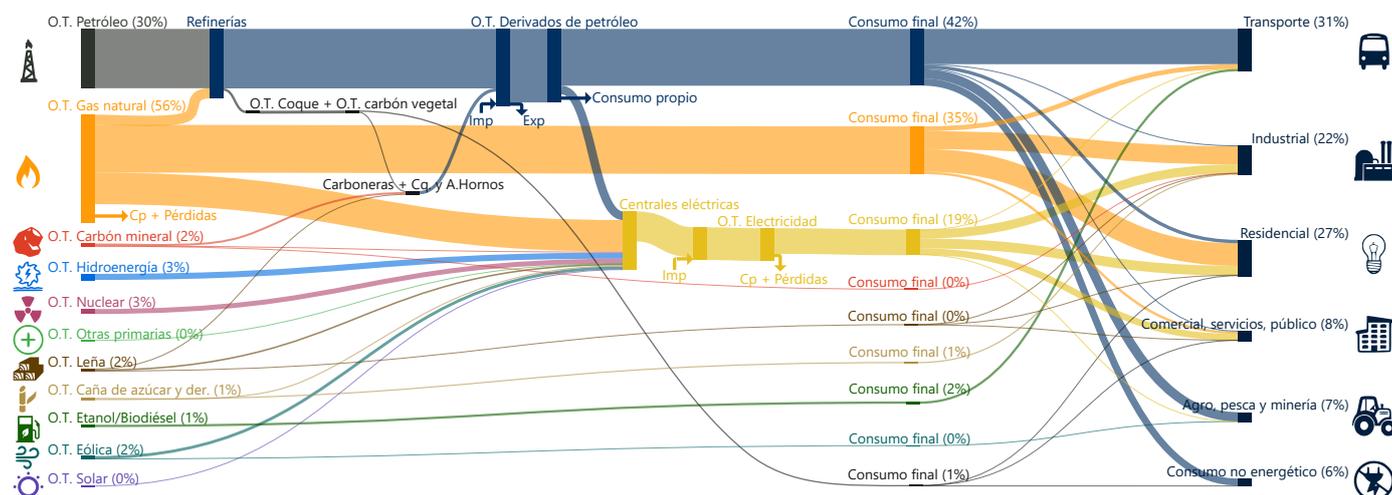
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

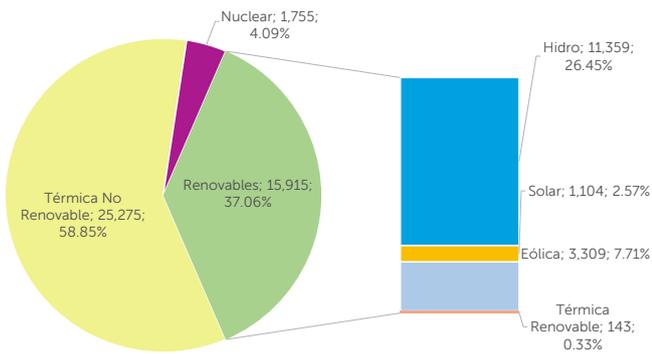
³ Dato correspondiente al año 2017.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,691	1.23	98.44	83.91	81.31	15.85	11.03	56.66	175	42.95	0.08 / 0.05	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

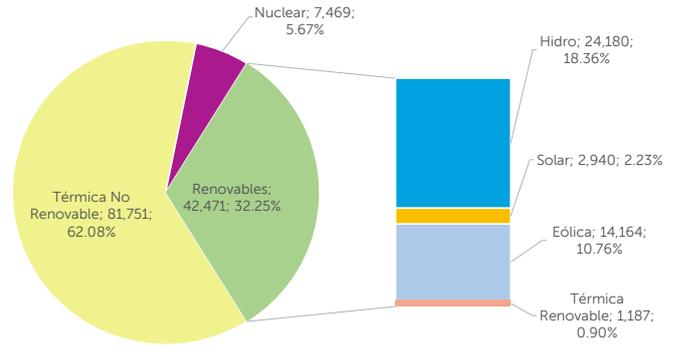
Balance energético resumido 2022



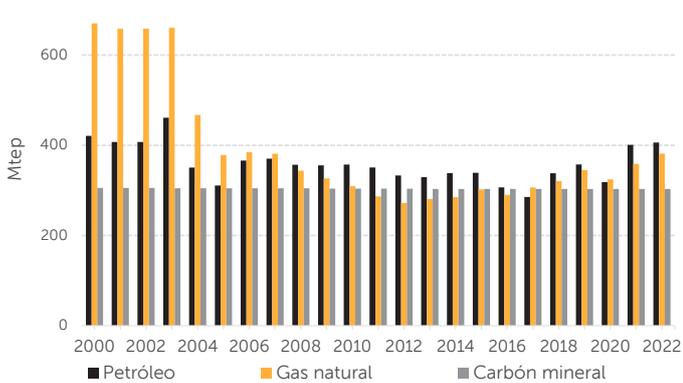
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



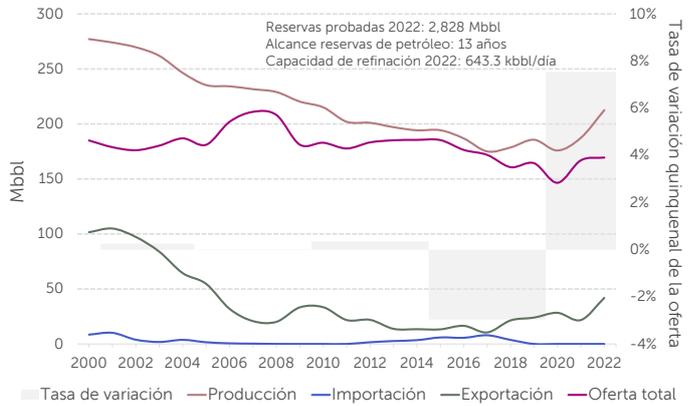
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

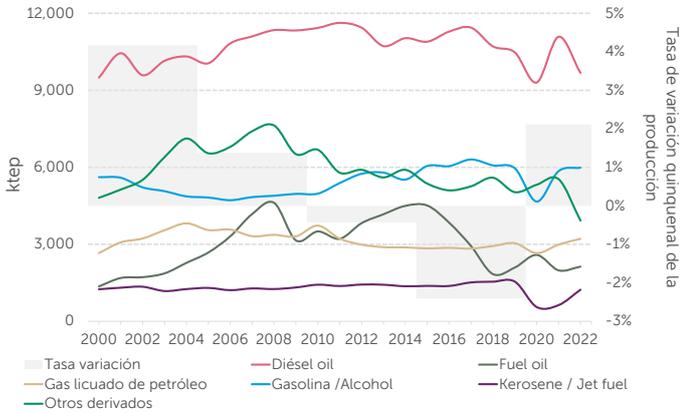


Oferta de petróleo

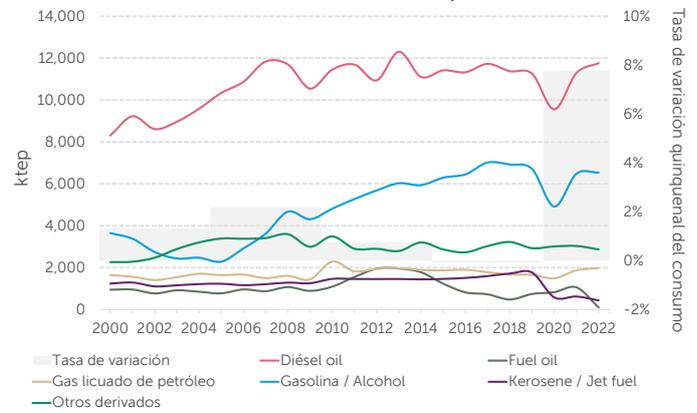


ARGENTINA

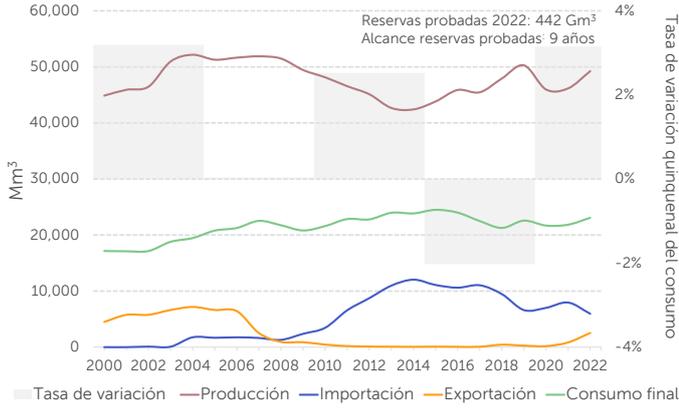
Producción derivados de petróleo



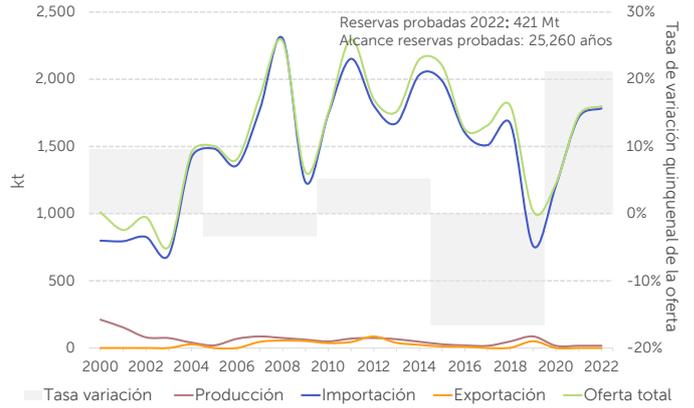
Consumo derivados de petróleo



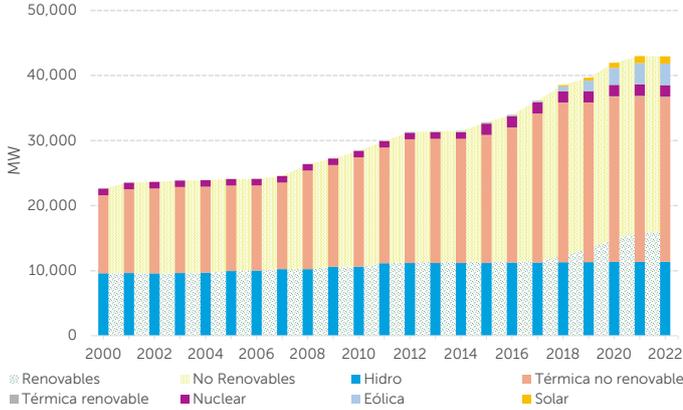
Oferta de gas natural



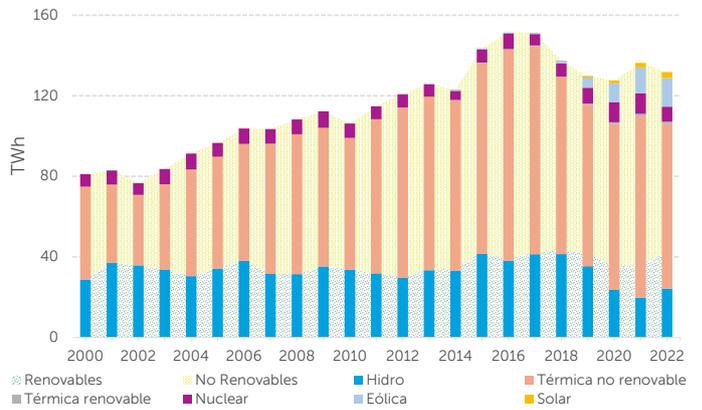
Oferta de carbón mineral



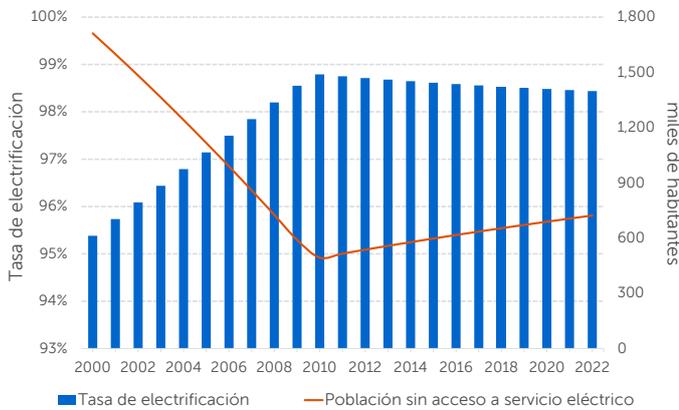
Capacidad instalada de generación eléctrica



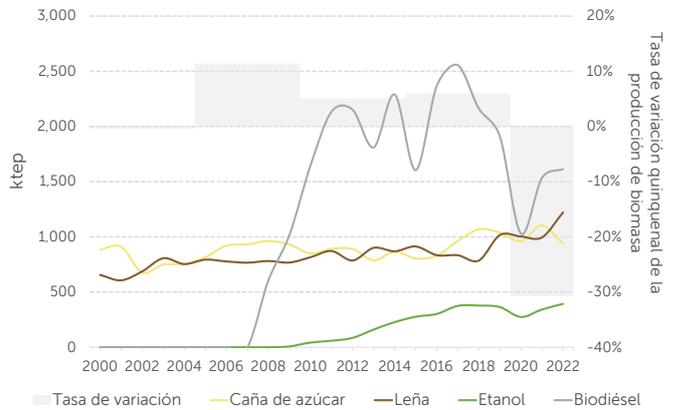
Generación eléctrica



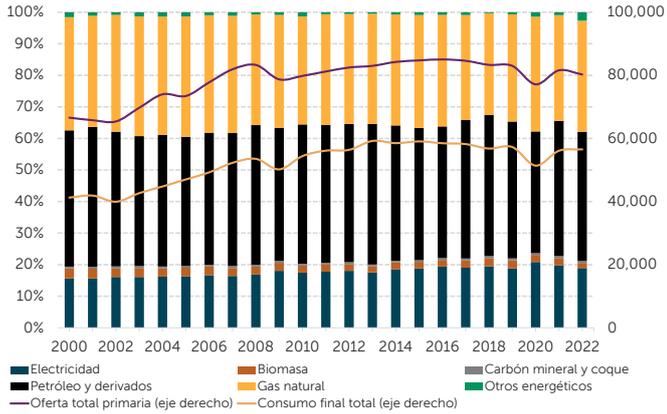
Tasa de electrificación



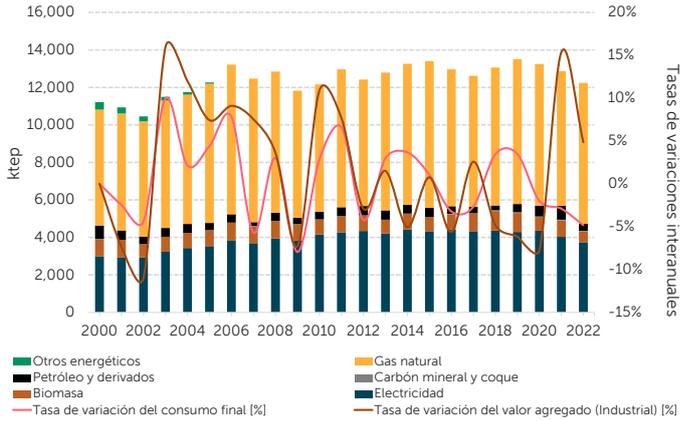
Producción de biomasa y biocombustibles



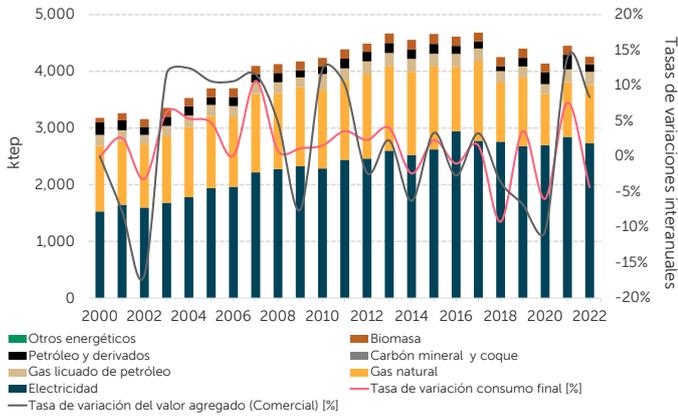
Consumo final de energía por fuente de energía



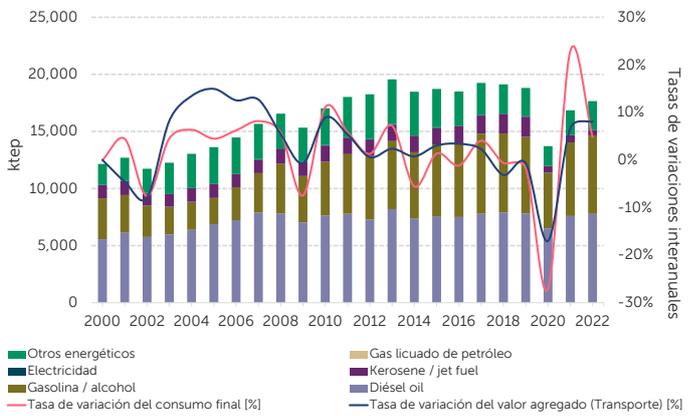
Consumo final del Sector Industrial



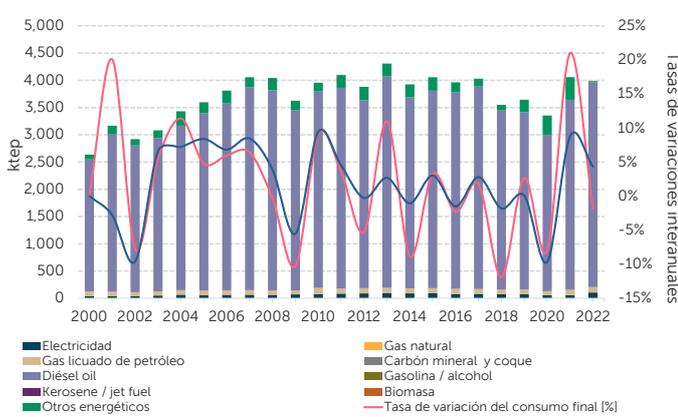
Consumo final del Sector Comercial



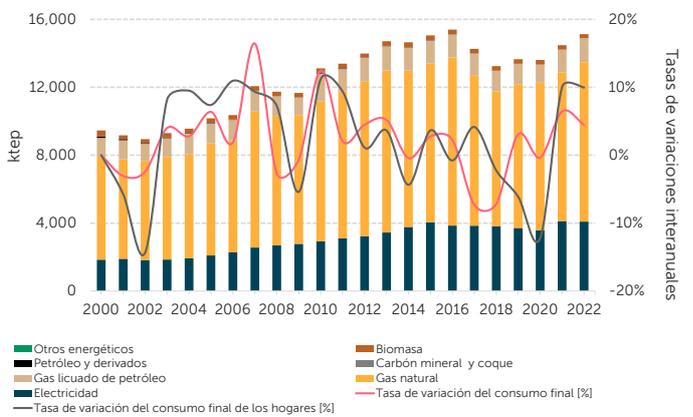
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

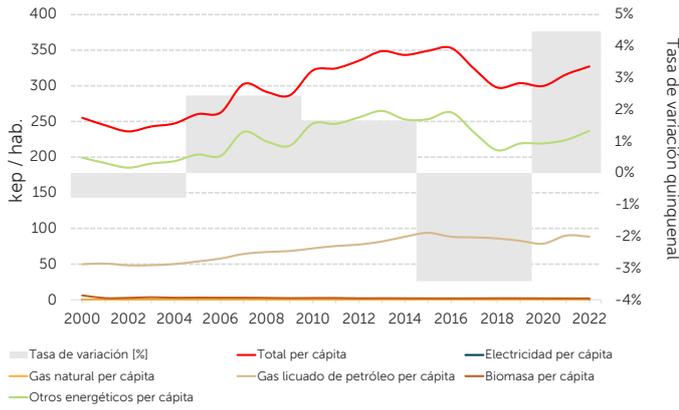


Consumo final del Sector Residencial

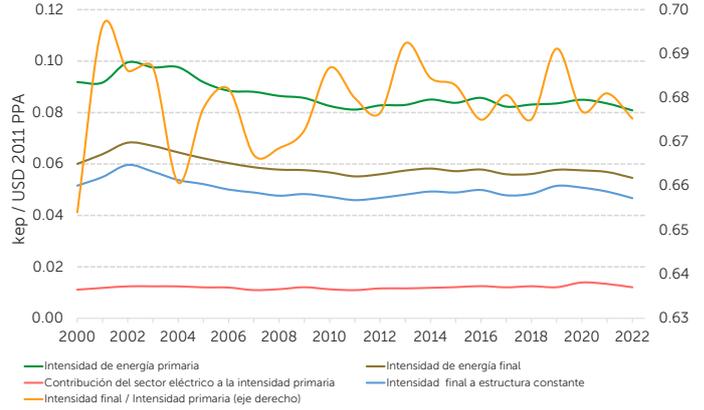




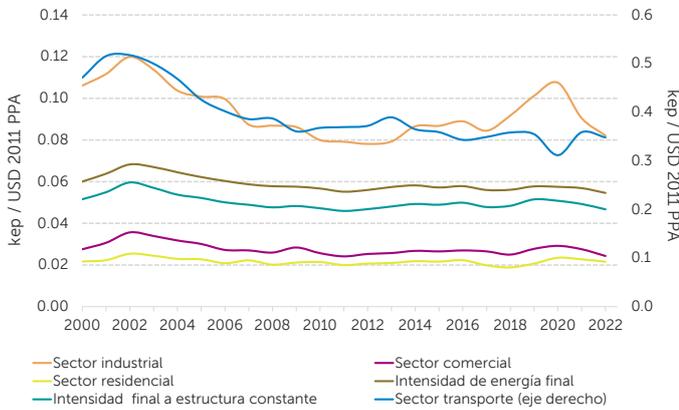
Consumo final per cápita Sector Residencial



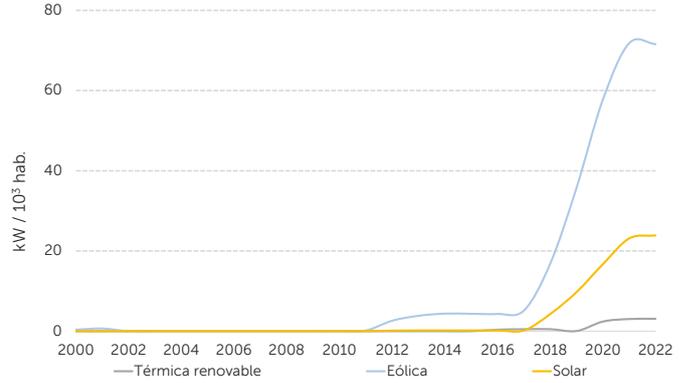
Intensidades energéticas



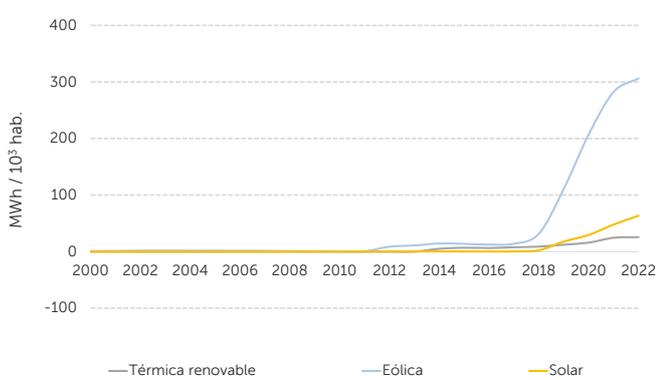
Intensidades energéticas sectoriales



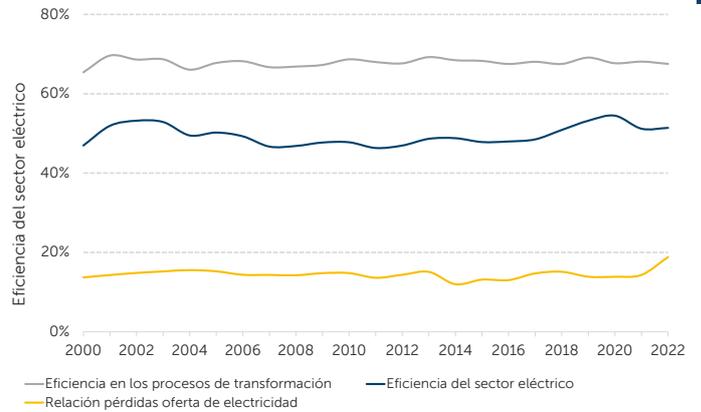
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

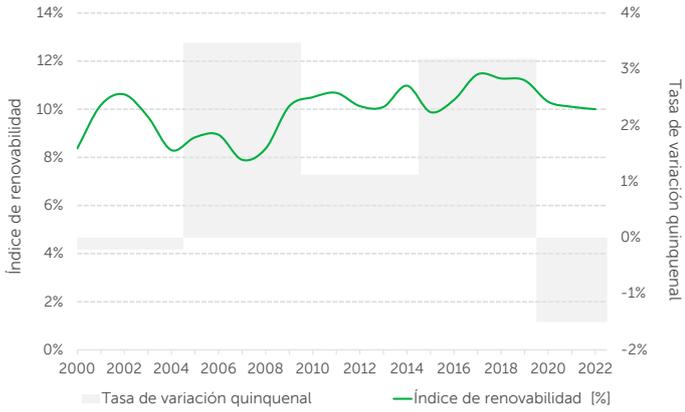


Eficiencia del sector eléctrico

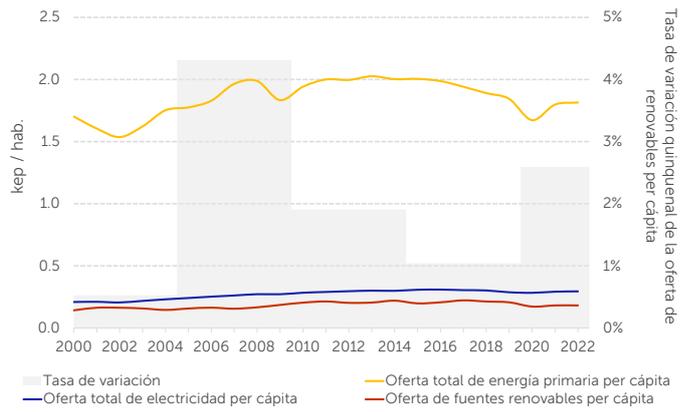


ARGENTINA

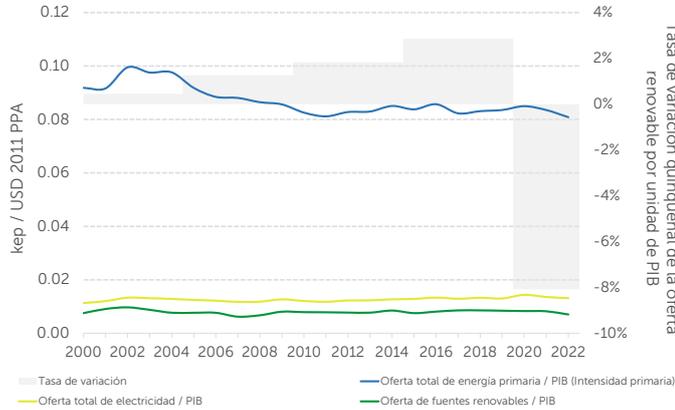
Índice de renovabilidad



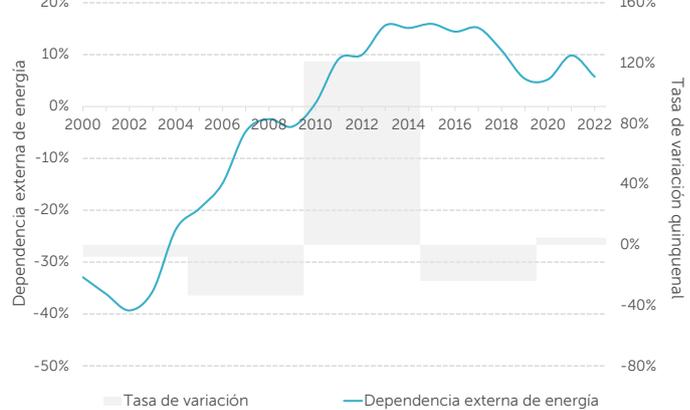
Oferta de energía per cápita



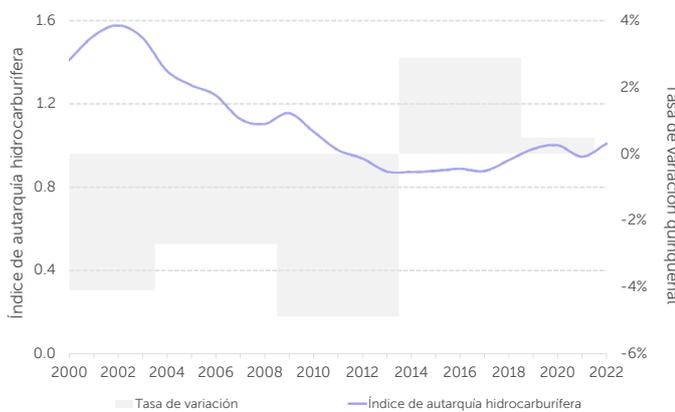
Ofertas de energía por unidad de PIB



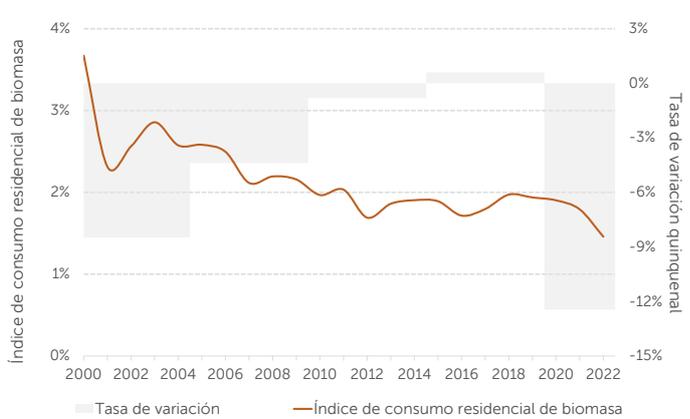
Dependencia externa de energía



Índice de autarquía hidrocarburífera

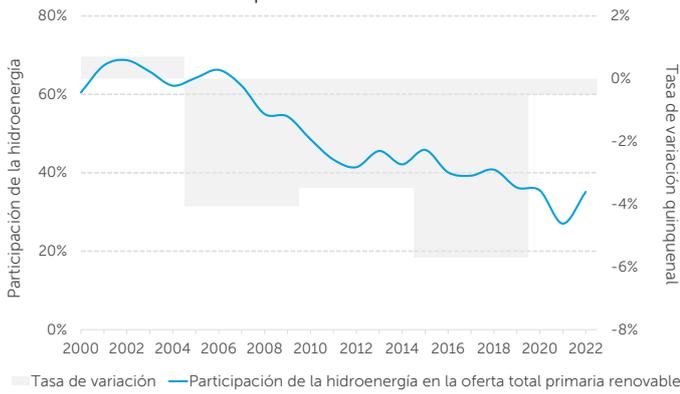


Índice de consumo residencial de biomasa





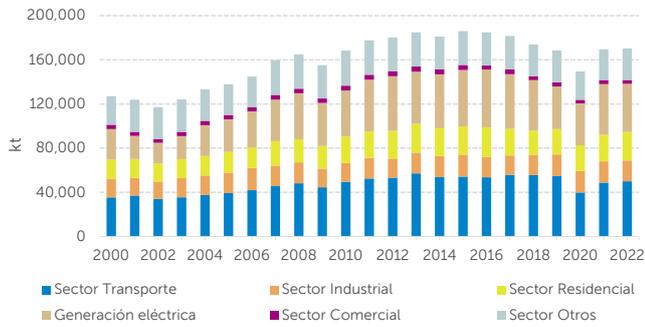
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

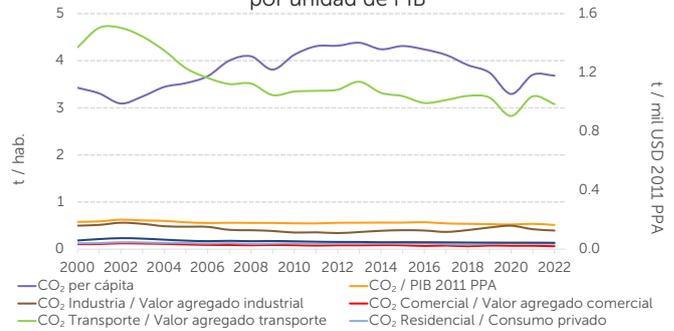


Evolución de las emisiones de CO₂ por sector*



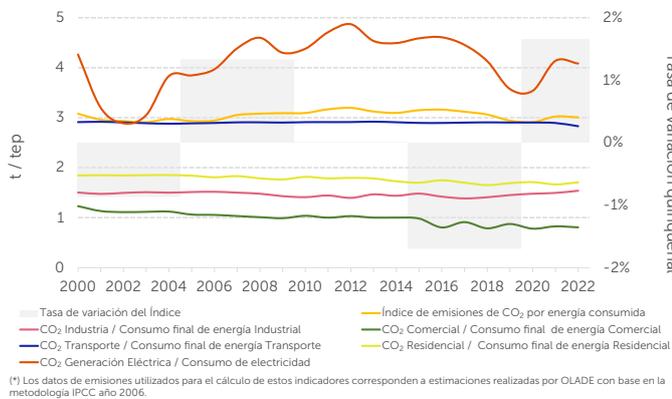
(*) Los datos de emisiones corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC, año 2006.

Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB*



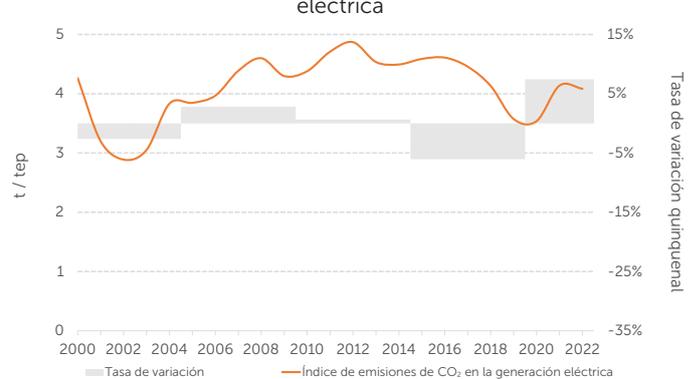
(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 2006.

Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida*



(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 2006.

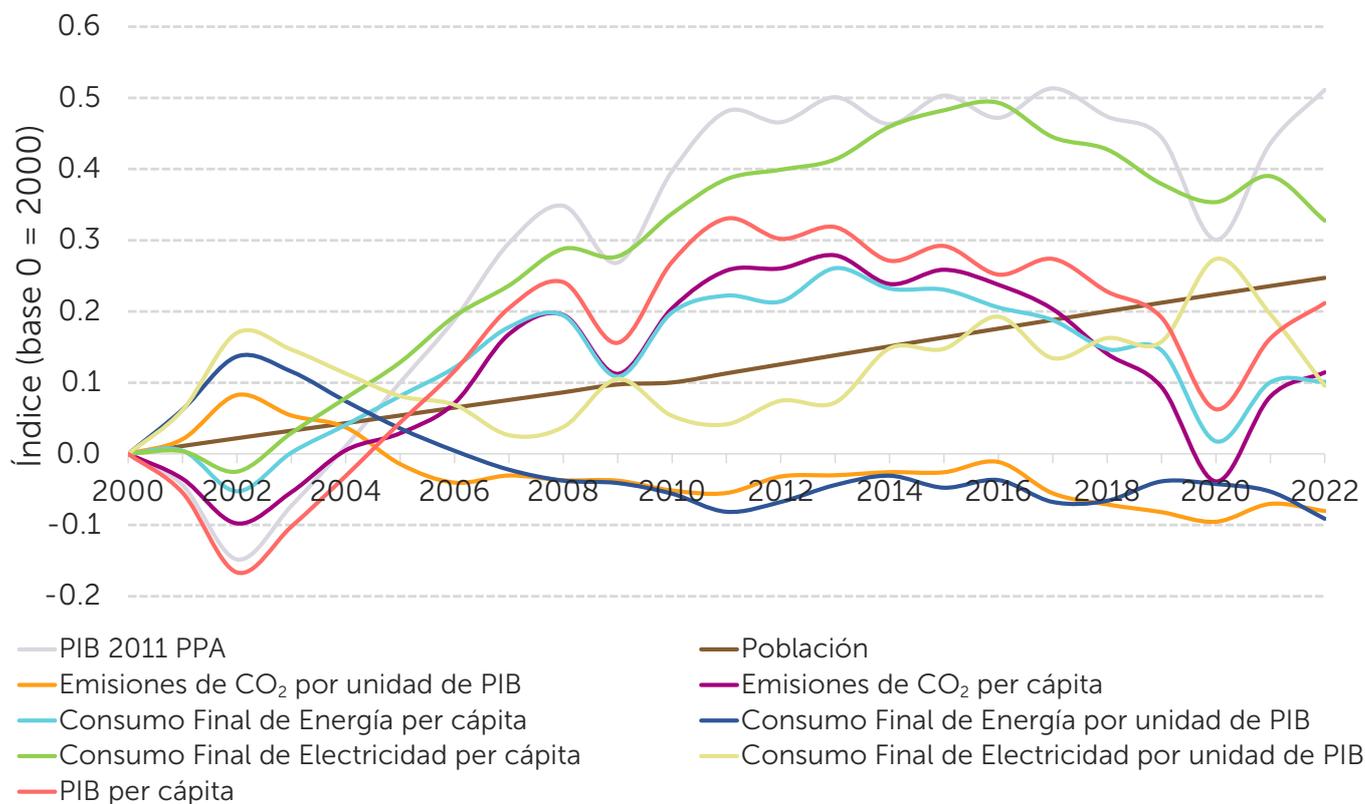
Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 2006.

ARGENTINA

Resumen de los principales indicadores





BARBADOS

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	282 ¹
Superficie (km ²)	430
Densidad de población (hab. / km ²)	655
Población urbana (%)	31
PIB USD 2018 (MUSD)	4,845 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	4,255 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético 2022



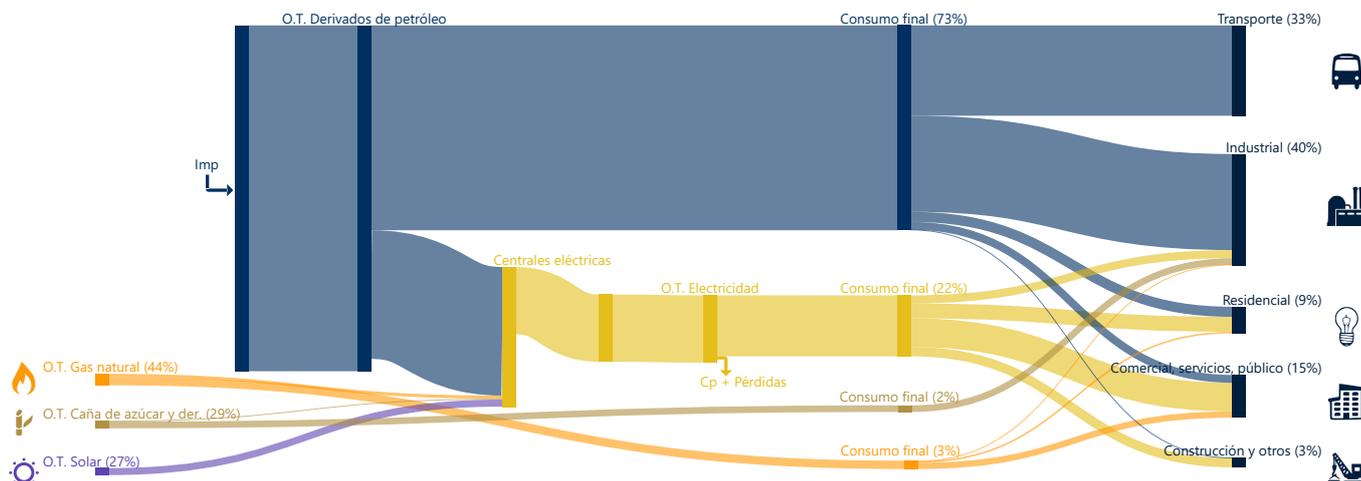
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

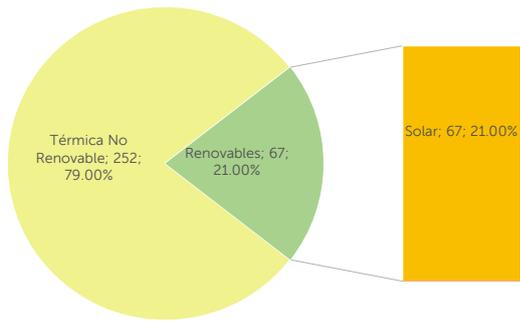
Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2022 presentados en esta publicación son preliminares y están sujetos a revisión por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,337	1.32	100.00	0.48	0.05	0.47	0.02	0.37	n.a.	0.32	0.11 / 0.09
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

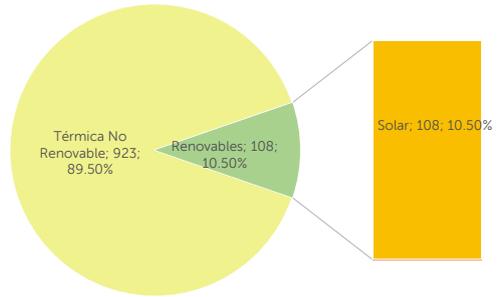
Balance energético resumido 2022



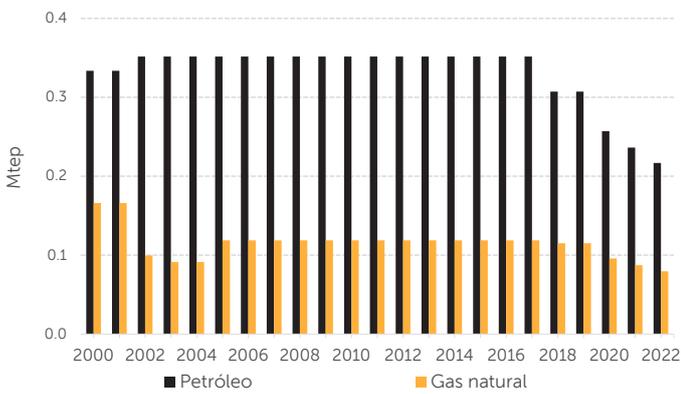
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



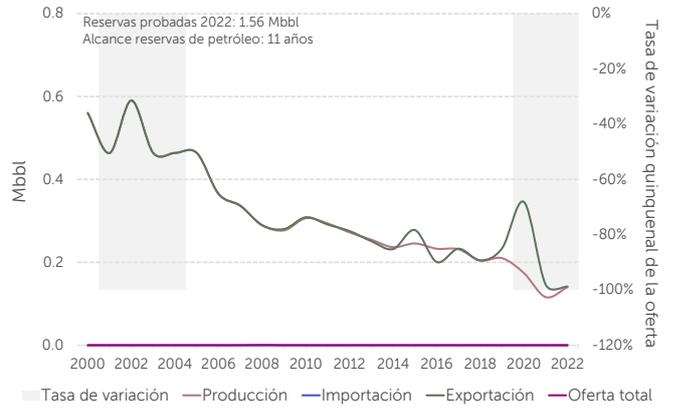
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo y gas natural

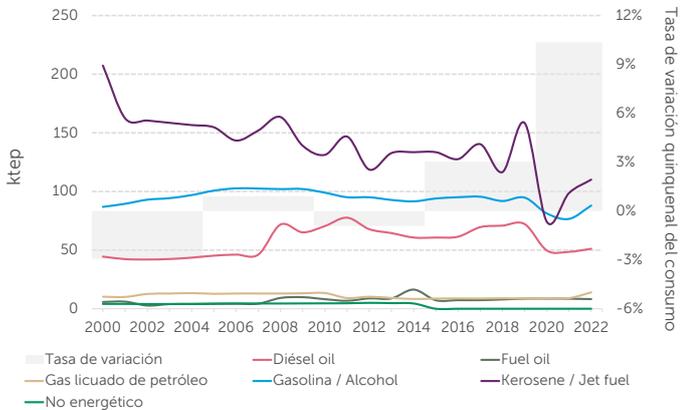


Oferta de petróleo

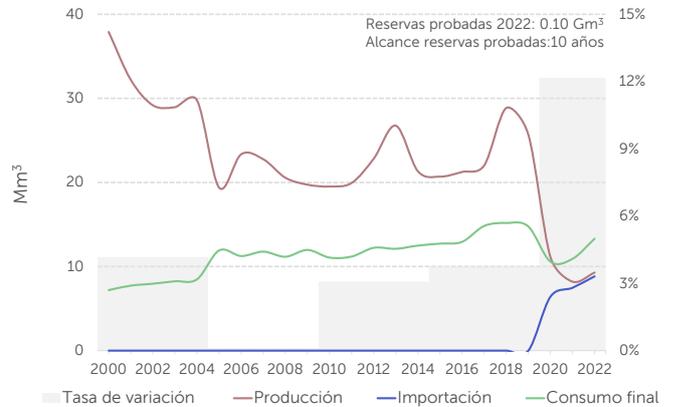


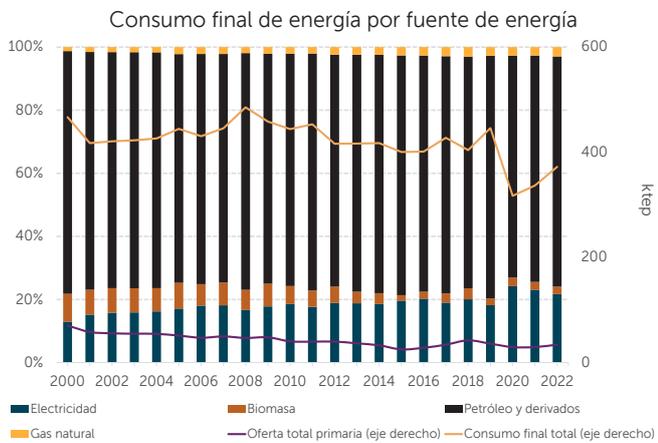
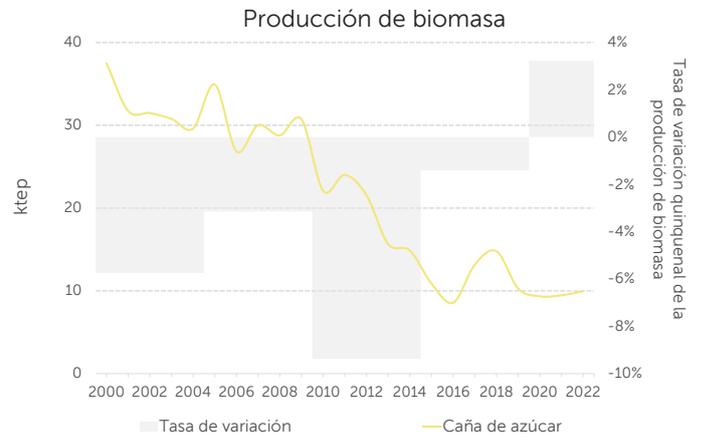
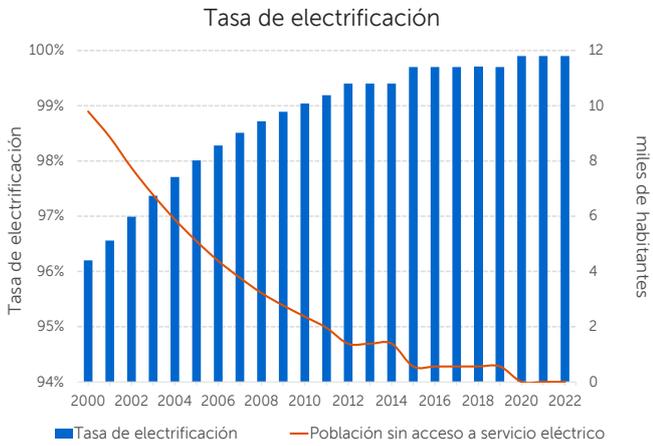
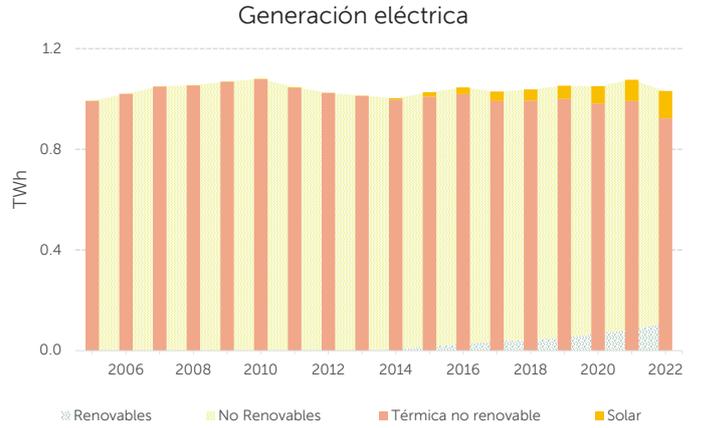
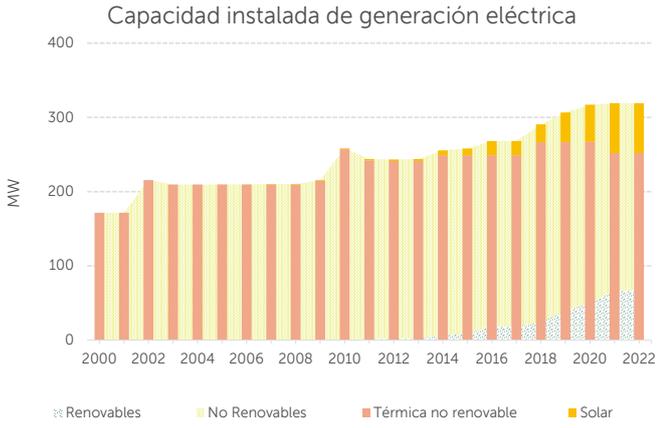
BARBADOS

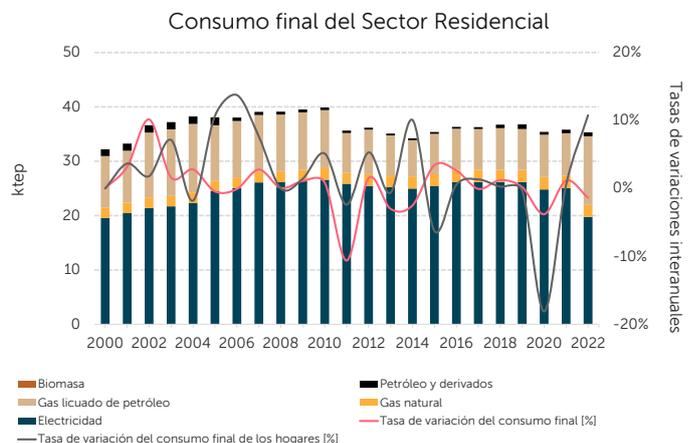
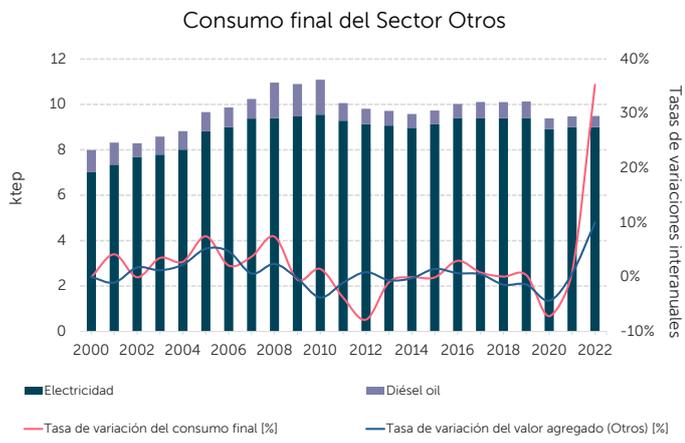
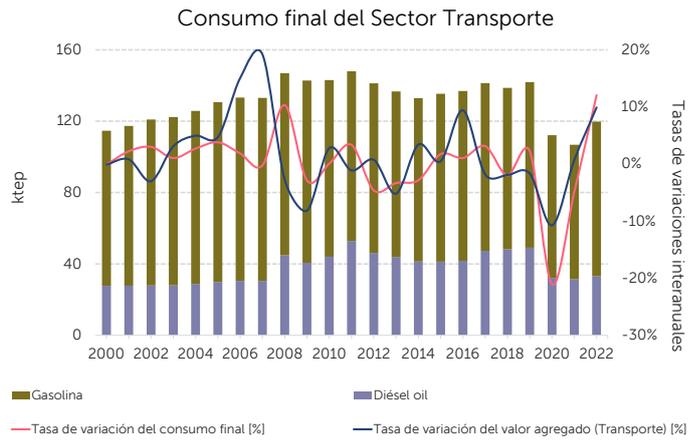
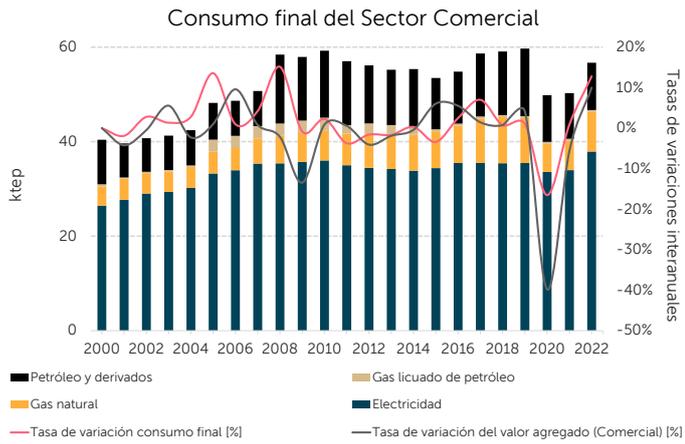
Consumo derivados de petróleo



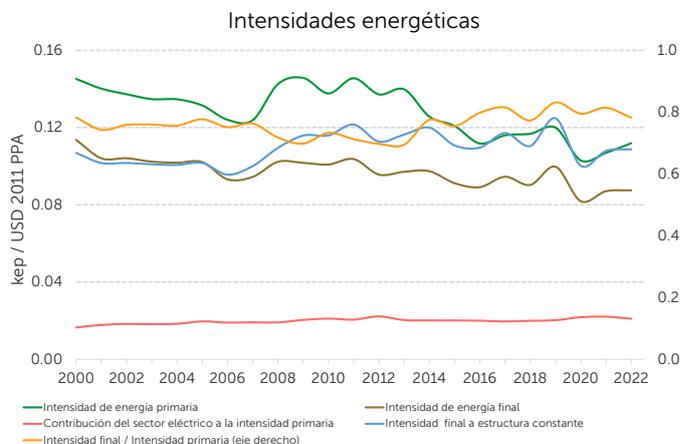
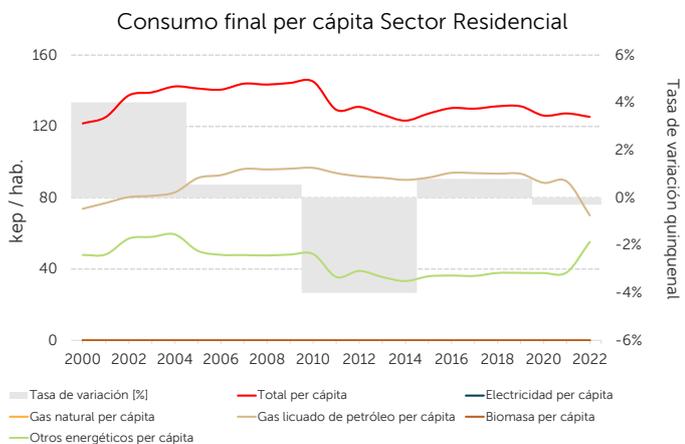
Oferta de gas natural



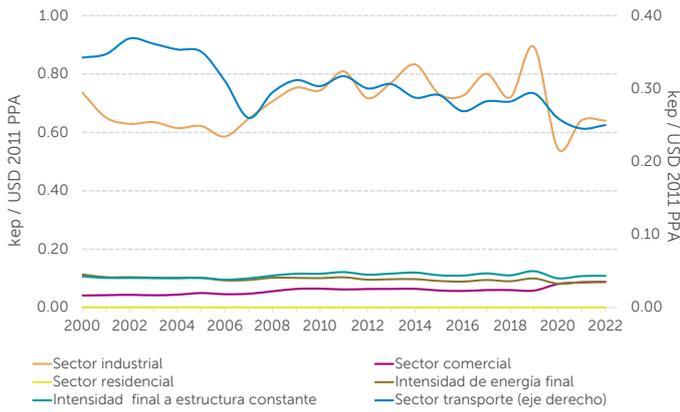




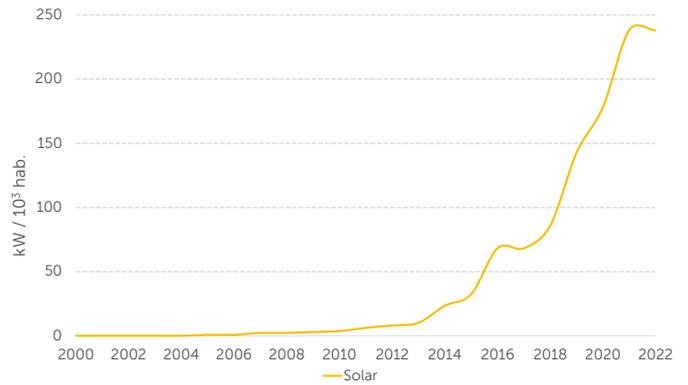
BARBADOS



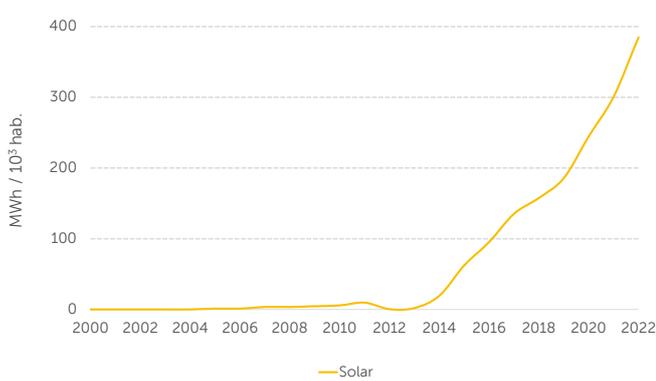
Intensidades energéticas sectoriales



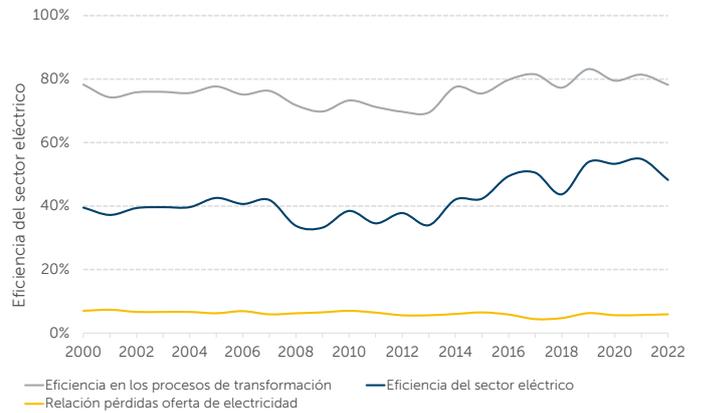
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



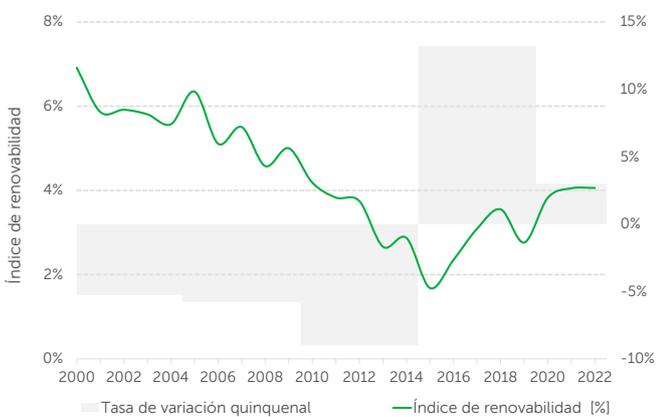
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



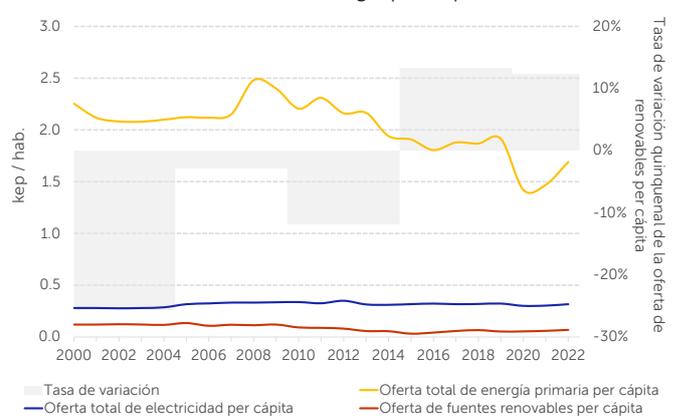
Eficiencia del sector eléctrico

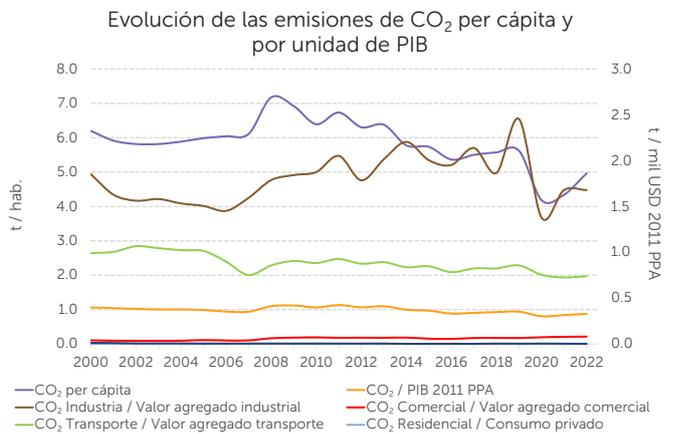
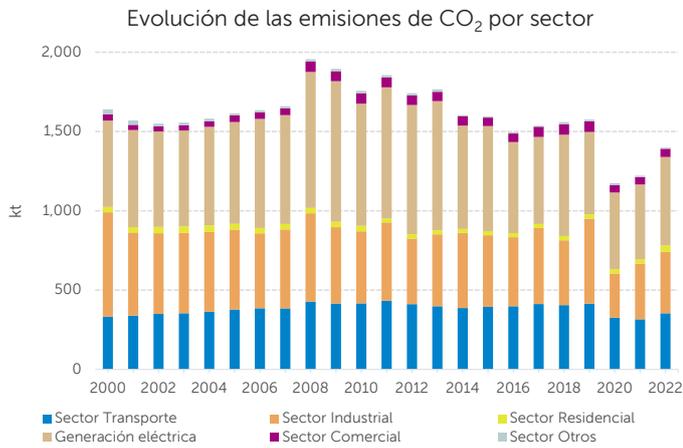
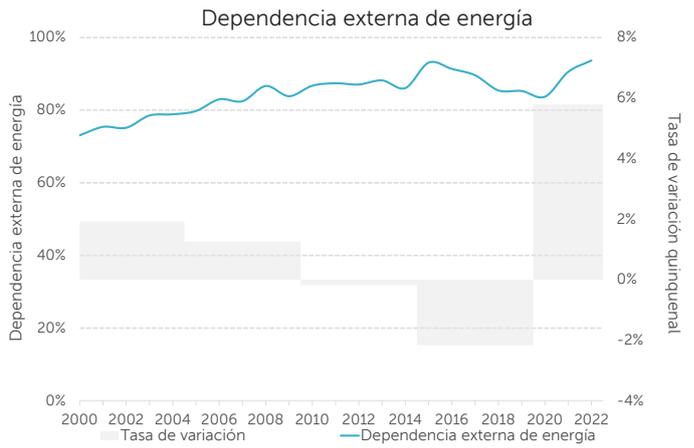
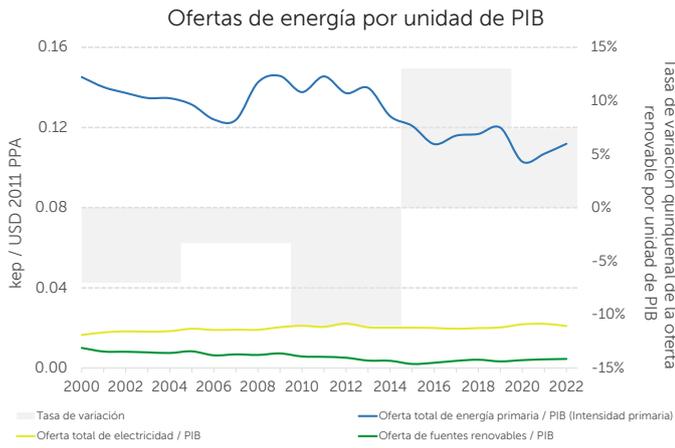


Índice de renovabilidad

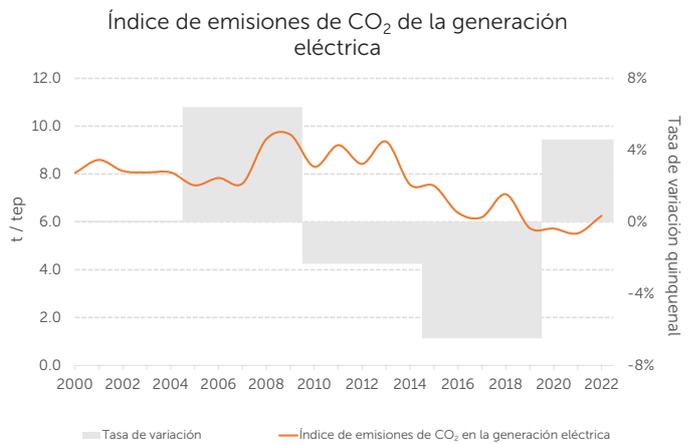
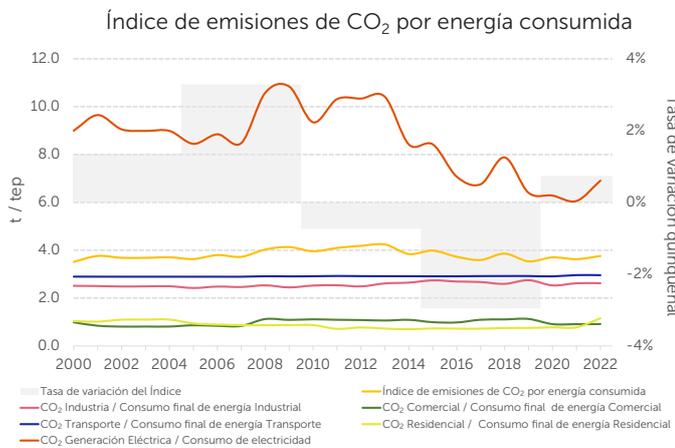


Oferta de energía per cápita

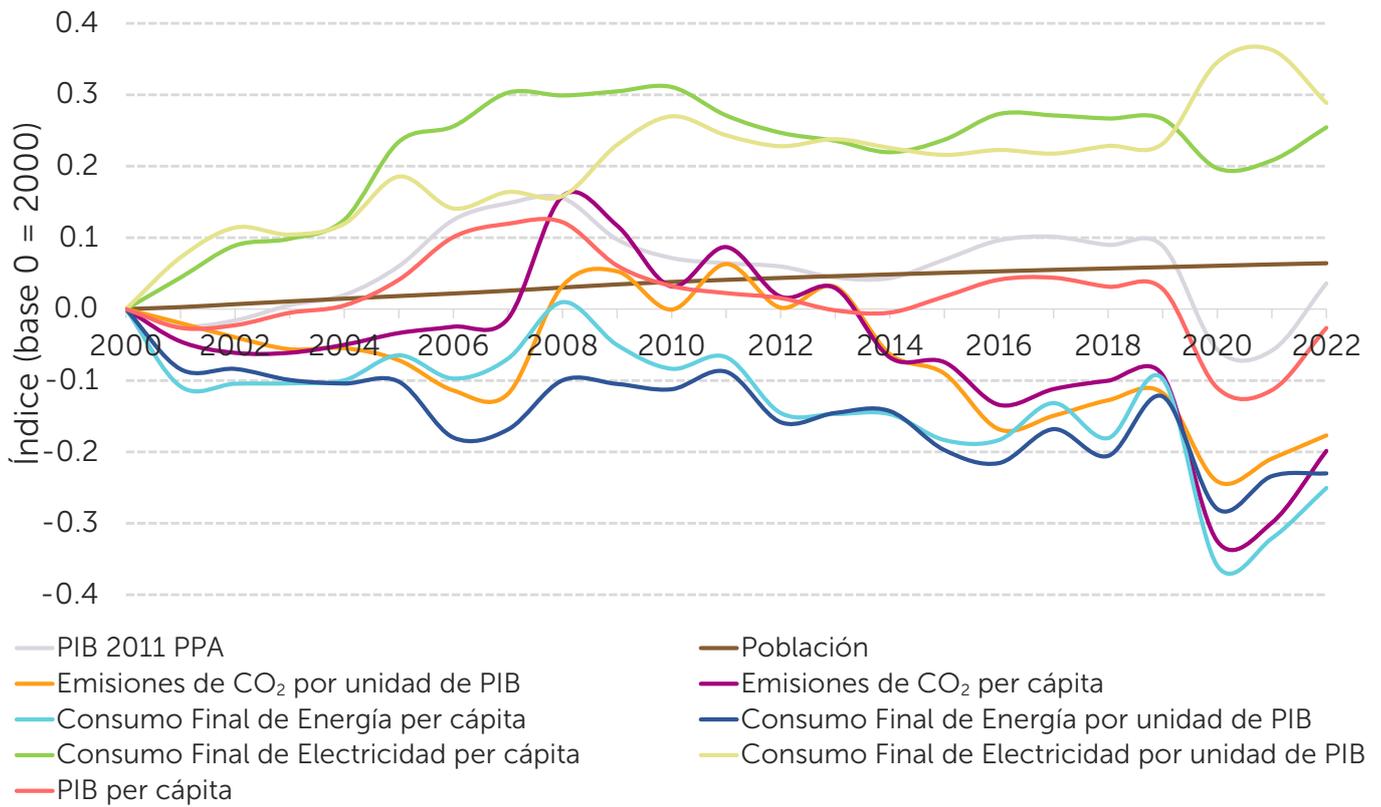




BARBADOS



Resumen de los principales indicadores







BELICE

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	441
Superficie (km ²)	22,970
Densidad de población (hab. / km ²)	19
Población urbana (%)	45
PIB USD 2018 (MUSD)	2,706 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	3,930 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9

Sector Energético 2022



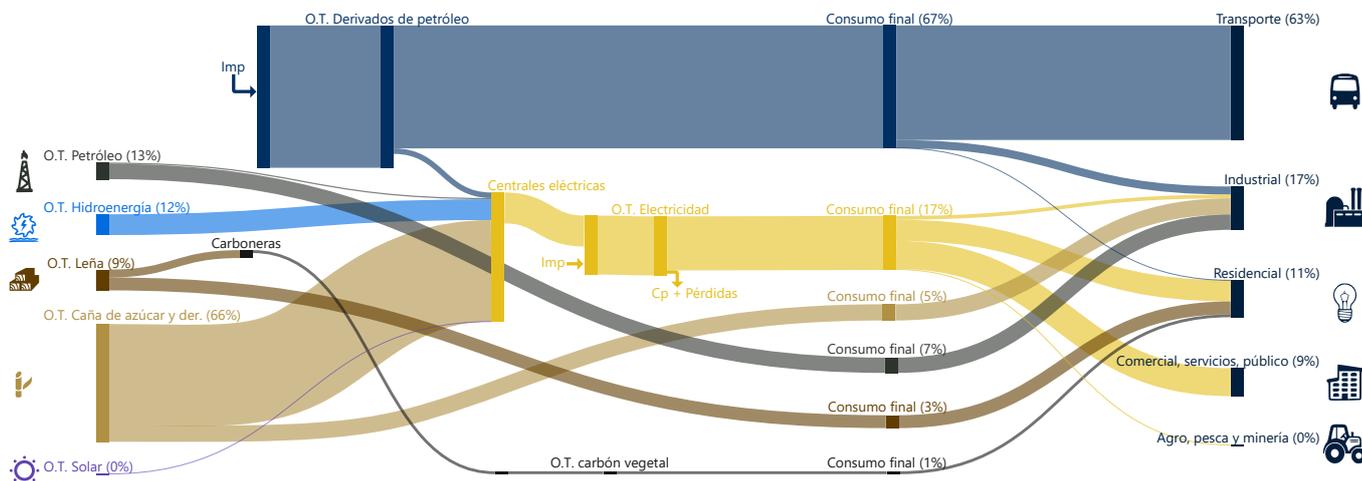
¹ Fuente: CEPAL.

² Fuente: Banco Mundial.

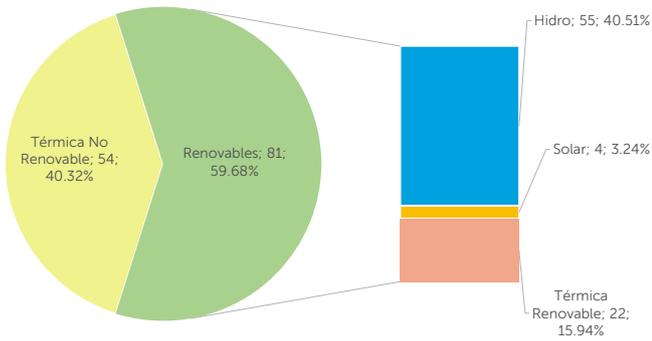
³ Dato estimado por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,408	0.70	92.72	0.45	0.18	0.27	0.00	0.31	n.a.	0.13	0.11 / 0.08	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

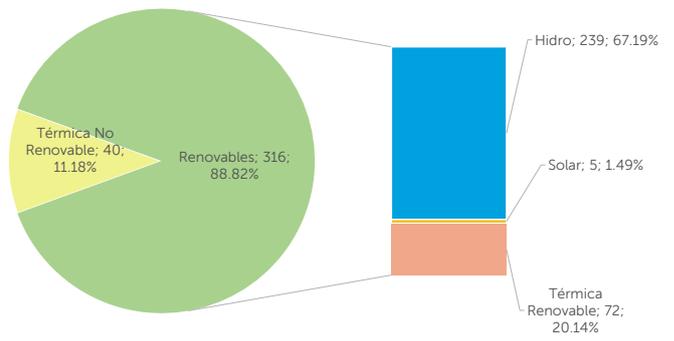
Balance energético resumido 2022



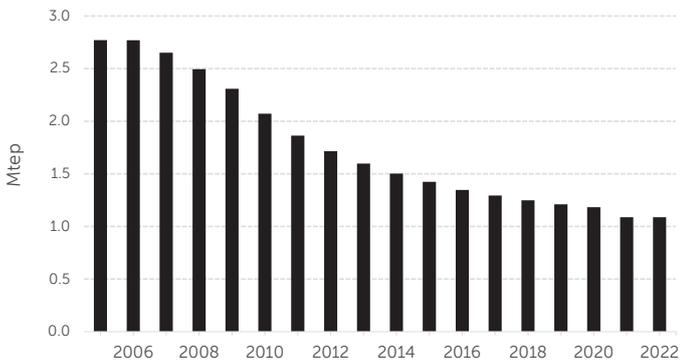
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



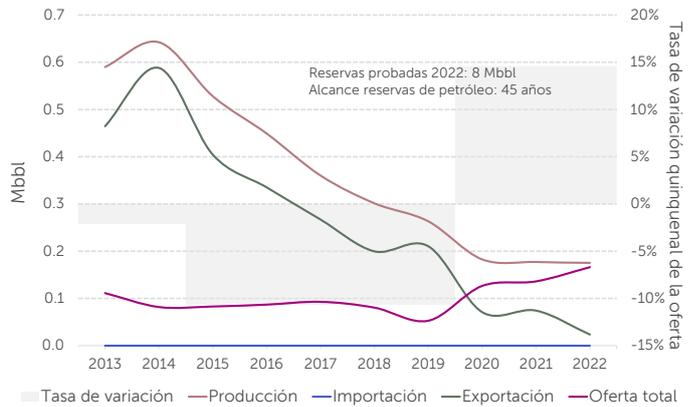
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo

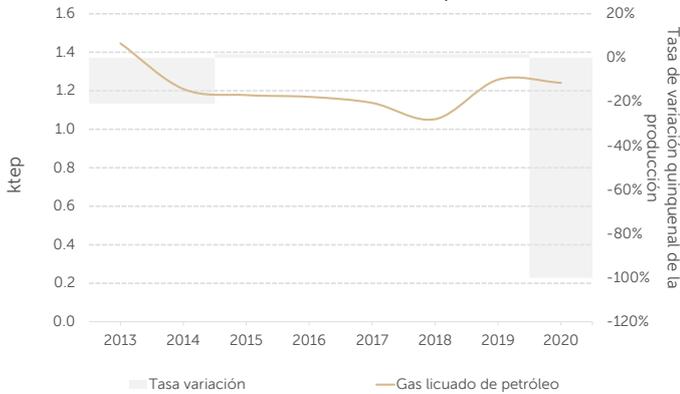


Oferta de petróleo

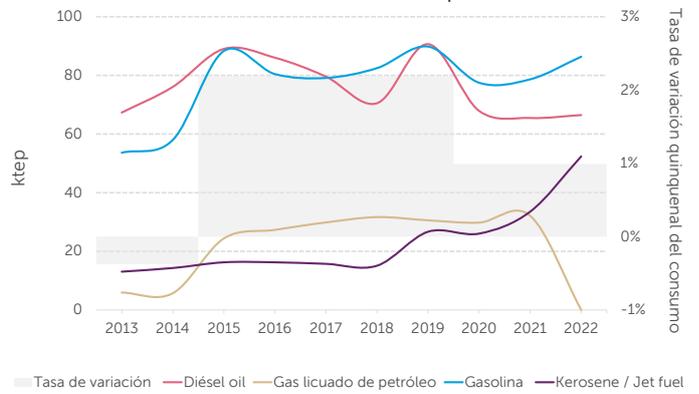


BELICE

Producción derivados de petróleo

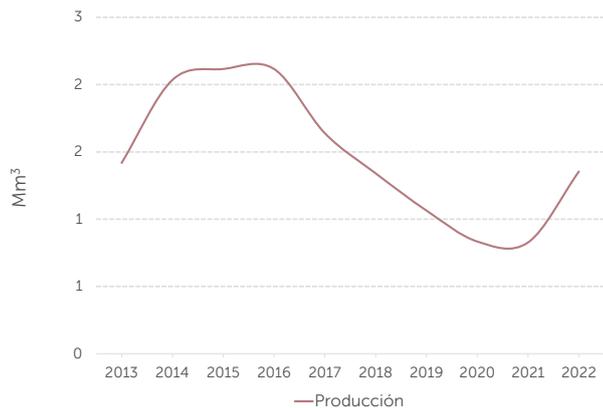


Consumo derivados de petróleo

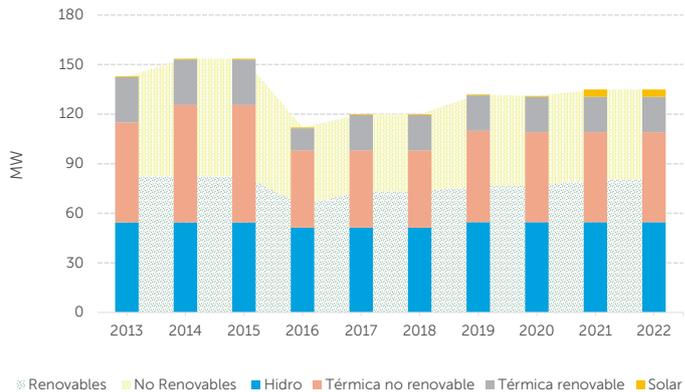




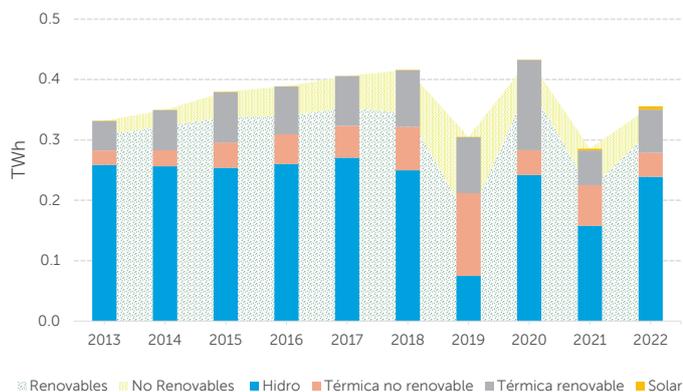
Oferta de gas natural



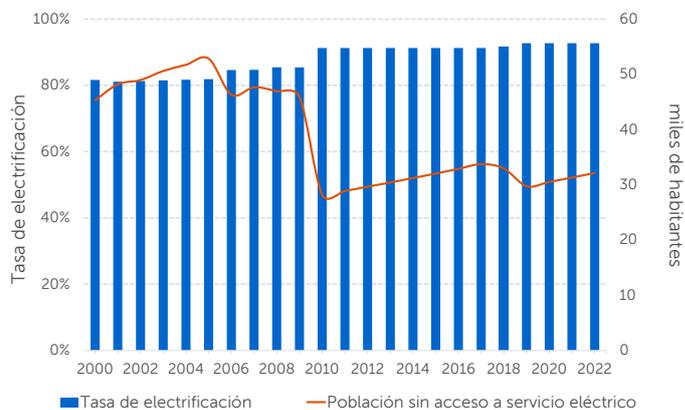
Capacidad instalada de generación eléctrica



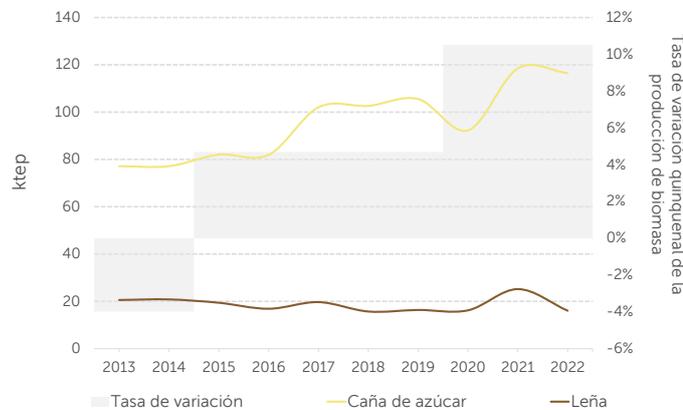
Generación eléctrica



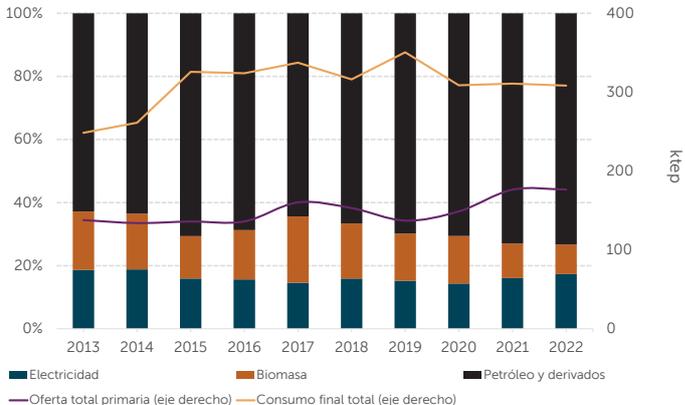
Tasa de electrificación



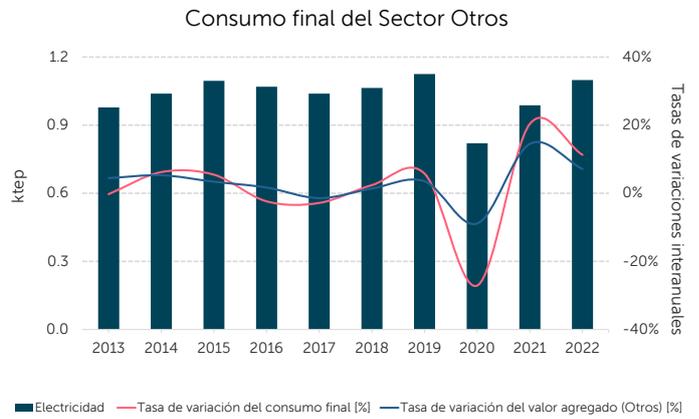
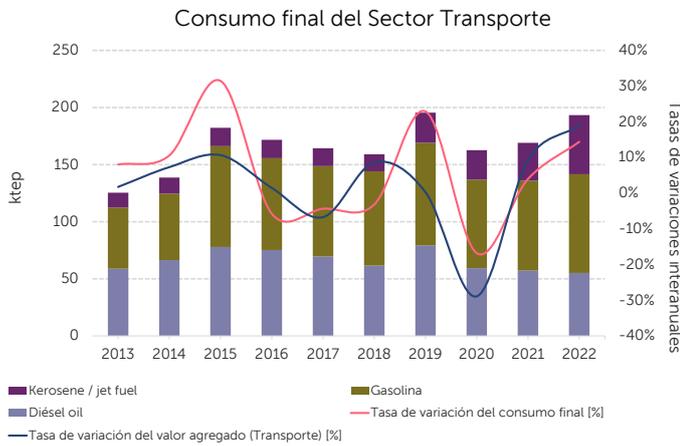
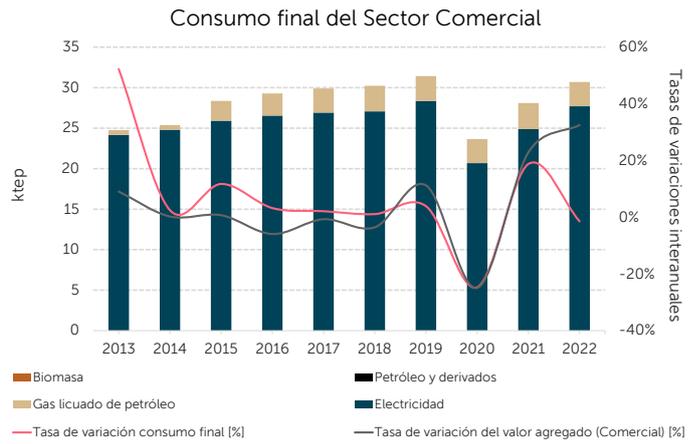
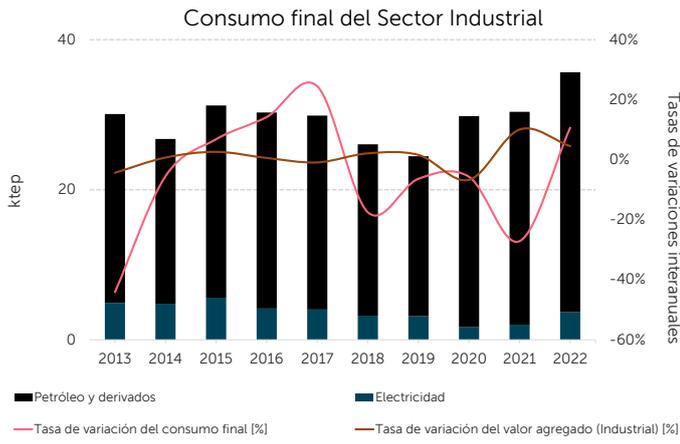
Producción de biomasa



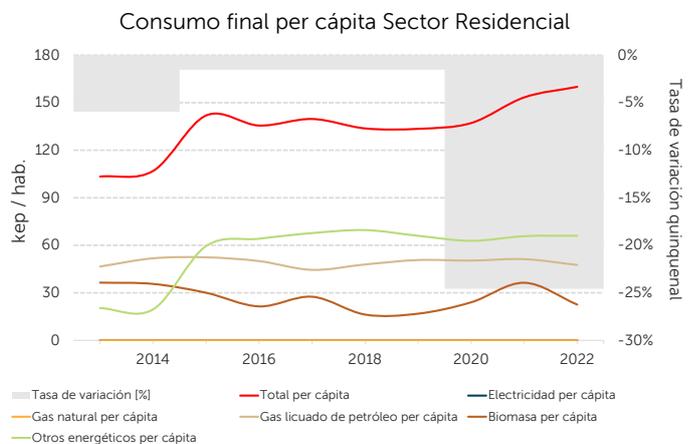
Consumo final de energía por fuente de energía



BELICE

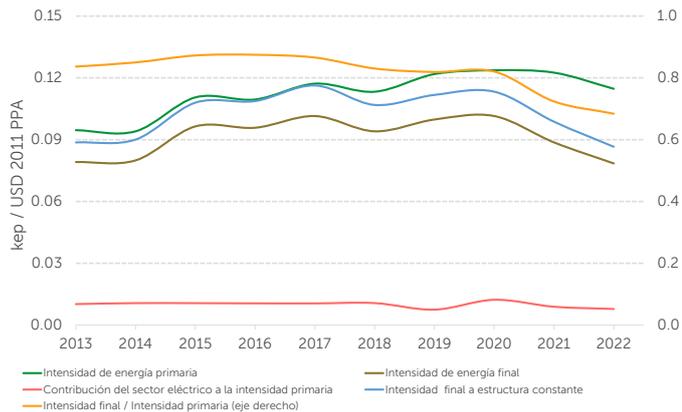


BELICE

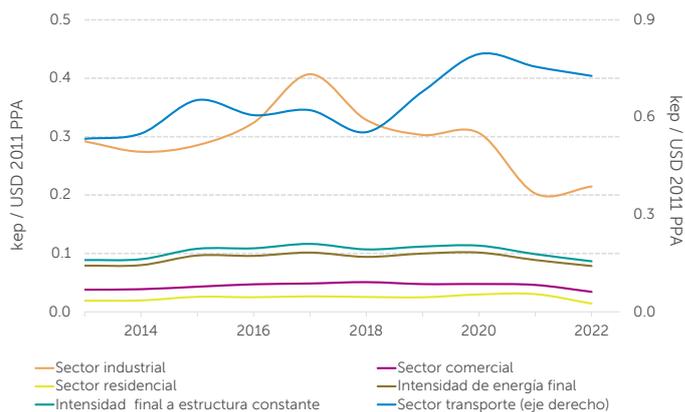




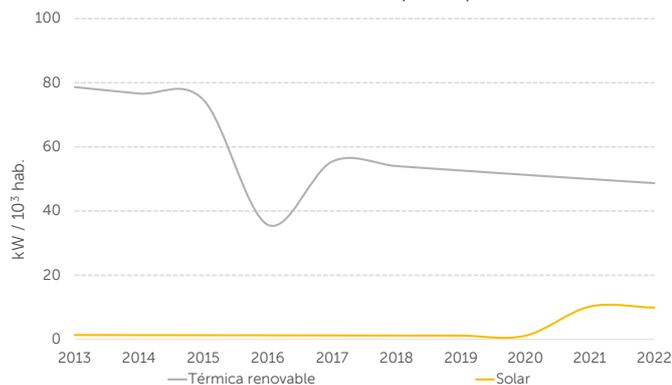
Intensidades energéticas



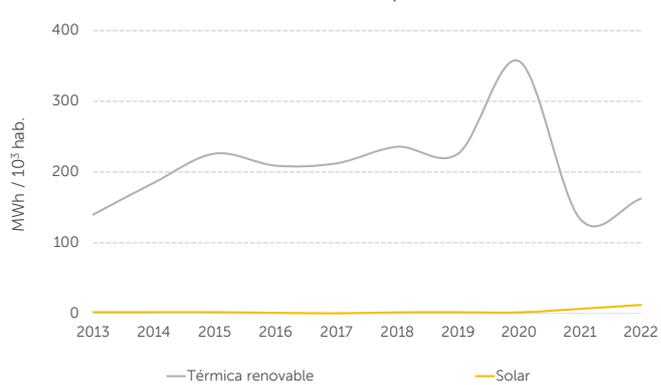
Intensidades energéticas sectoriales



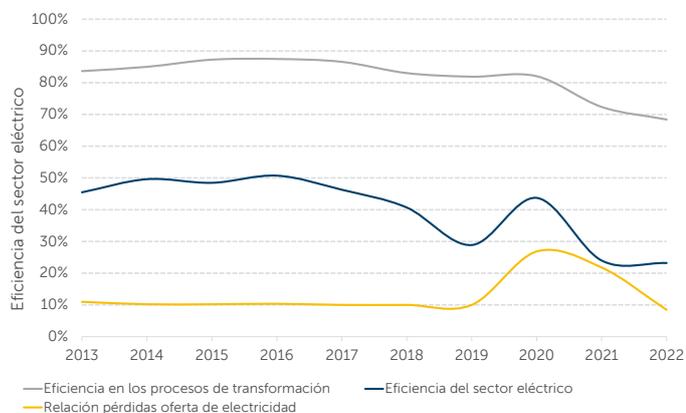
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



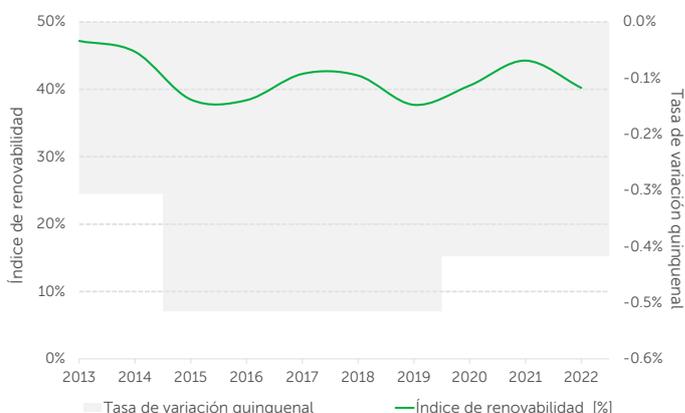
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



Eficiencia del sector eléctrico

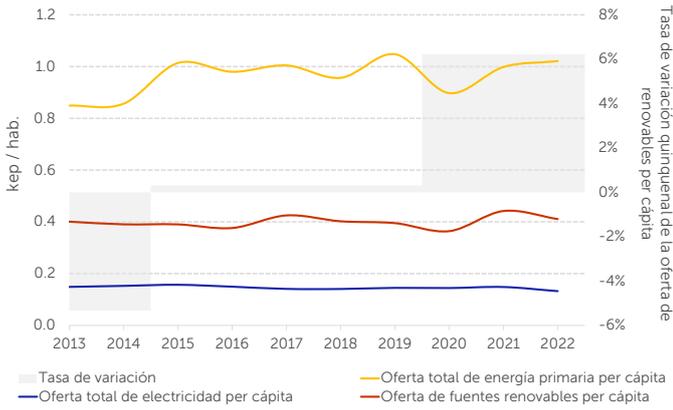


Índice de renovabilidad

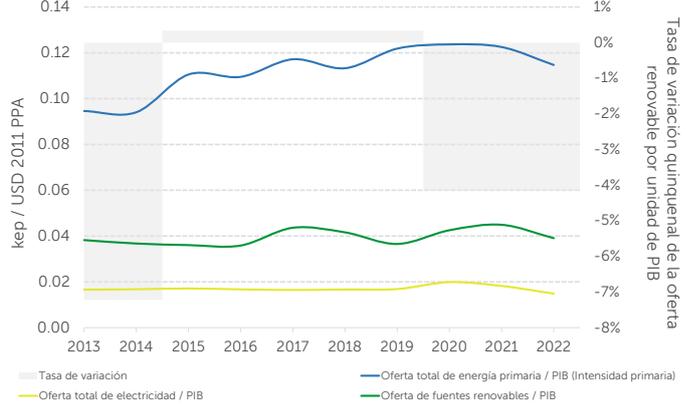


BELICE

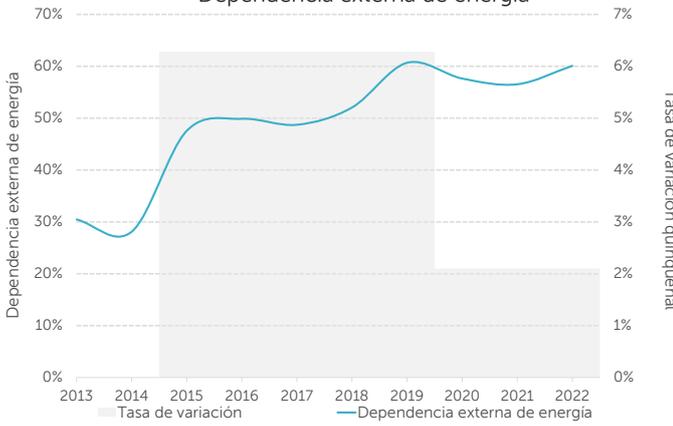
Oferta de energía per cápita



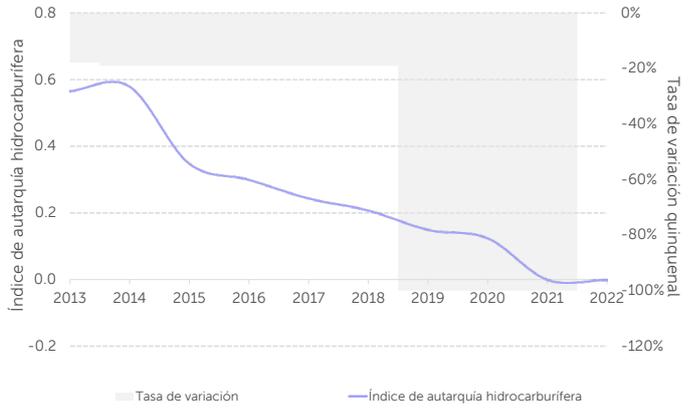
Ofertas de energía por unidad de PIB



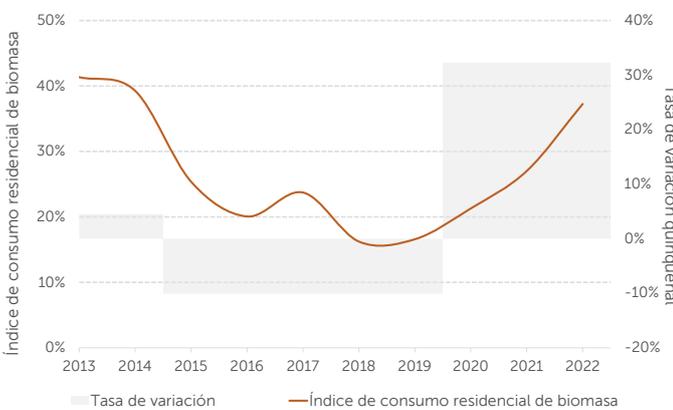
Dependencia externa de energía



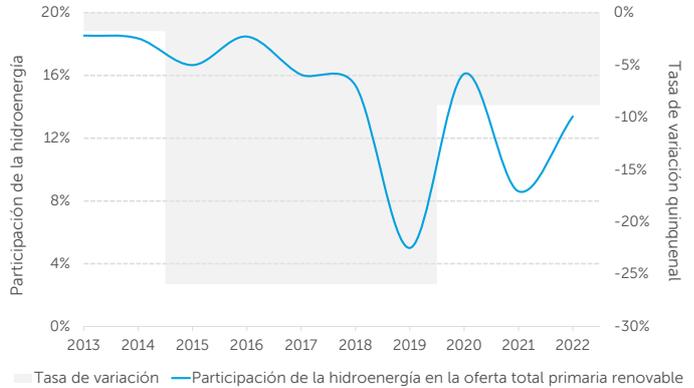
Índice de autarquía hidrocarburífera



Índice de consumo residencial de biomasa



Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

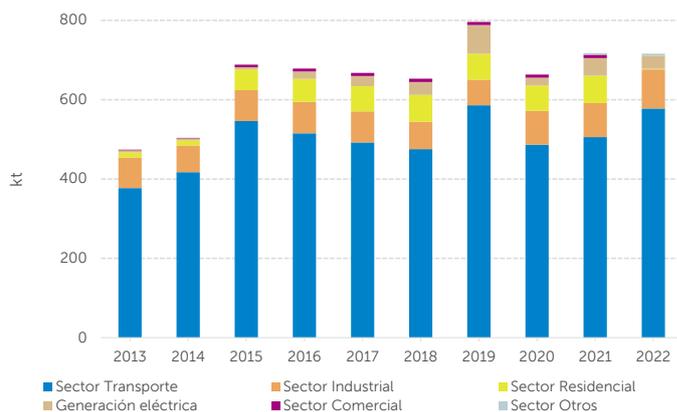




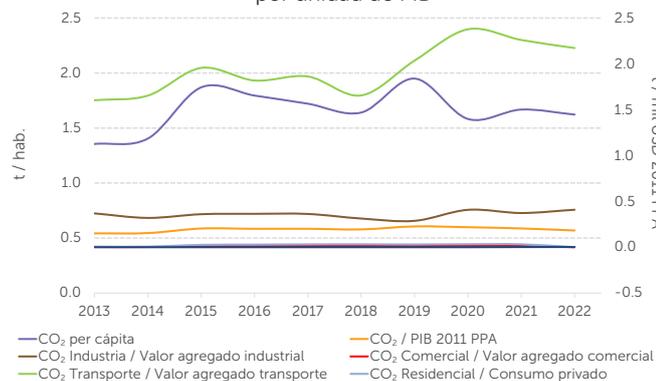
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



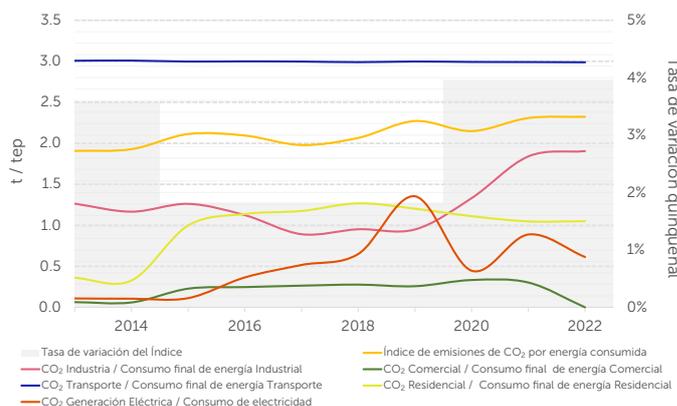
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



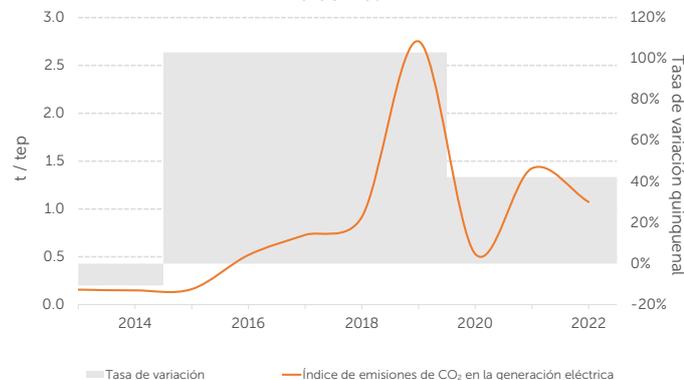
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



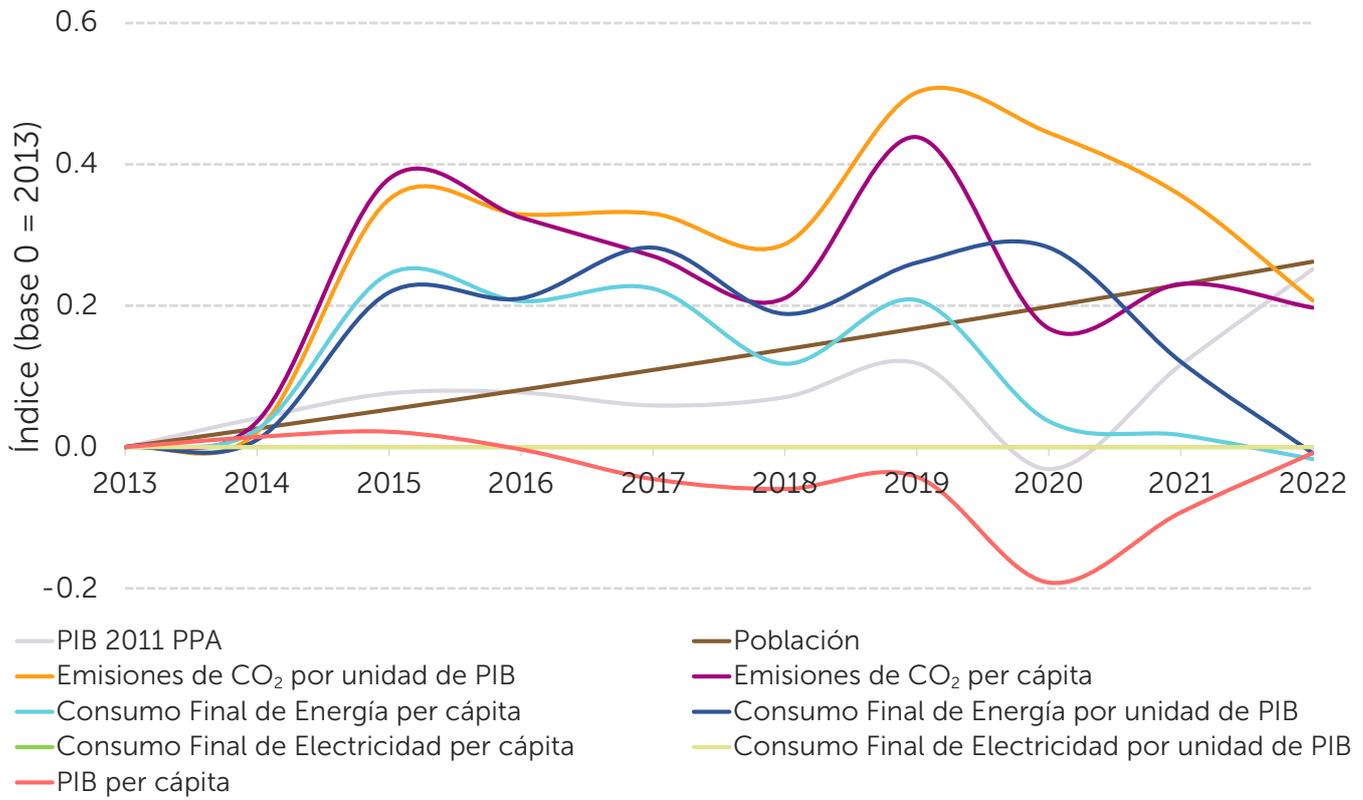
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





BOLIVIA

Datos Generales 2022

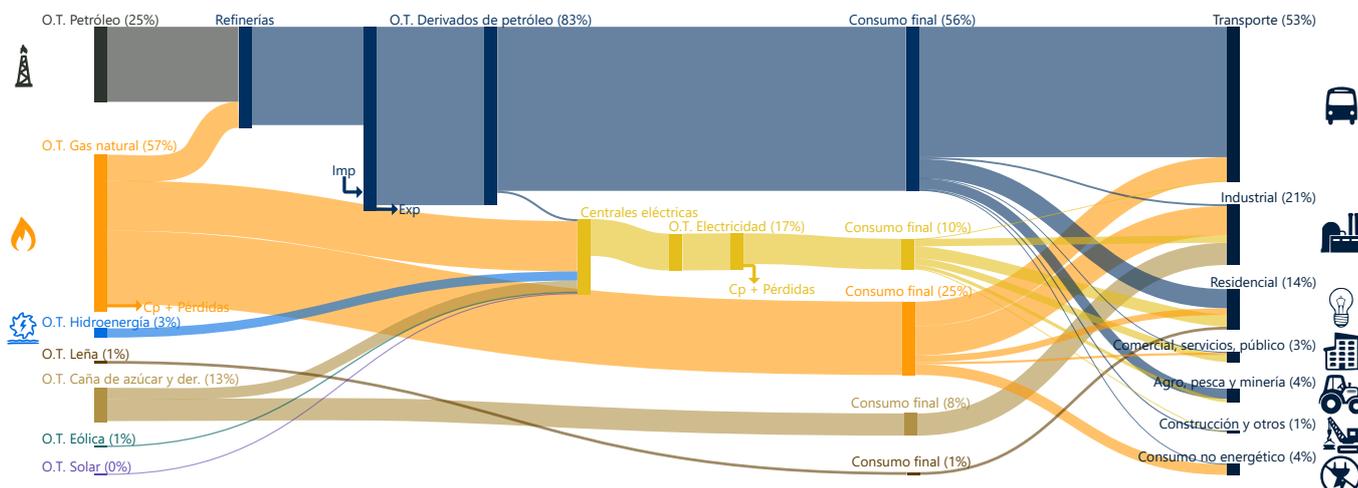
Población (mil hab.)	12,006
Superficie (km ²)	1,098,581
Densidad de población (hab. / km ²)	11
Población urbana (%)	71
PIB USD 2018 (MUSD)	41,264
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	100,252
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8.4

Sector Energético 2022

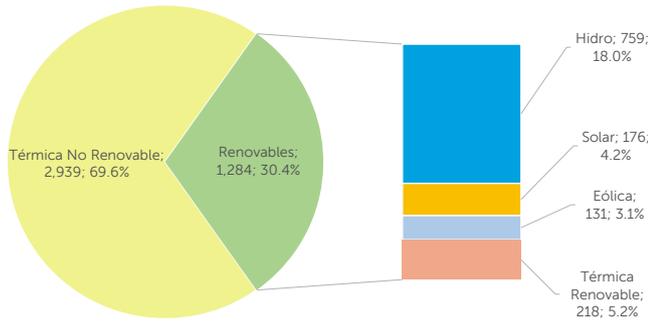


kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
792	0.65	95.00	9.40	16.04	2.29	8.79	7.81	67.00	4.22	0.09 / 0.08	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética total	

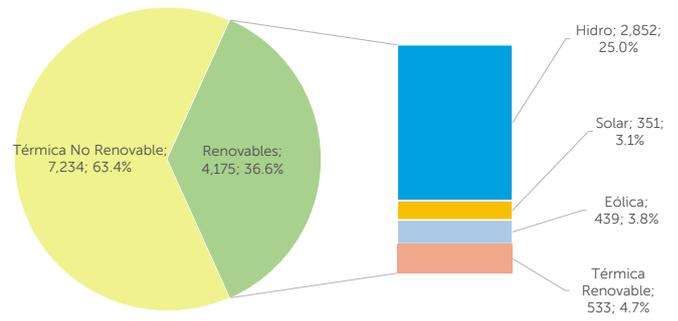
Balance energético resumido 2022



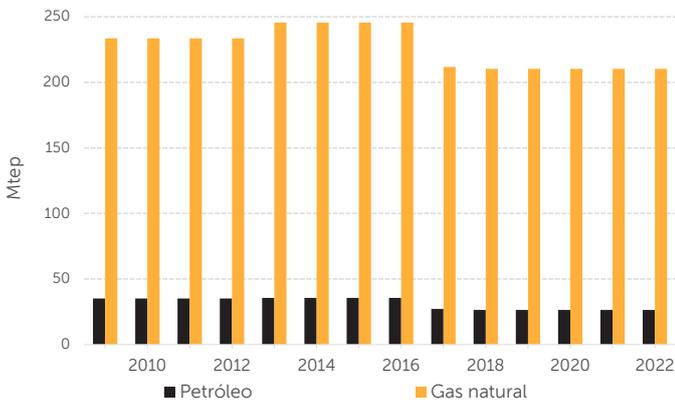
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



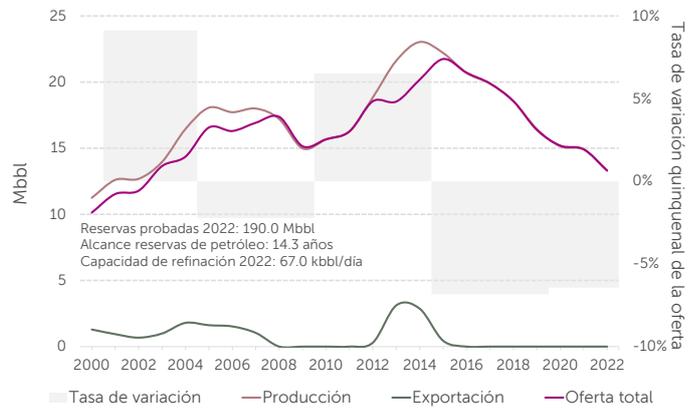
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



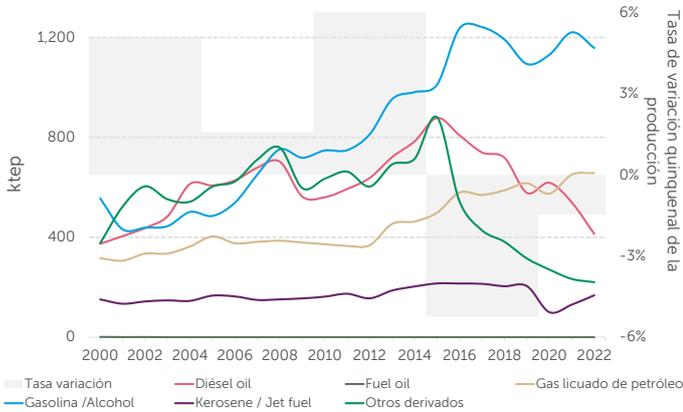
Reservas probadas de petróleo y gas natural



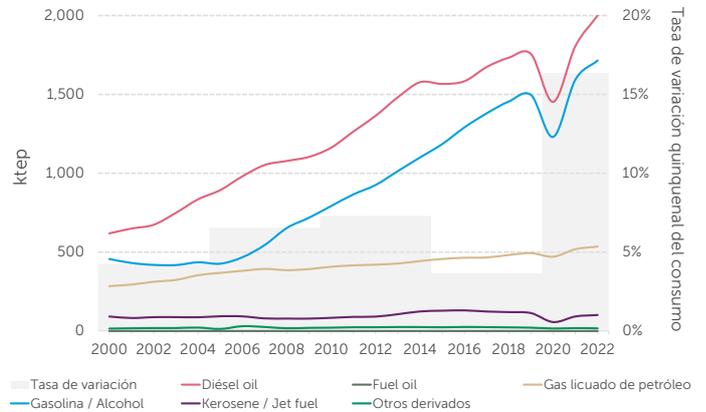
Oferta de petróleo



Producción derivados de petróleo

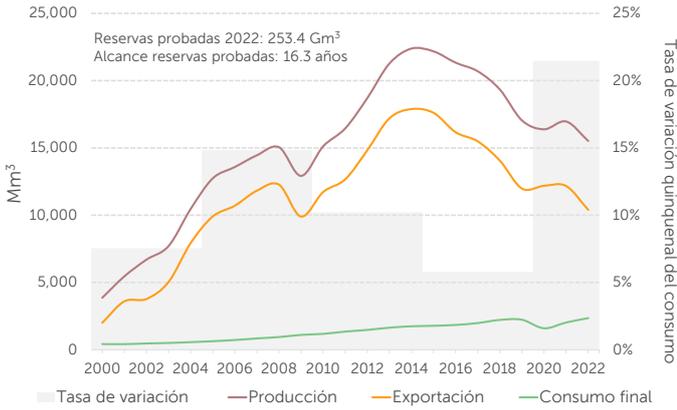


Consumo derivados de petróleo



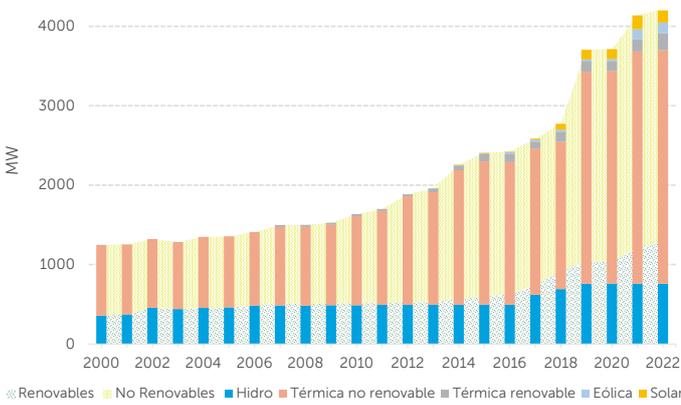


Oferta de gas natural

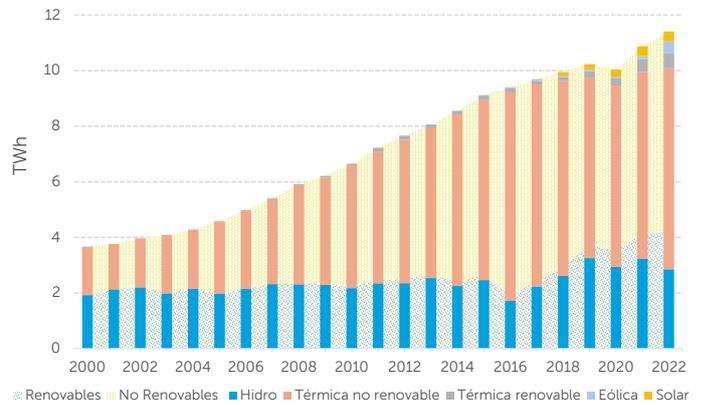


En 2022, con el objetivo de continuar con el cambio de matriz energética y responder la demanda del sector transporte, se lanzó el programa de conversión a GNV con kits de inyección secuencial (5ta. generación) a fin de impulsar el uso de esa tecnología en el parque automotor de la región y así promover la transición energética. Este programa de conversión a GNV marca un hito en cuanto al cambio tecnológico ya que esta tecnología aprovecha de manera más eficiente el GNV para generar potencia en el vehículo similar al funcionamiento con gasolina, con los equipos de inyección secuencial (5ta. generación) se reducen las emisiones totales en un 70 % respecto a la gasolina y en un 20 % respecto a los equipos de GNV de aspirado natural (3ra. Generación).

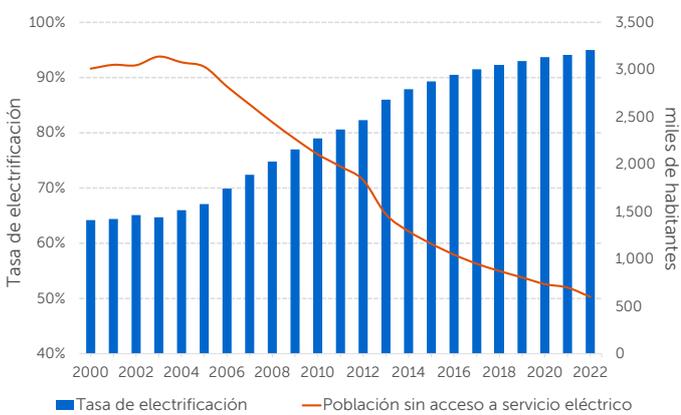
Capacidad instalada de generación eléctrica



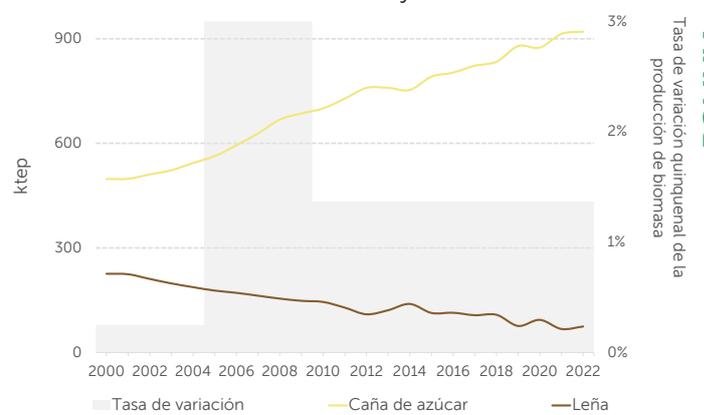
Generación eléctrica



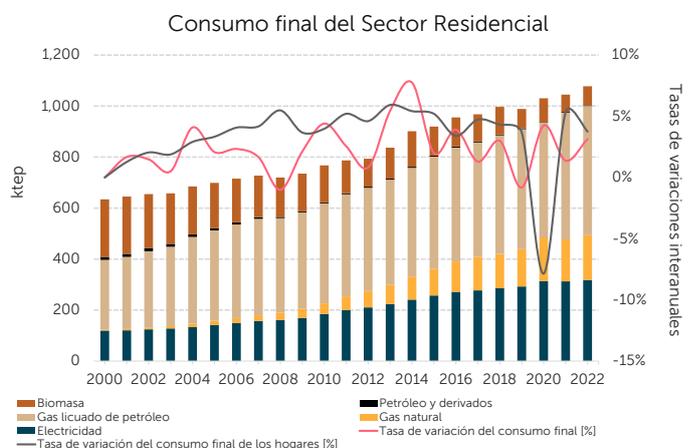
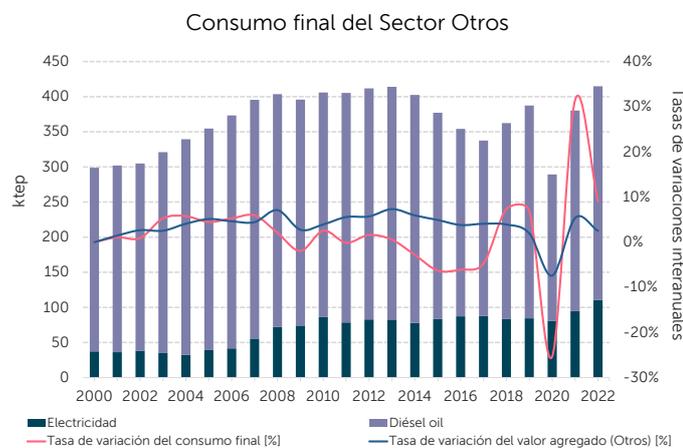
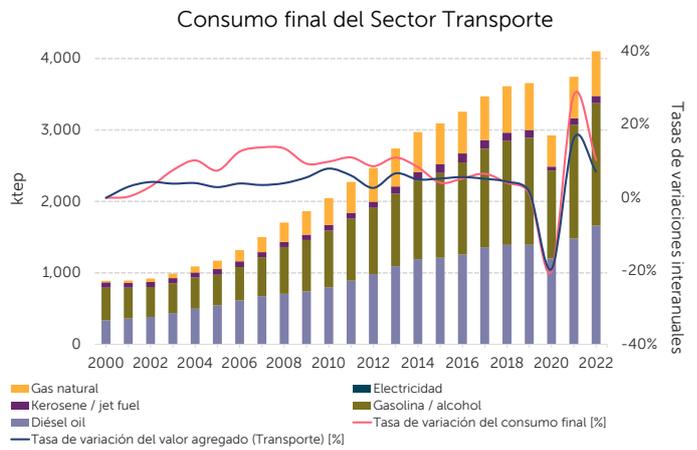
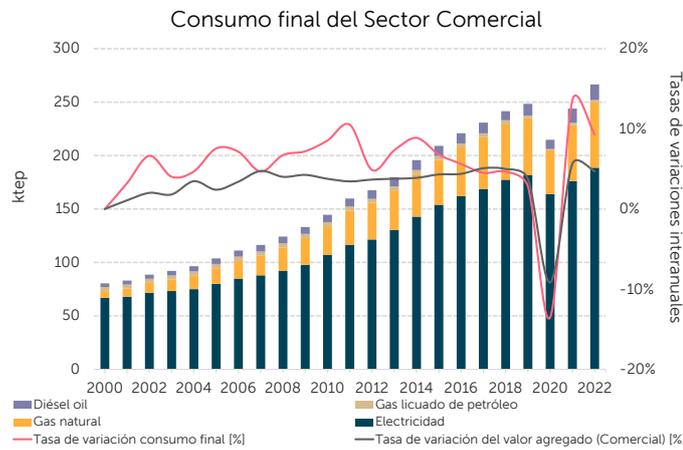
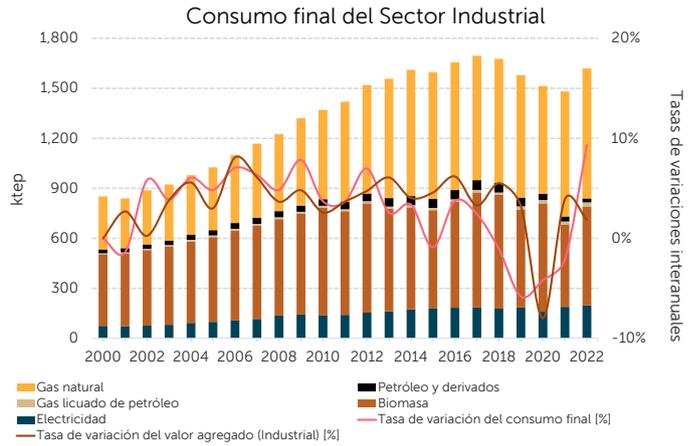
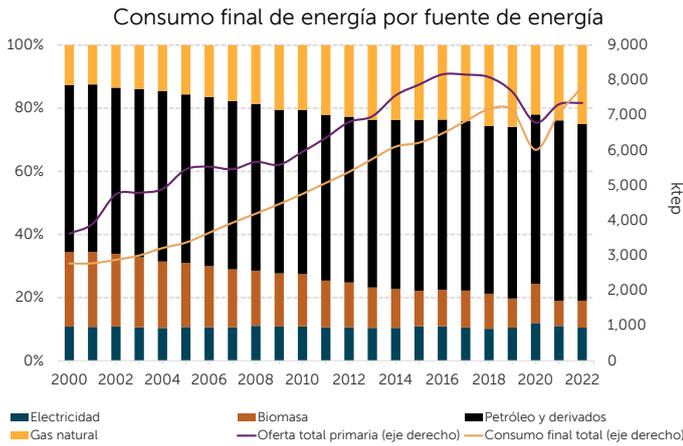
Tasa de electrificación

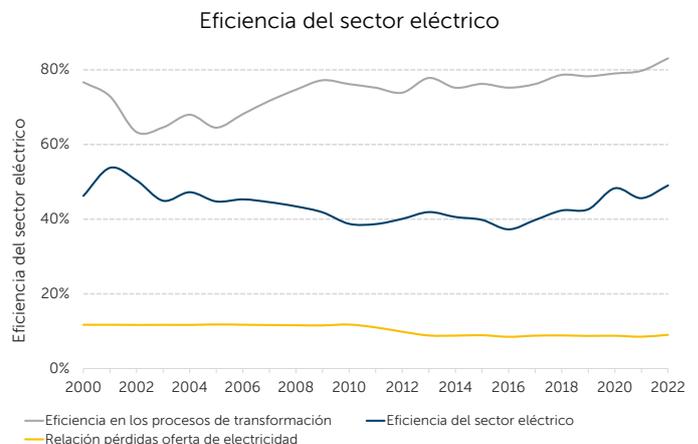
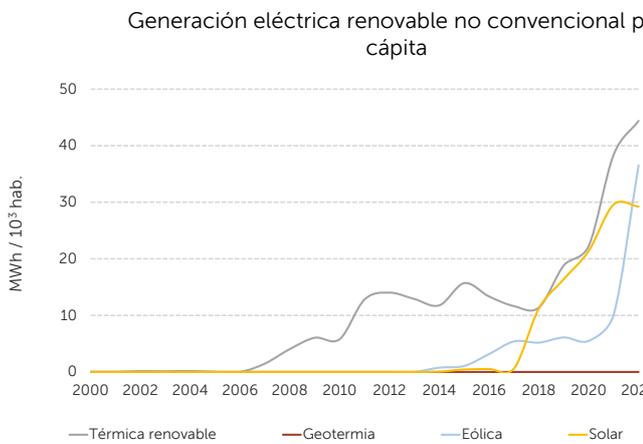
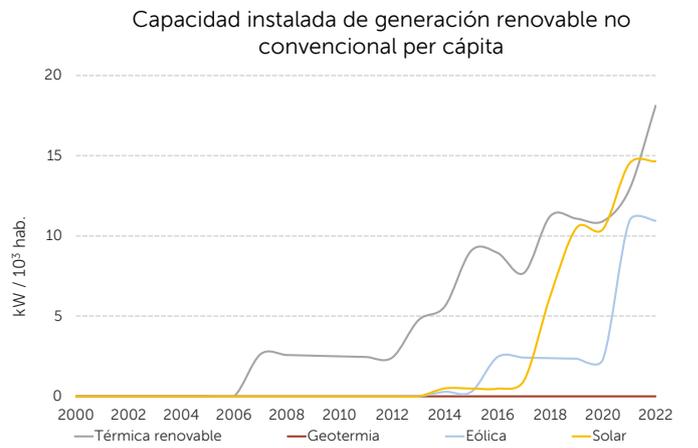
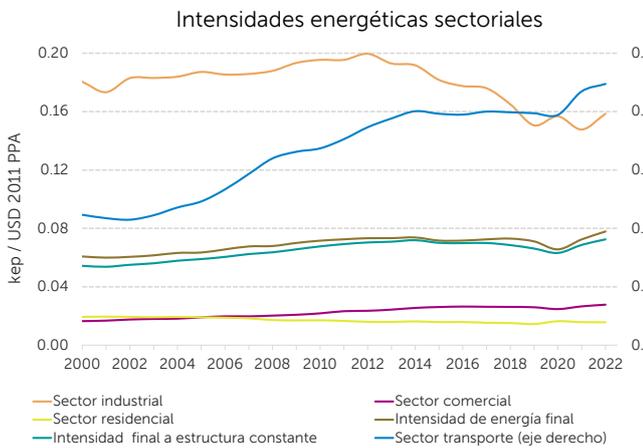
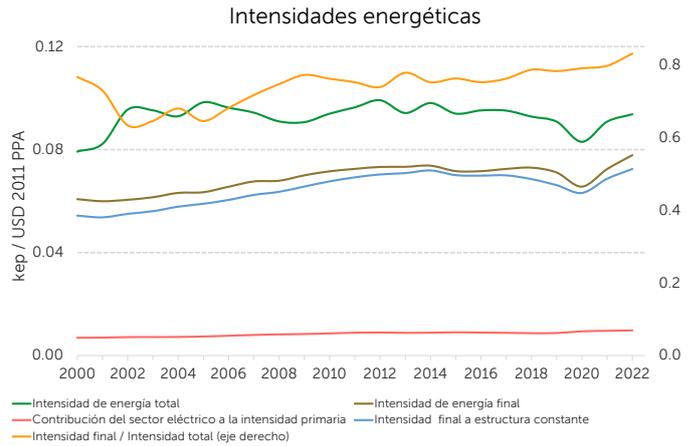
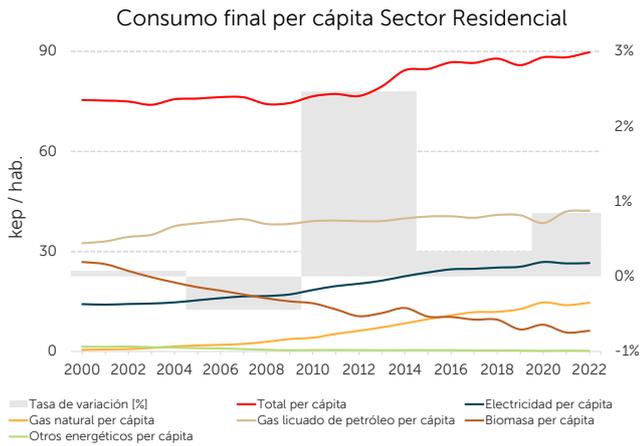


Producción de biomasa y biocombustibles

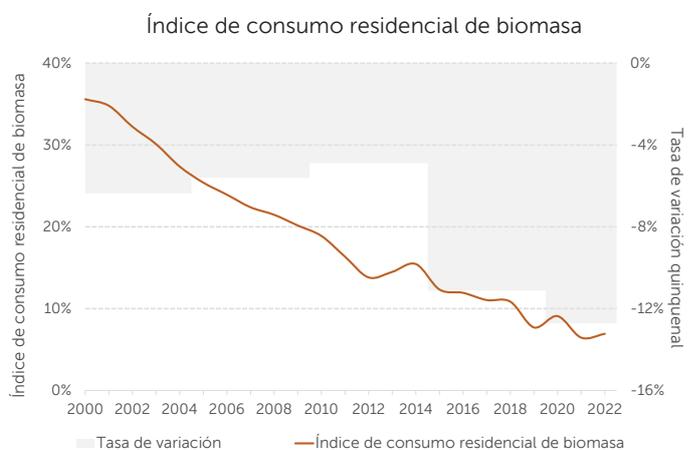
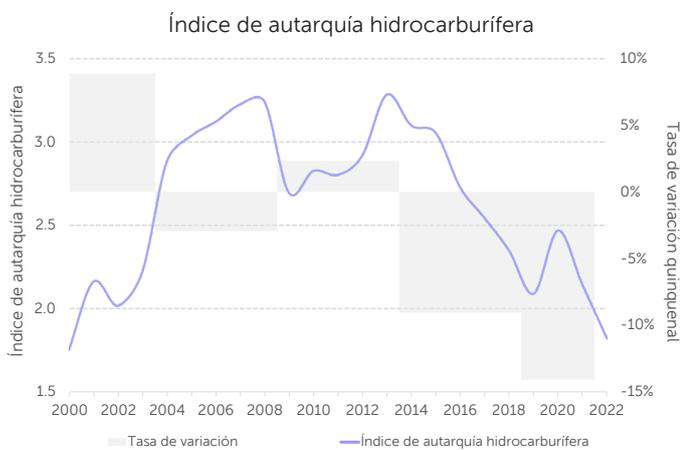
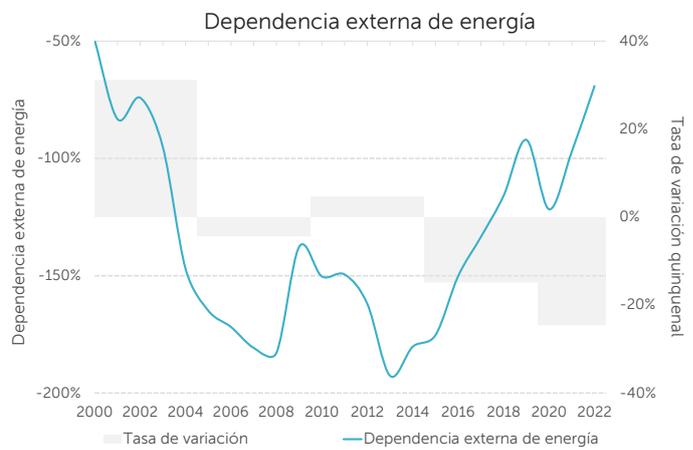
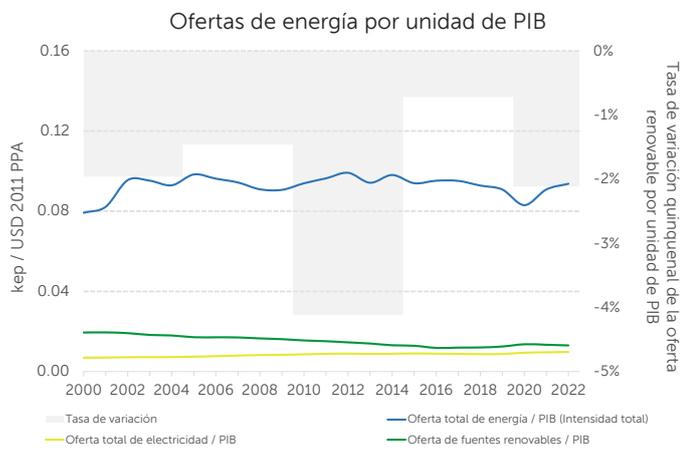
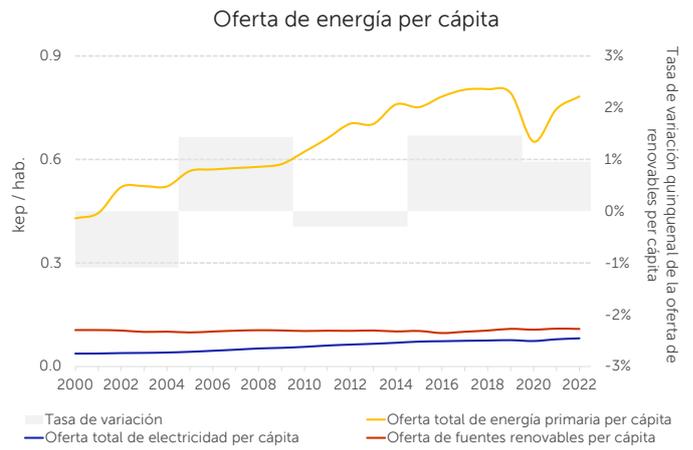
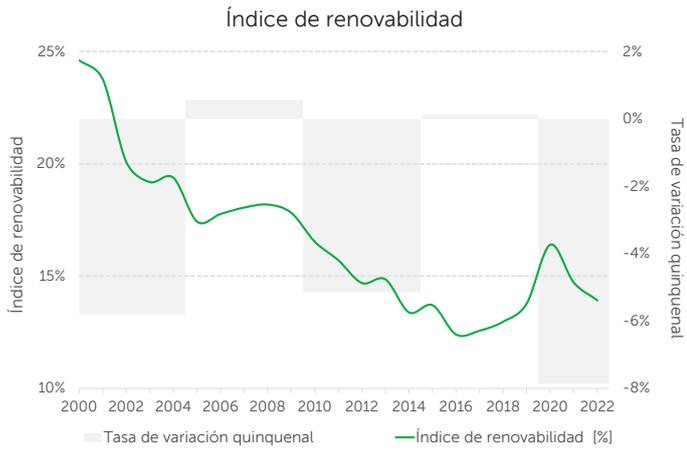


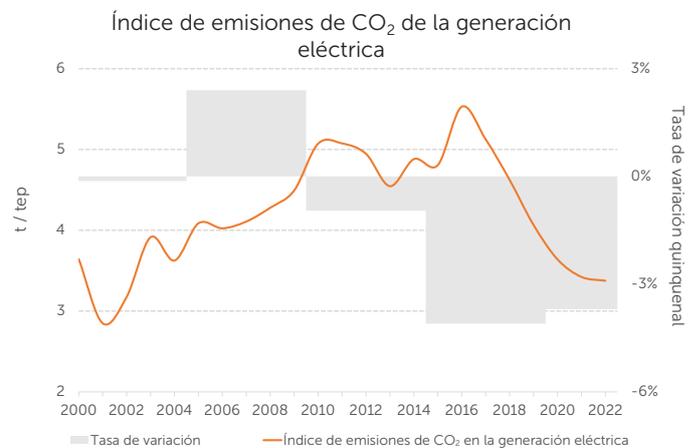
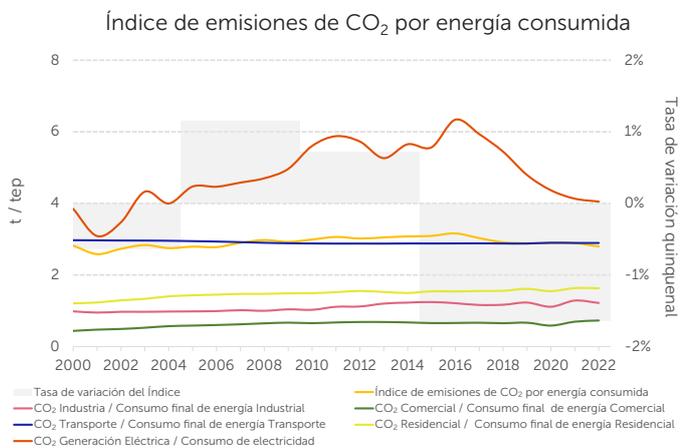
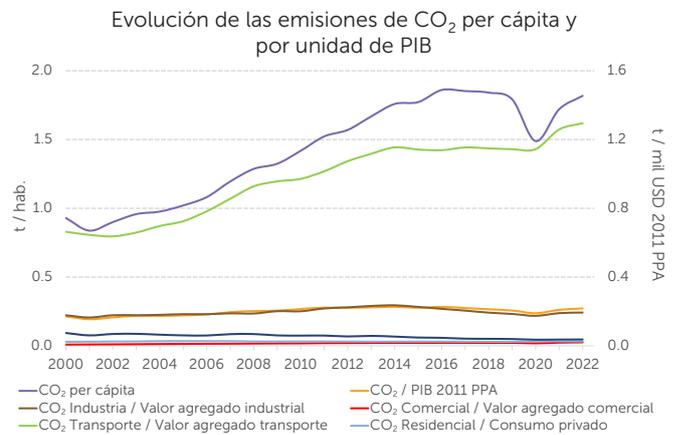
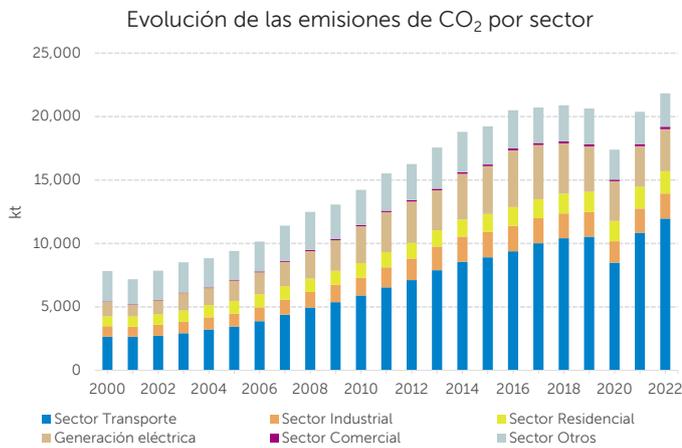
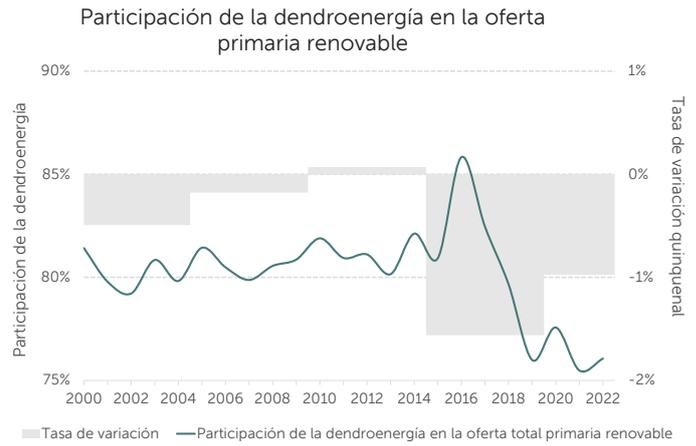
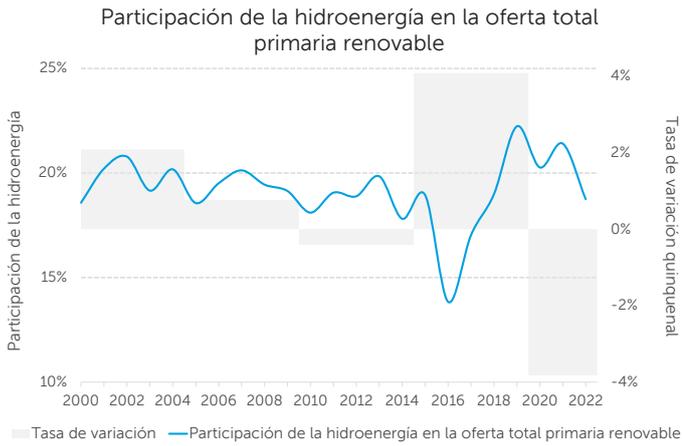
BOLIVIA



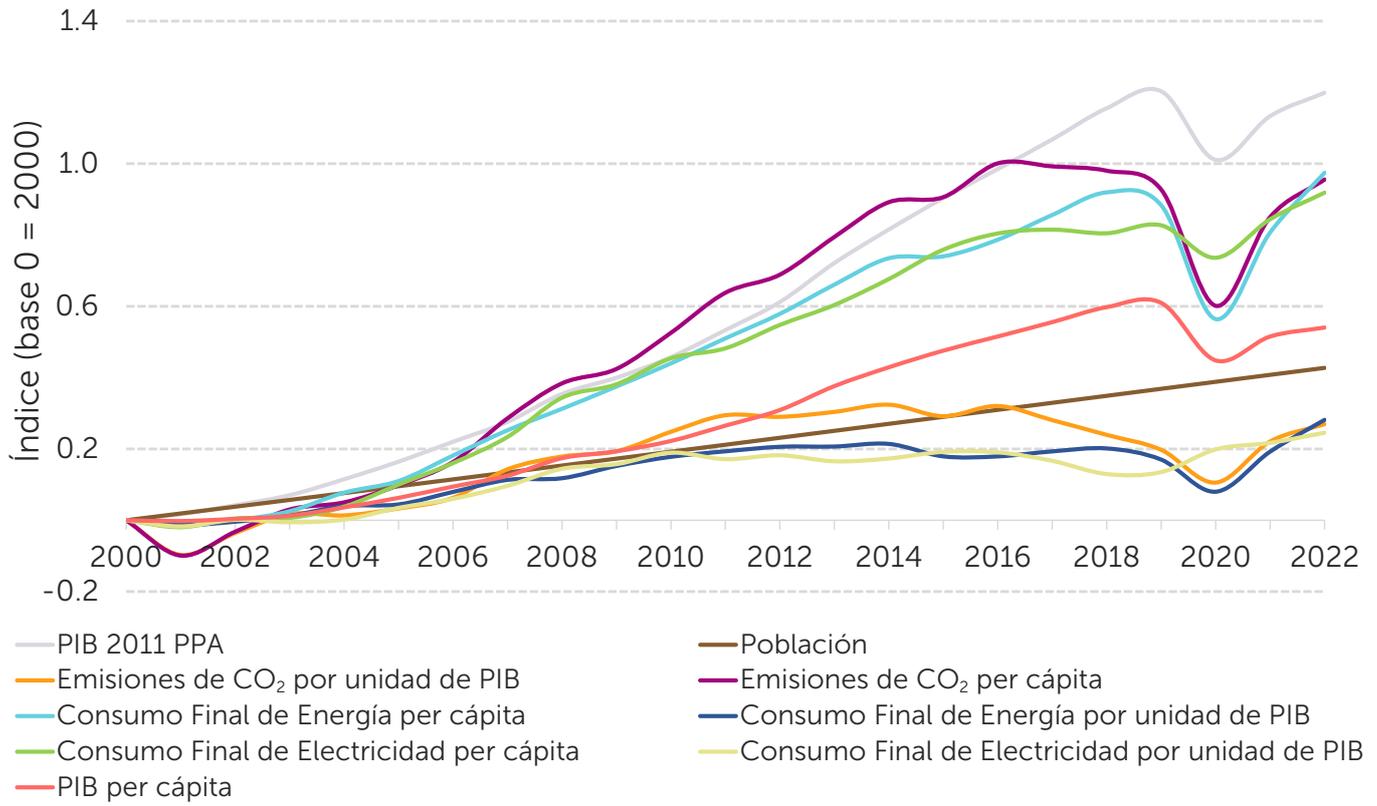


BOLIVIA





Resumen de los principales indicadores





BRASIL

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	215,313 ¹
Superficie (km ²)	8,515,759
Densidad de población (hab. / km ²)	25
Población urbana (%)	88
PIB USD 2018 (MUSD)	2,035,199 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	3,249,827 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético 2022



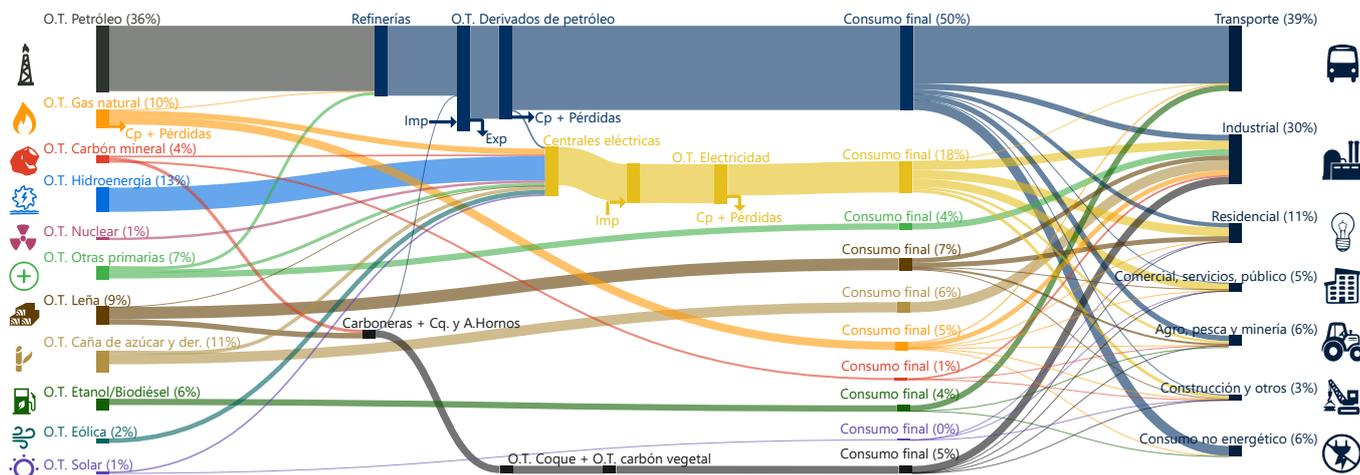
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

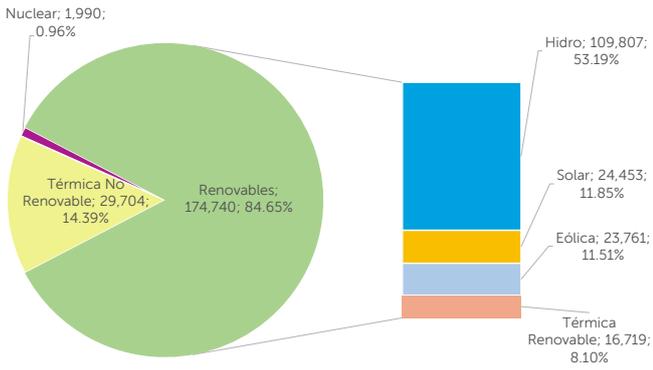
Nota: Los valores presentados en Mtep en la presente publicación difieren a los publicados en la misma unidad por el país, debido a una diferencia entre el factor de conversión empleado entre OLADE y el país. OLADE ha empleado que 1 bep = 0.13878 y Brasil 0.13822731.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,556	1.19	99.84	297.59	331.60	60.49	90.82	255.98	2,464	206.45	0.09 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

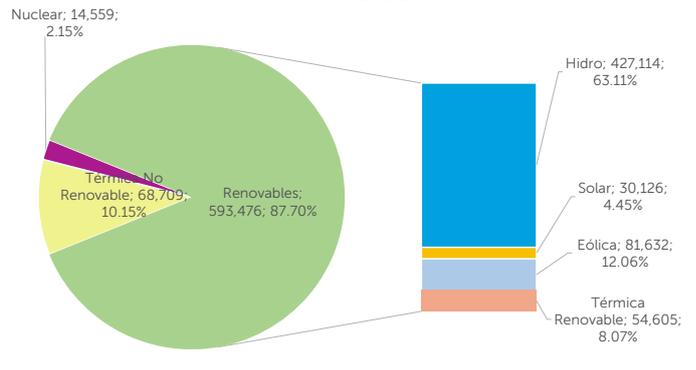
Balance energético resumido 2022



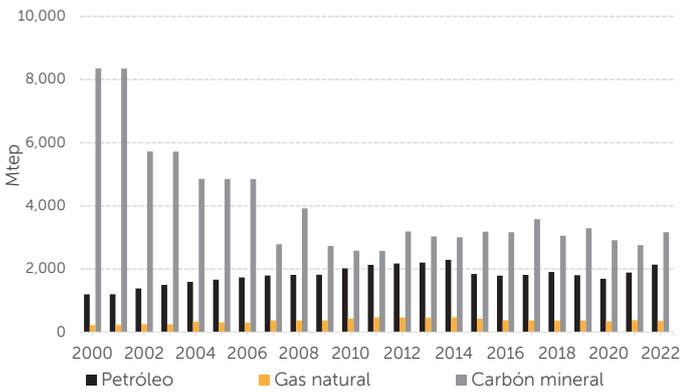
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



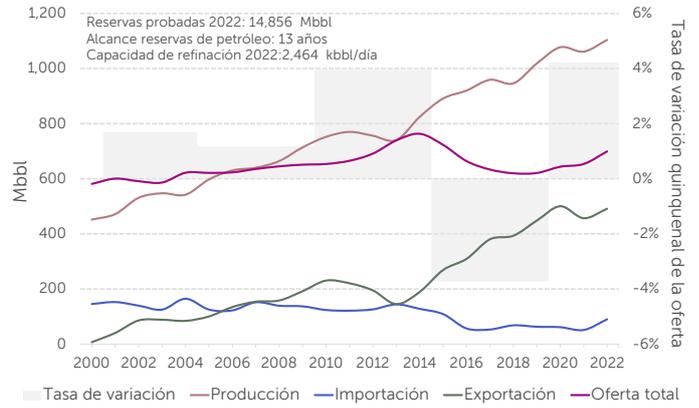
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

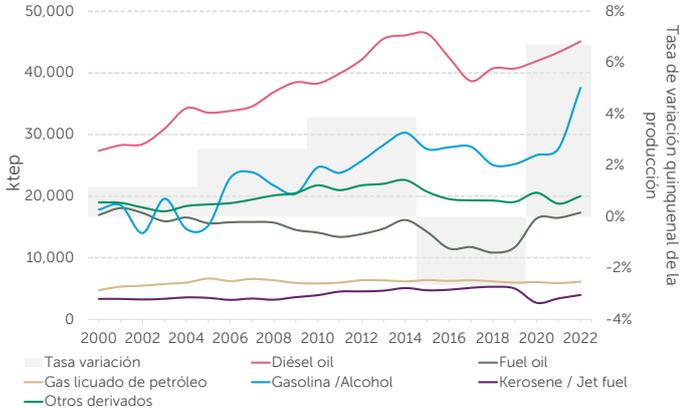


Oferta de petróleo

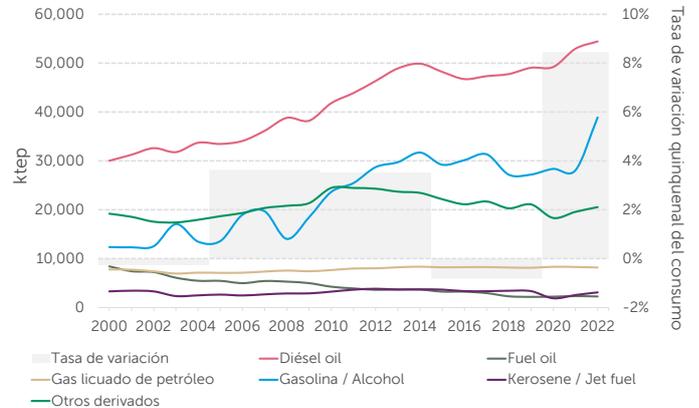


BRASIL

Producción derivados de petróleo

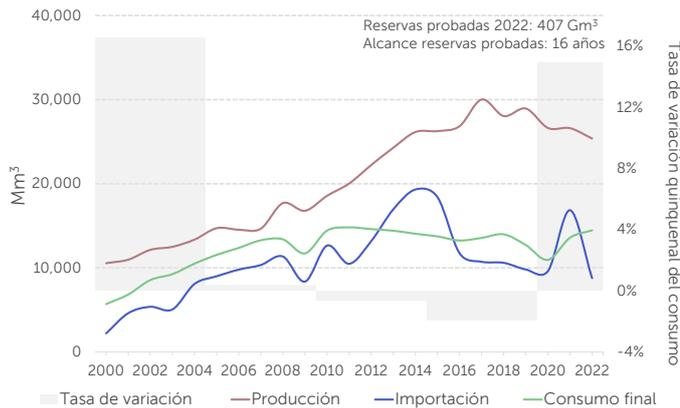


Consumo derivados de petróleo

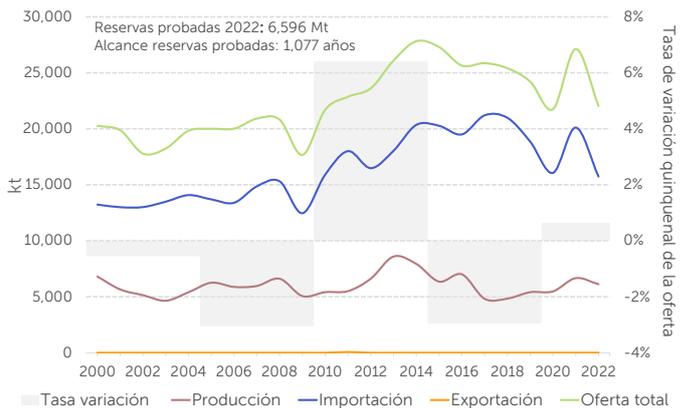




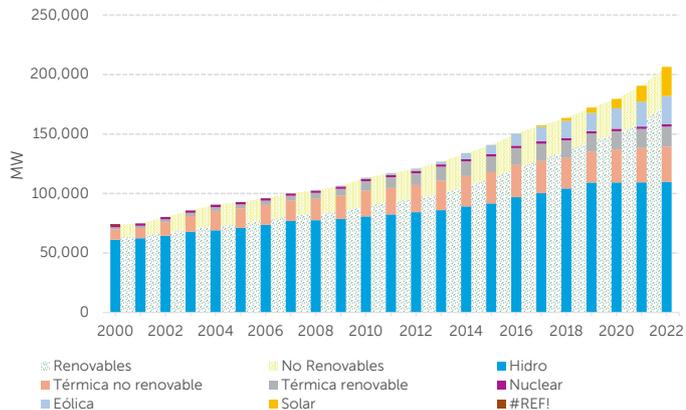
Oferta de gas natural



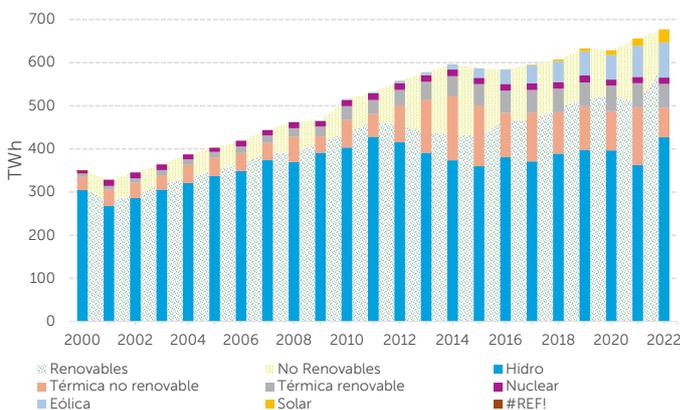
Oferta de carbón mineral



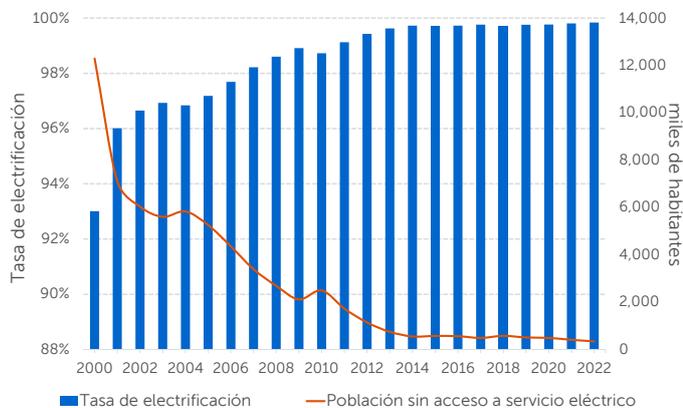
Capacidad instalada de generación eléctrica



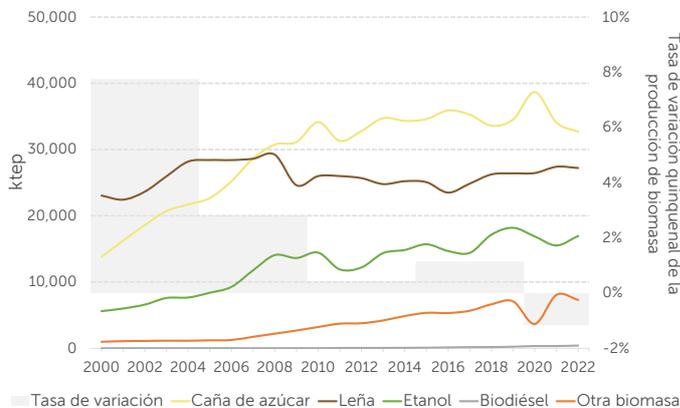
Generación eléctrica



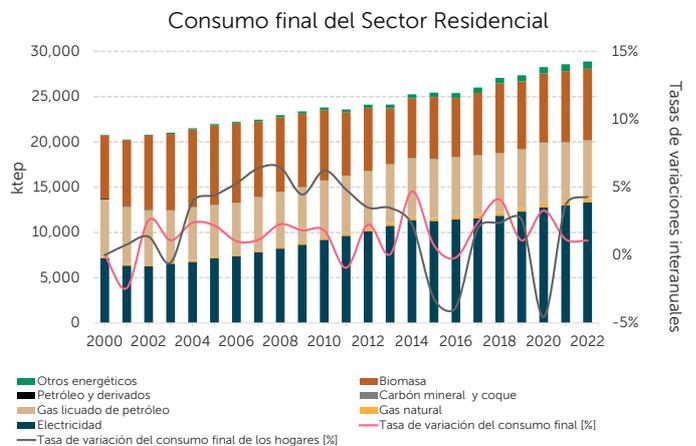
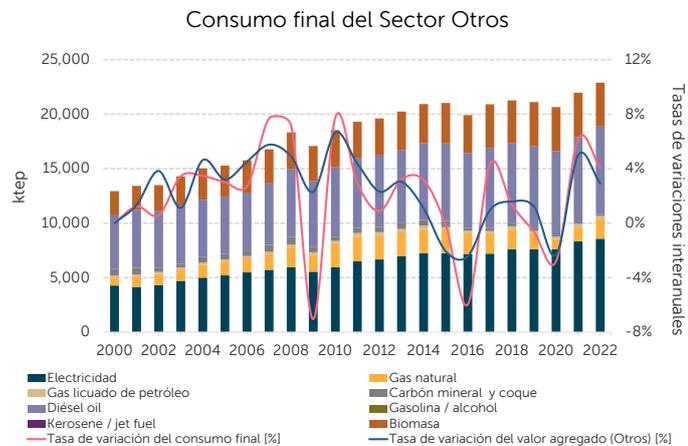
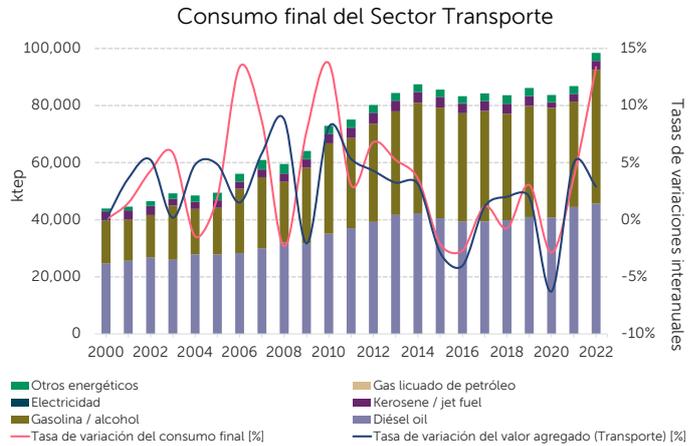
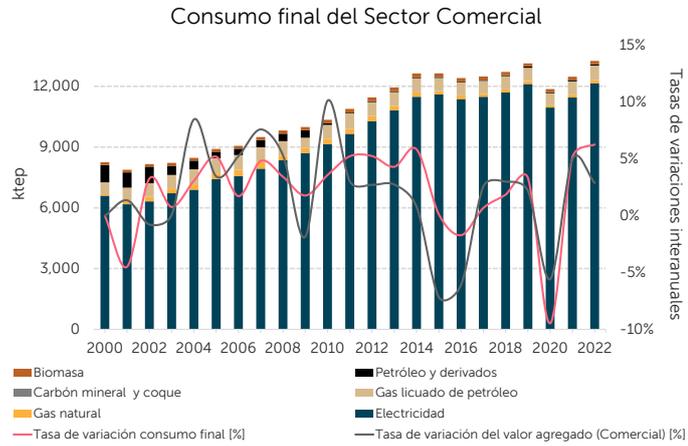
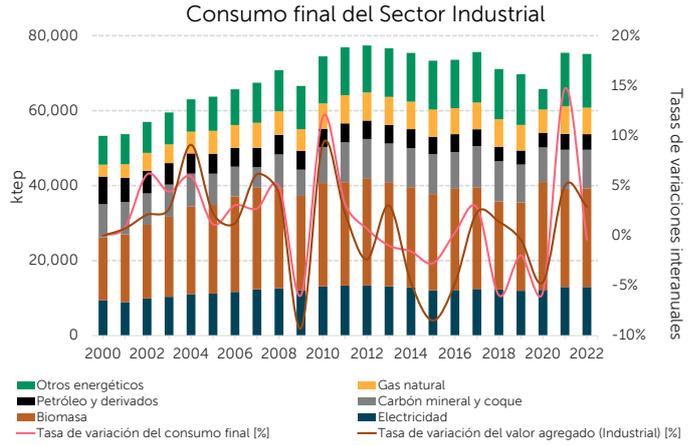
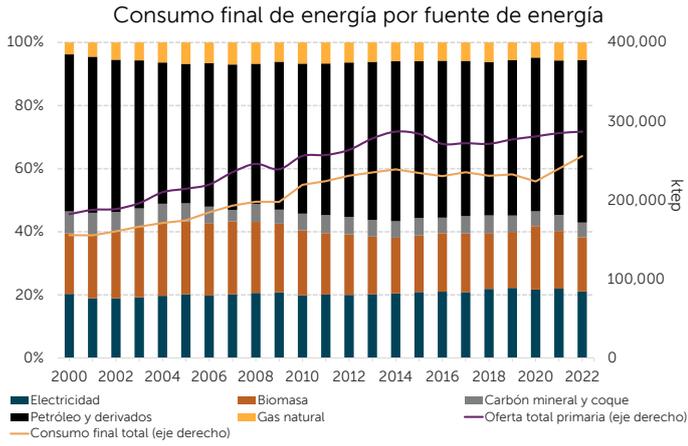
Tasa de electrificación

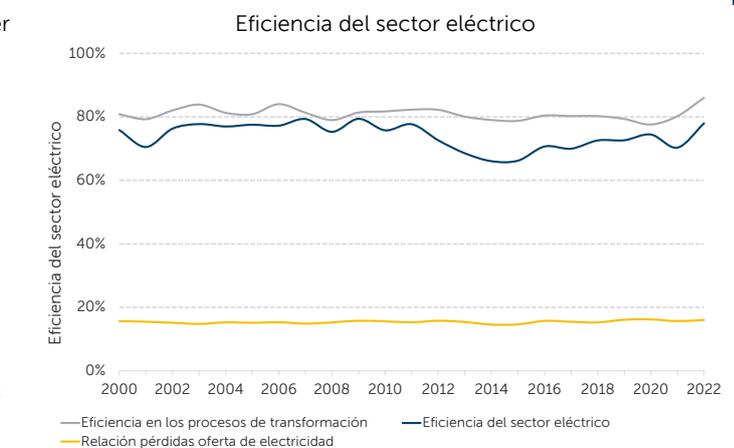
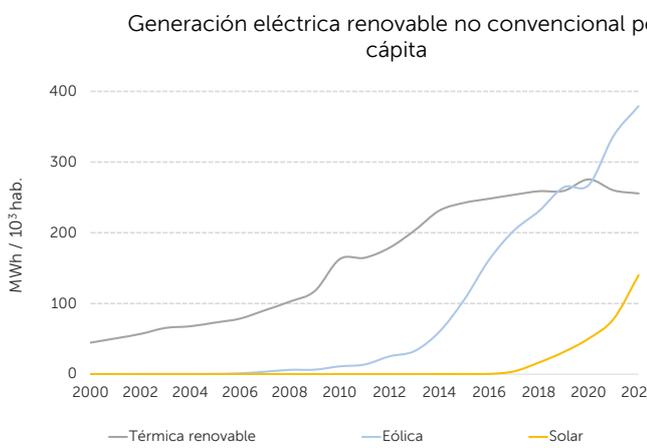
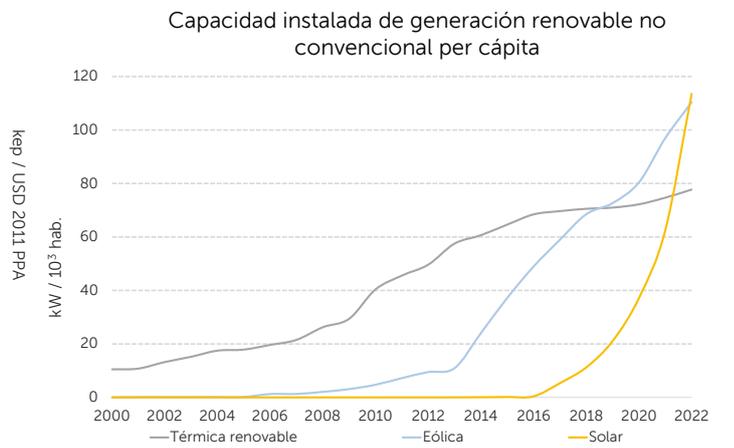
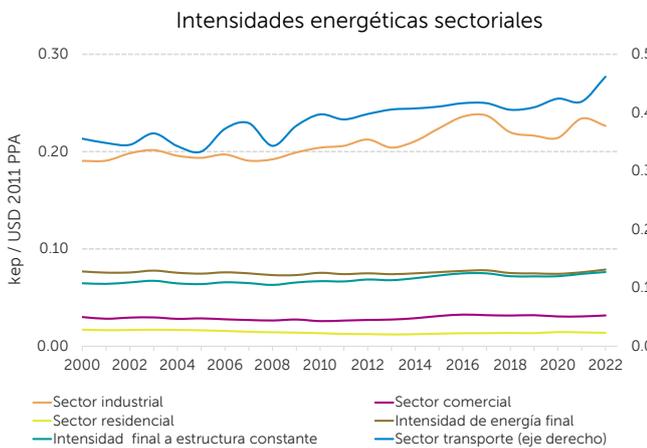
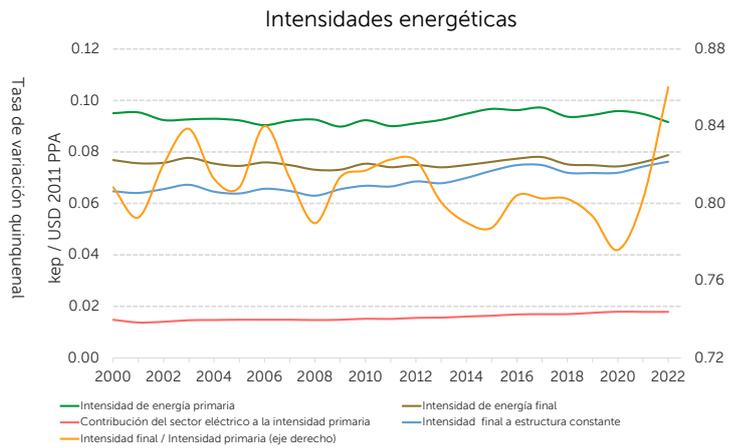
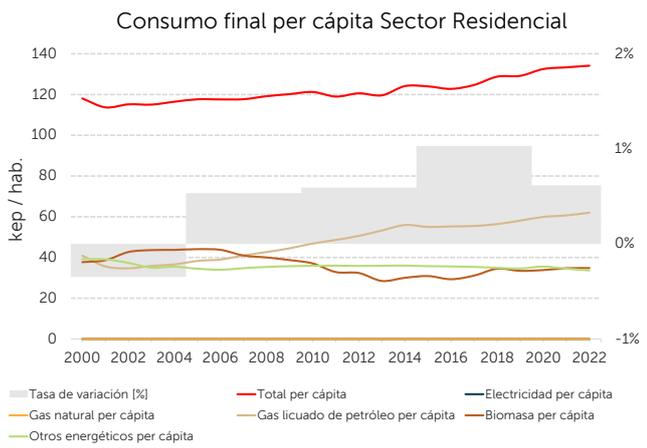


Producción de biomasa y biocombustibles

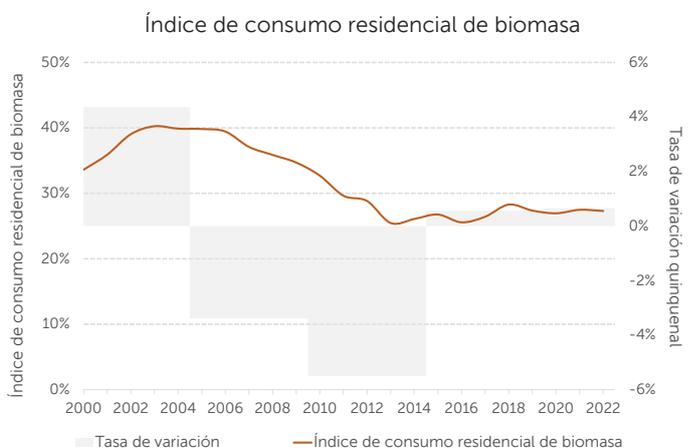
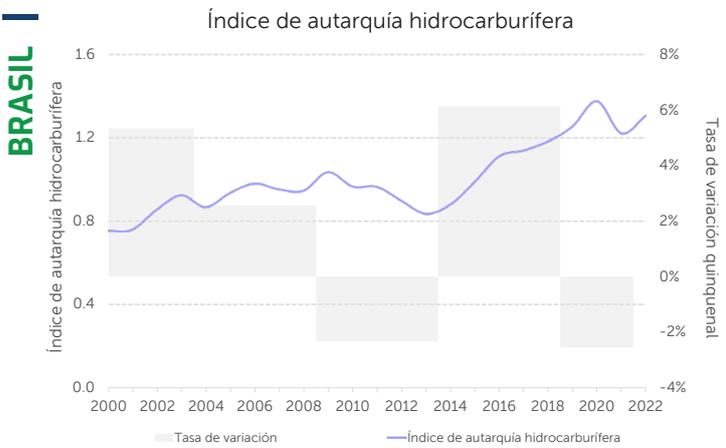
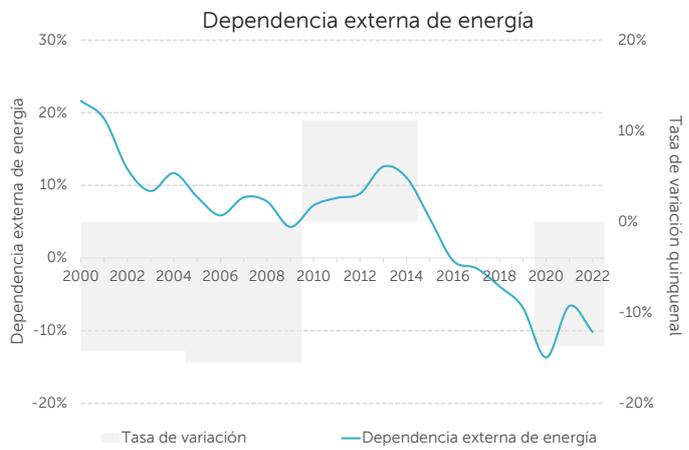
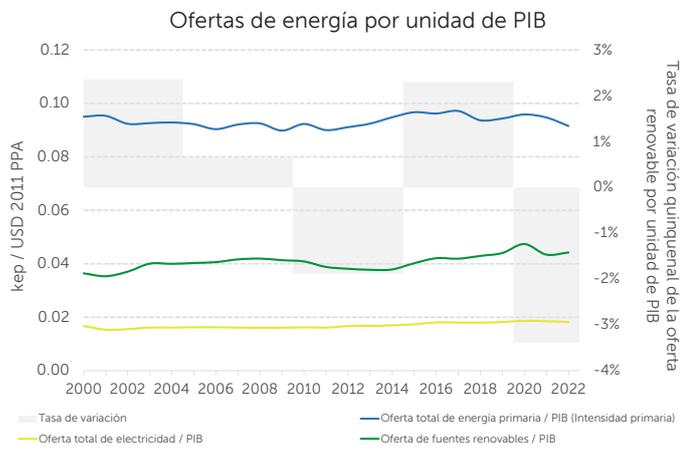
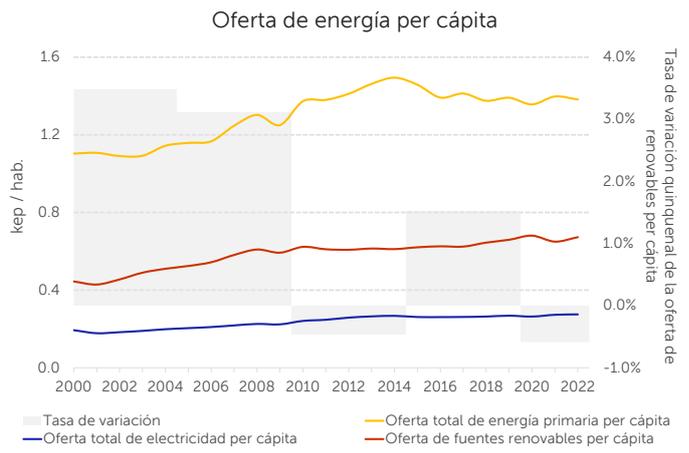
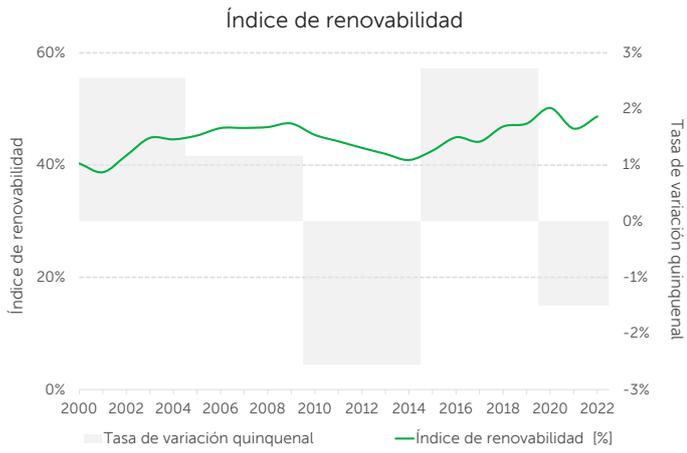


BRASIL



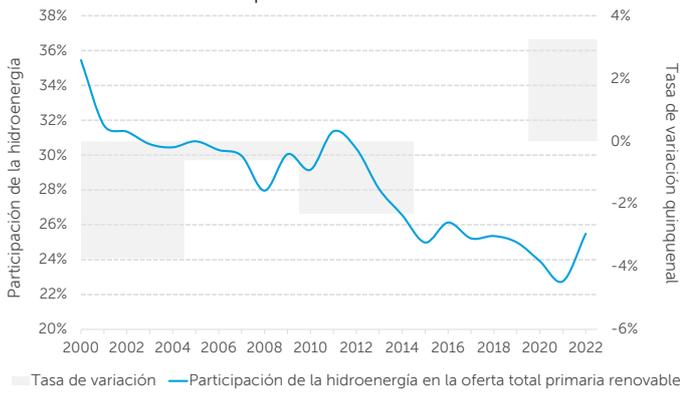


BRASIL

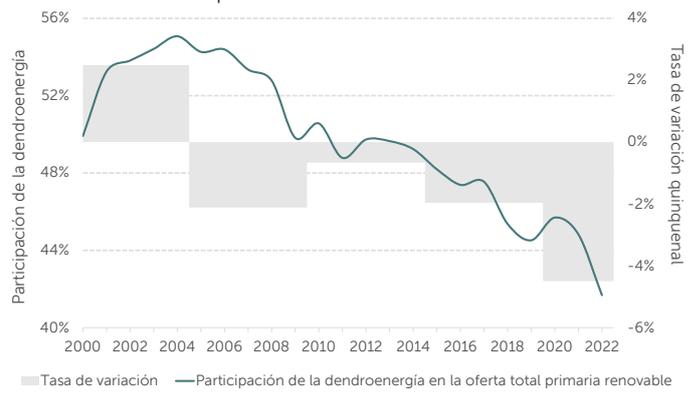




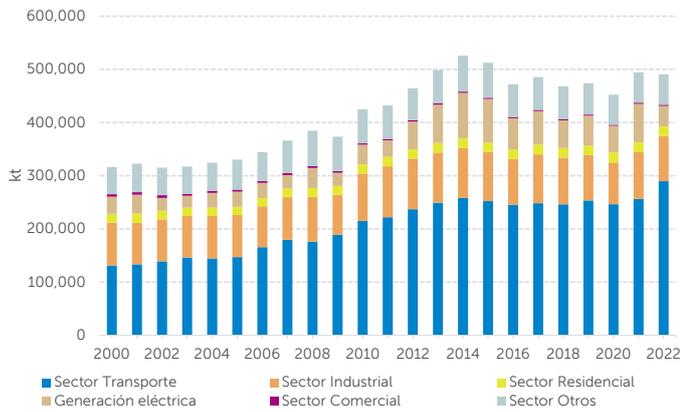
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



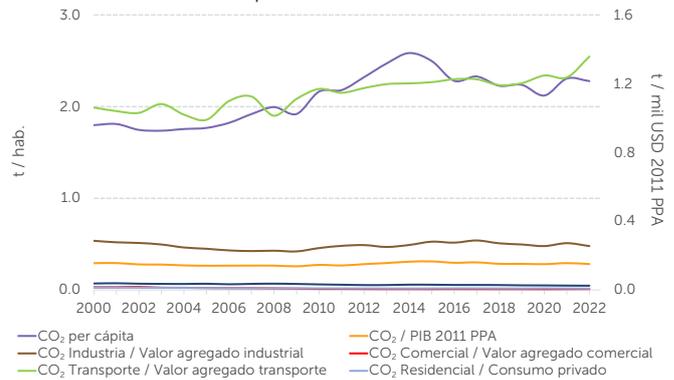
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



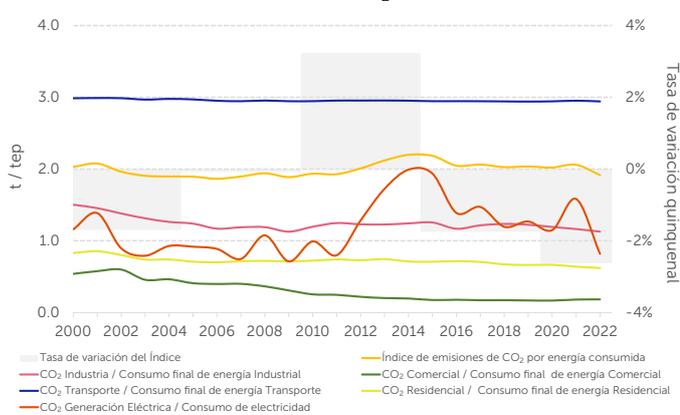
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



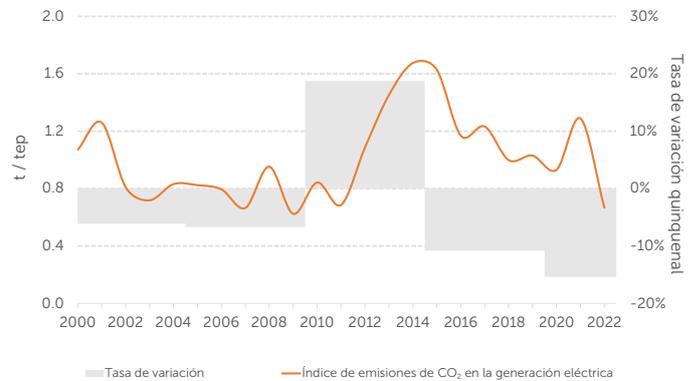
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



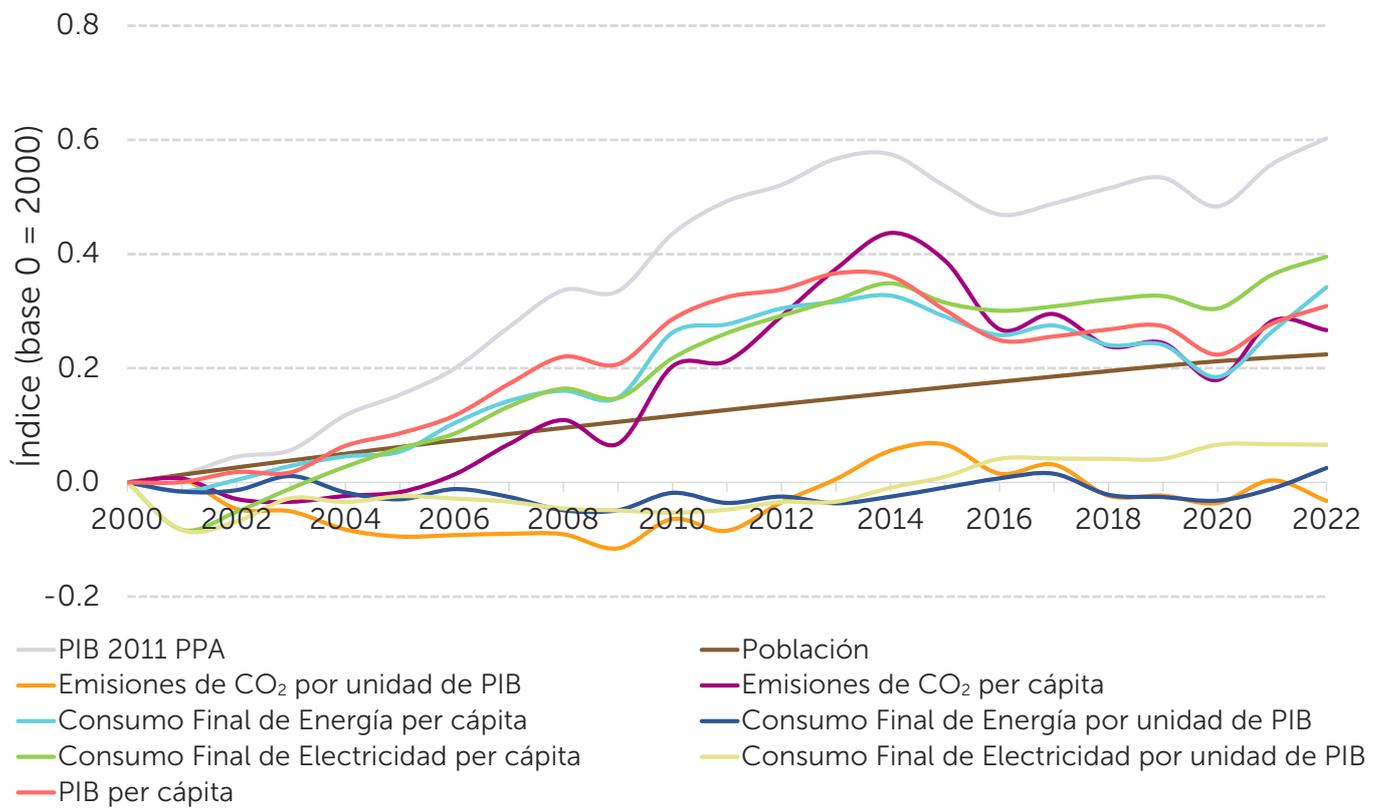
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





CHILE

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	19,678 ¹
Superficie (km ²)	756,096
Densidad de población (hab. / km ²)	26
Población urbana (%)	88
PIB USD 2018 (MUSD)	320,246 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	507,465 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	26

Sector Energético 2022



¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

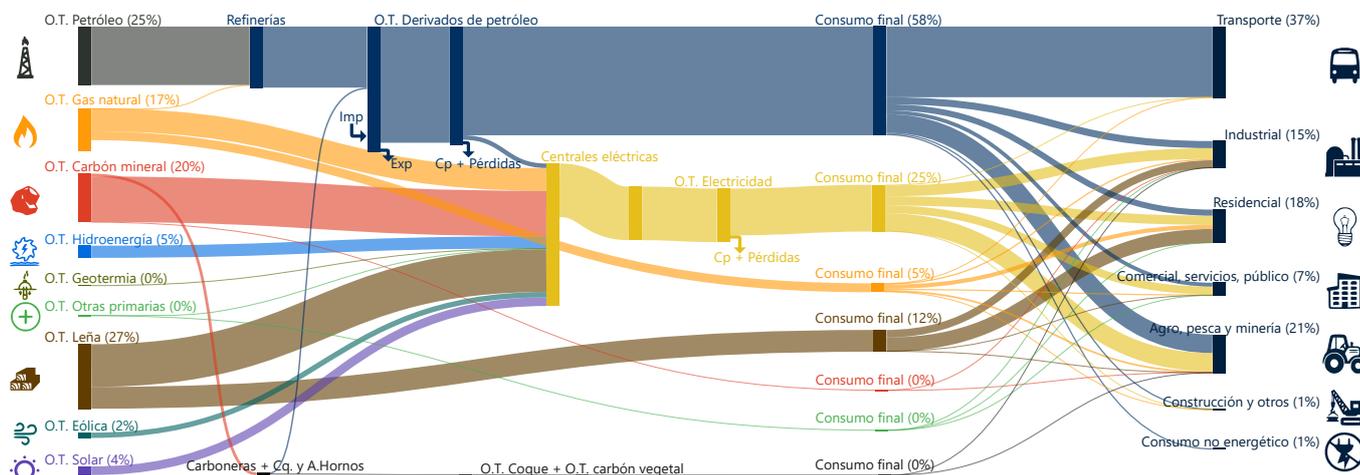
³ Incluye consumo no energético.

⁴ No incluye consumo propio del sector energético.

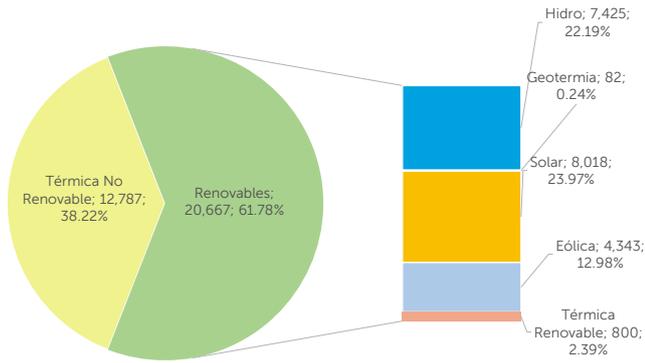
Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2022 presentados corresponden a estimaciones realizadas por OLADE, sujetas a revisión por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,962	1.48	99.70	42.15	14.51	29.12	1.36	26.77	238	33.45	0.08 / 0.05	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

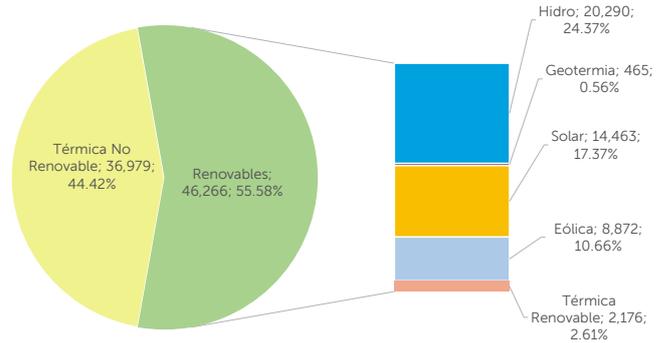
Balance energético resumido 2022



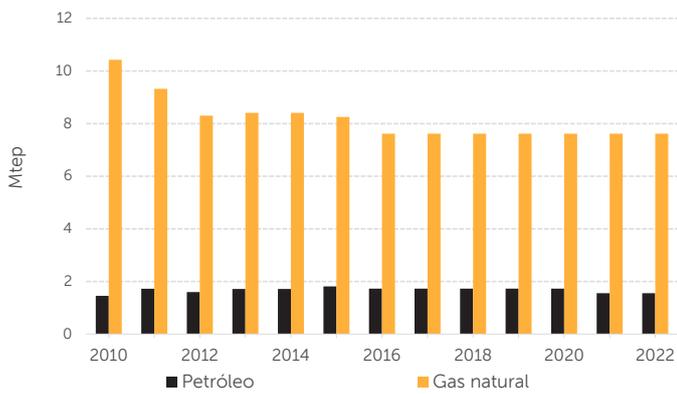
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



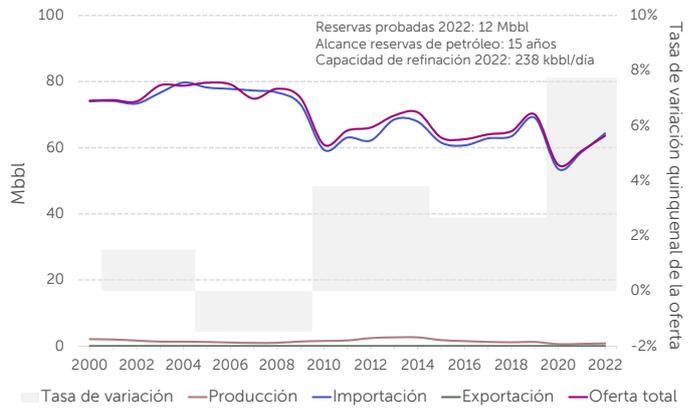
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo y gas natural

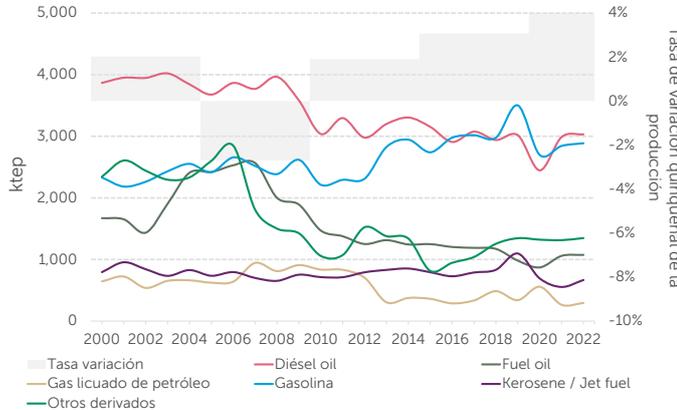


Oferta de petróleo

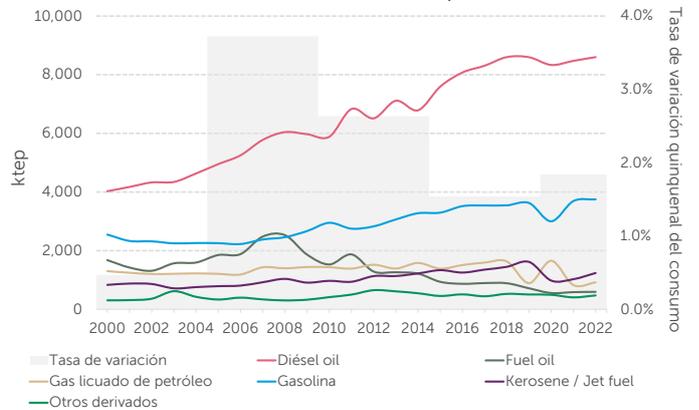


CHILE

Producción derivados de petróleo

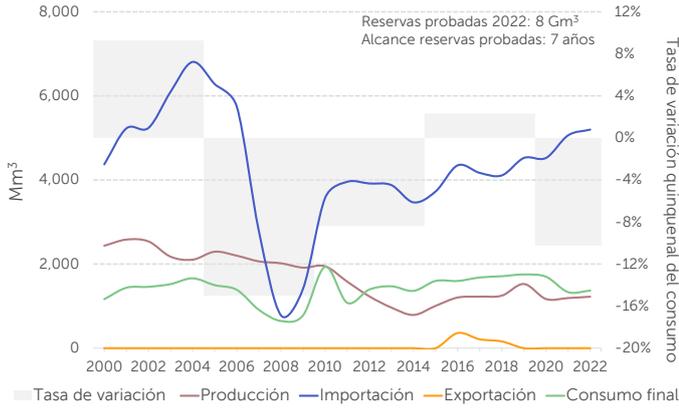


Consumo derivados de petróleo

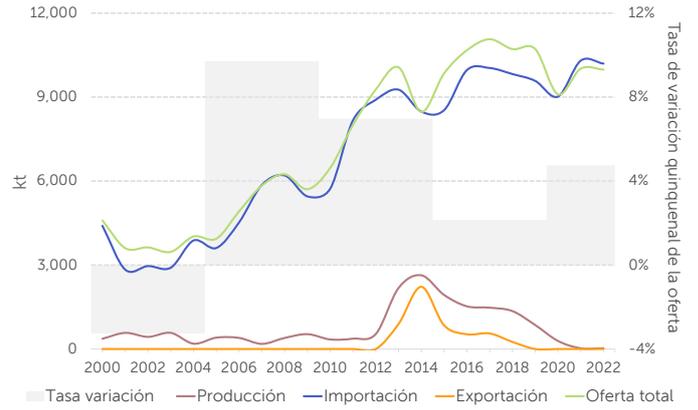




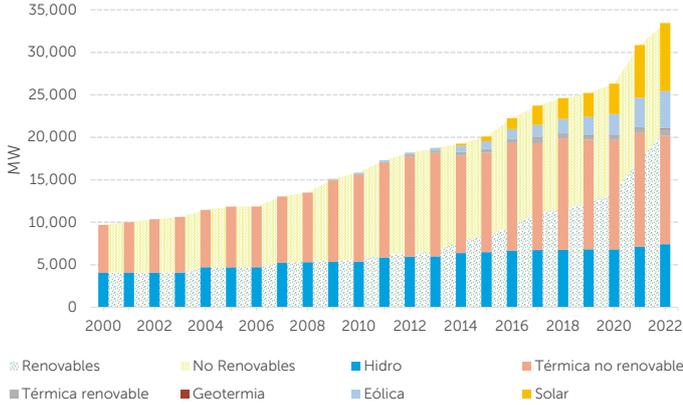
Oferta de gas natural



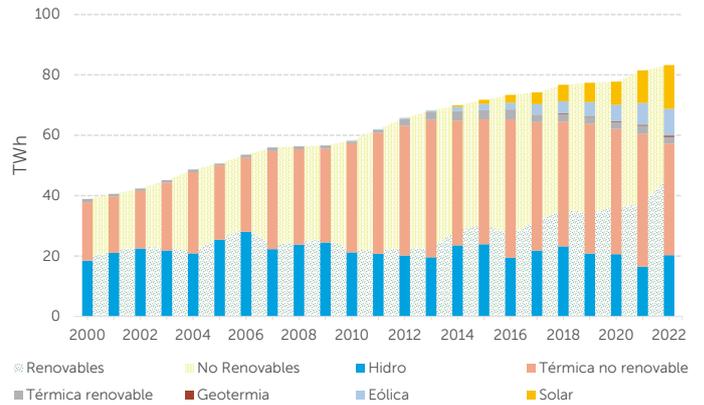
Oferta de carbón mineral



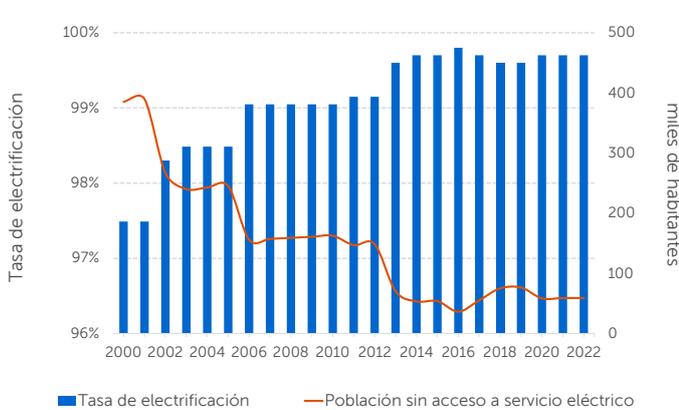
Capacidad instalada de generación eléctrica



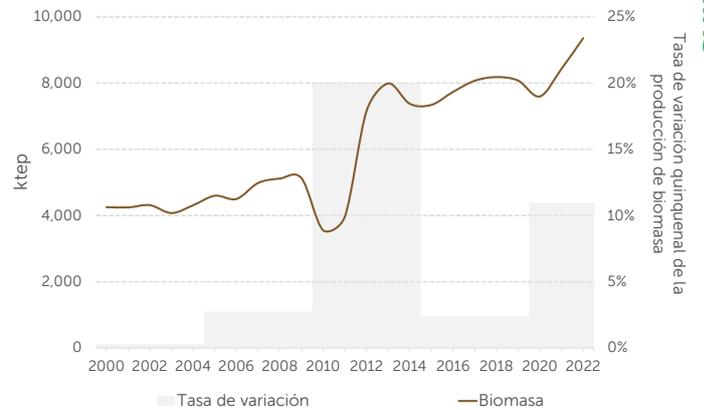
Generación eléctrica

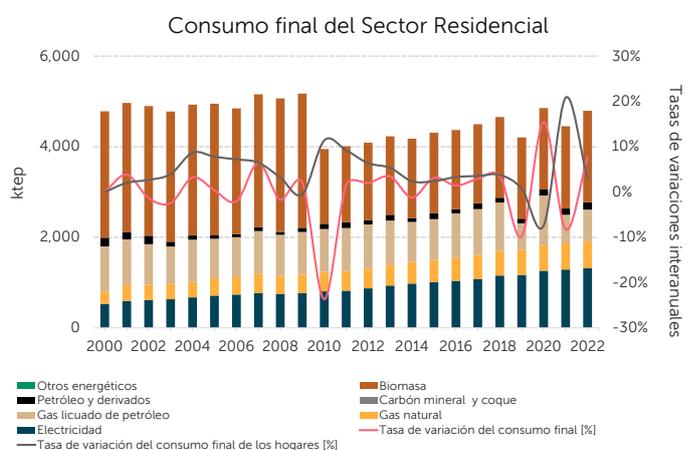
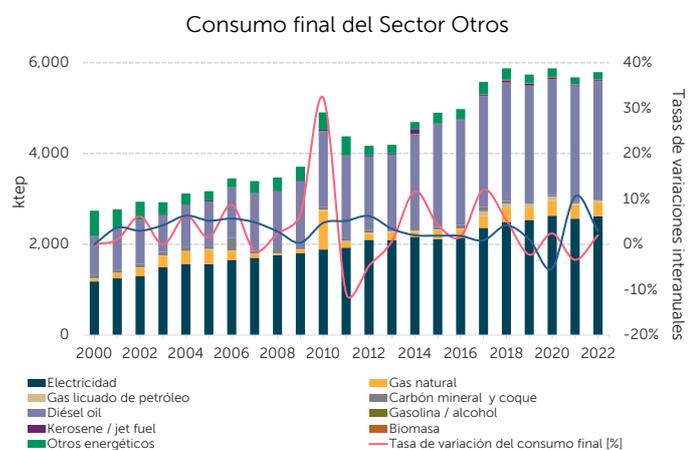
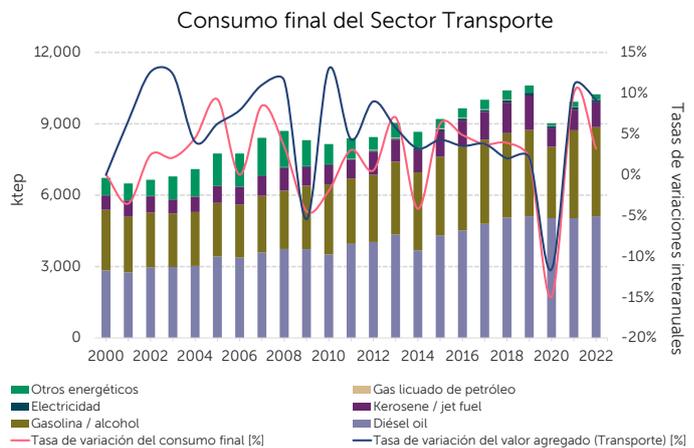
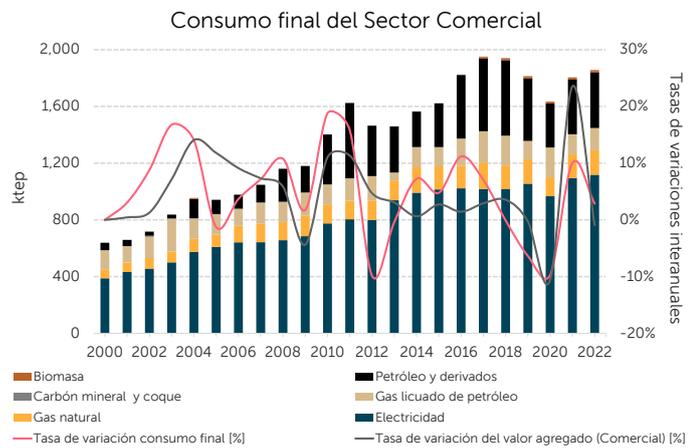
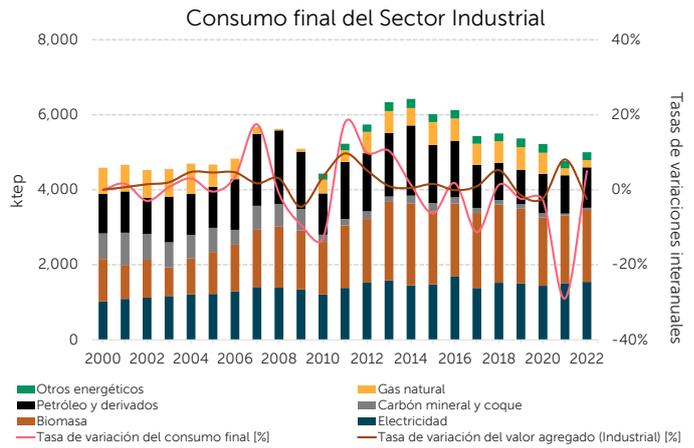
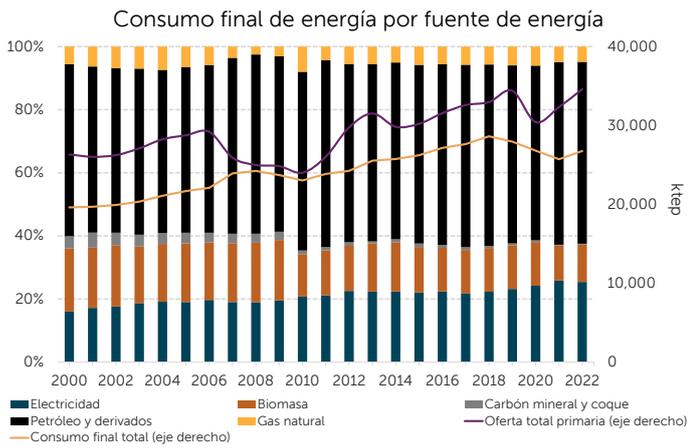


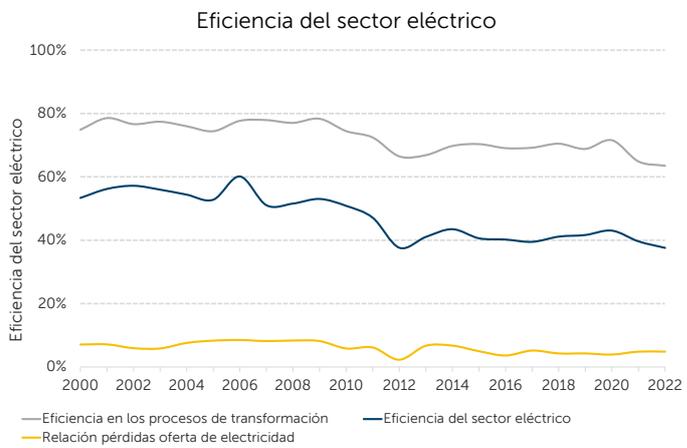
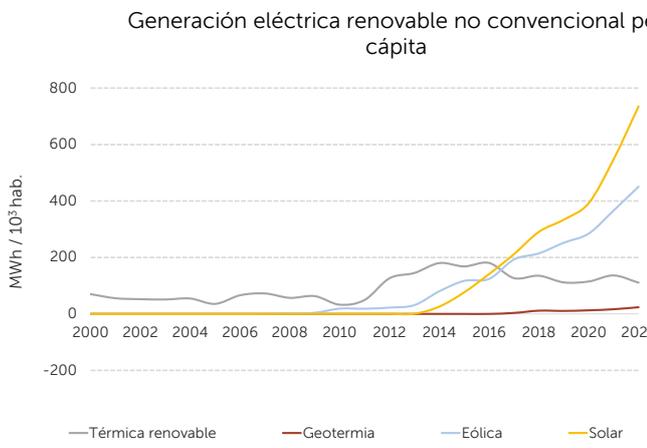
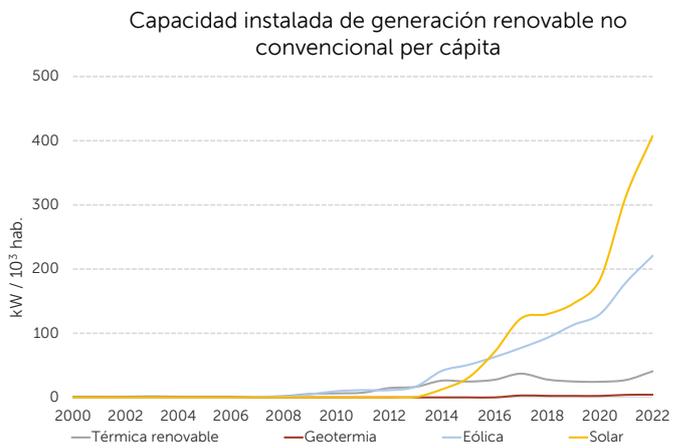
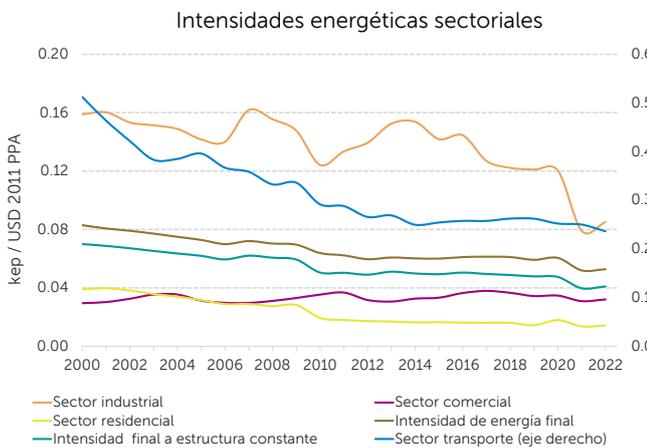
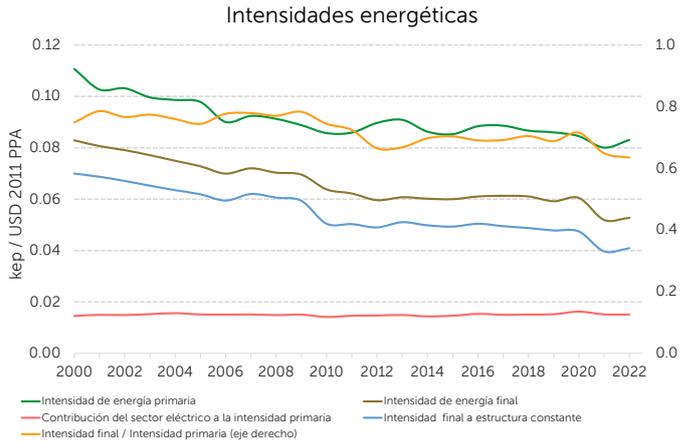
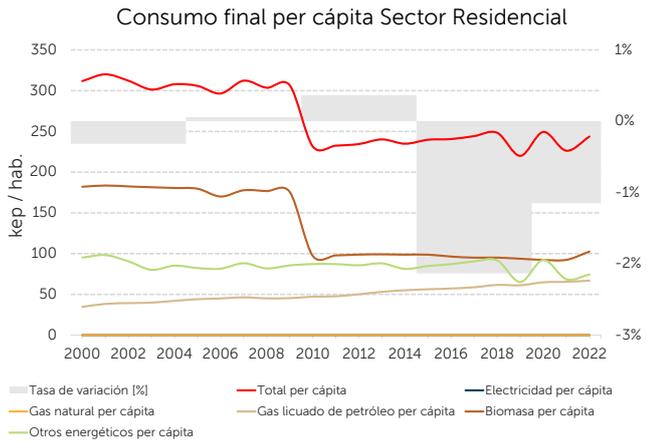
Tasa de electrificación

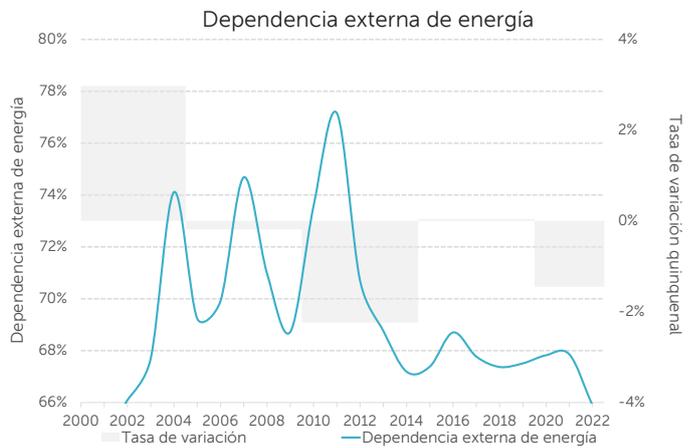
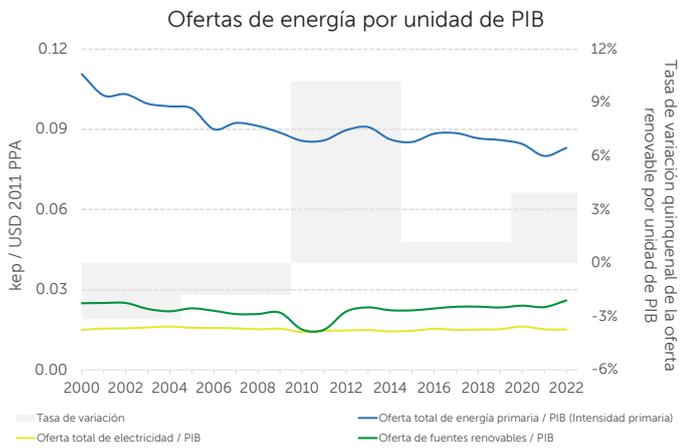
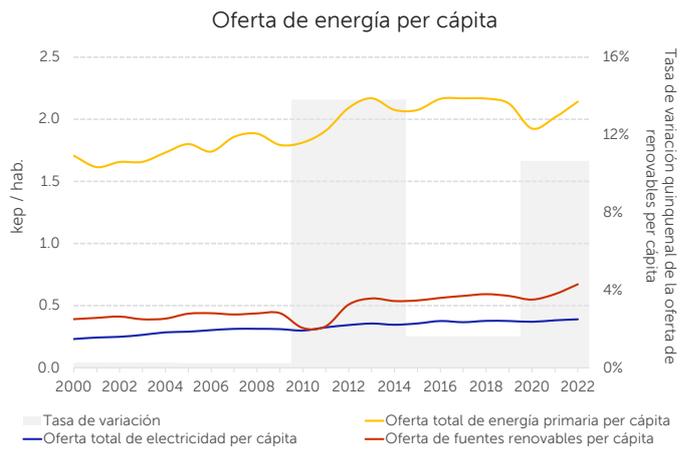
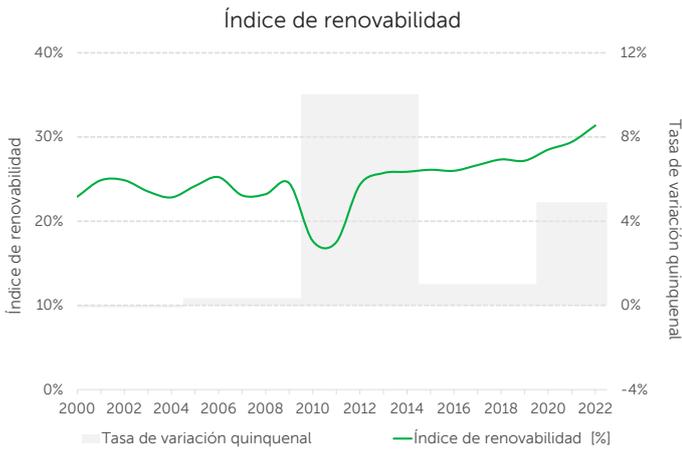


Producción de biomasa

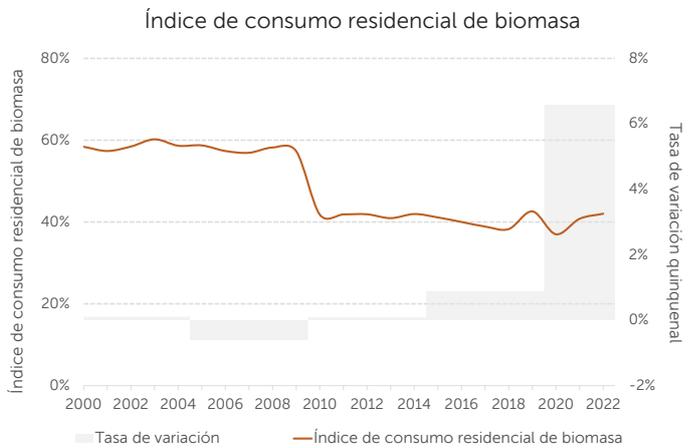
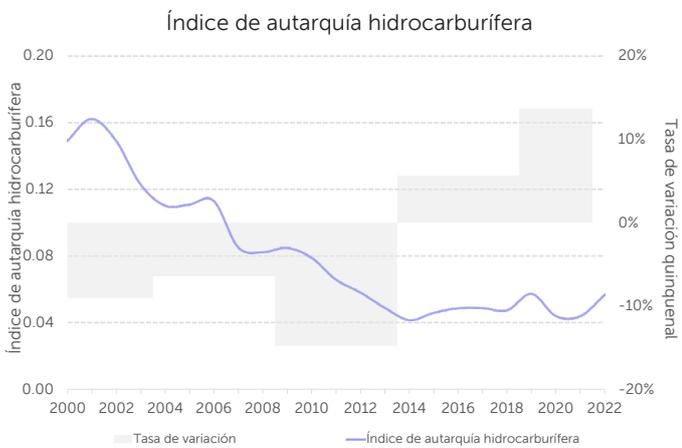


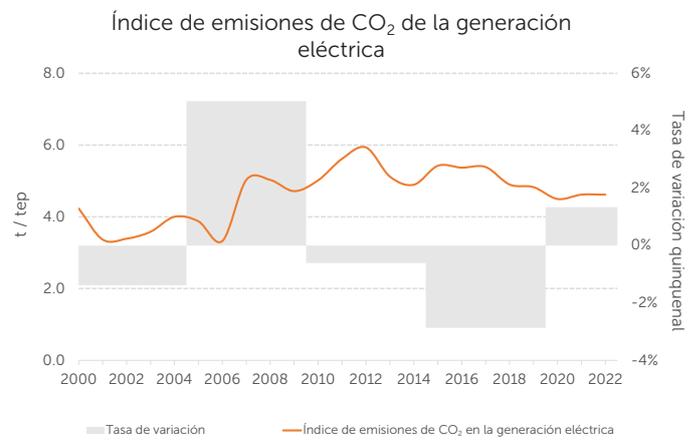
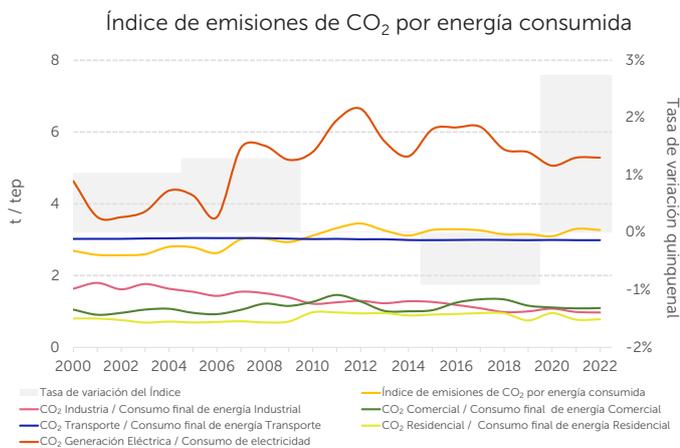
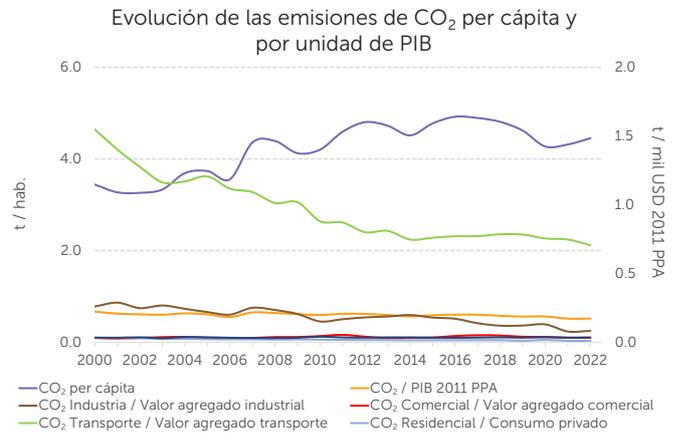
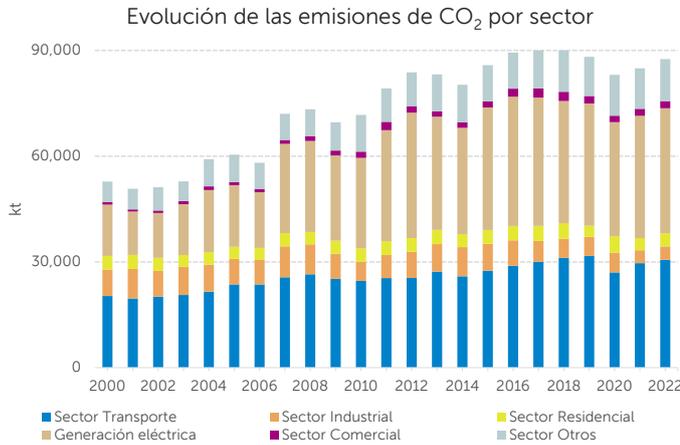
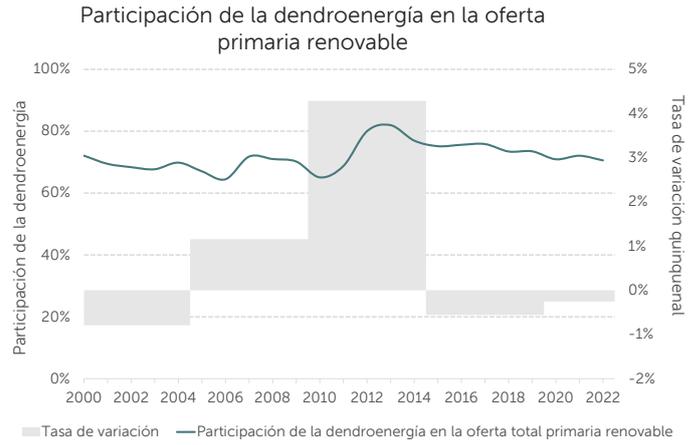
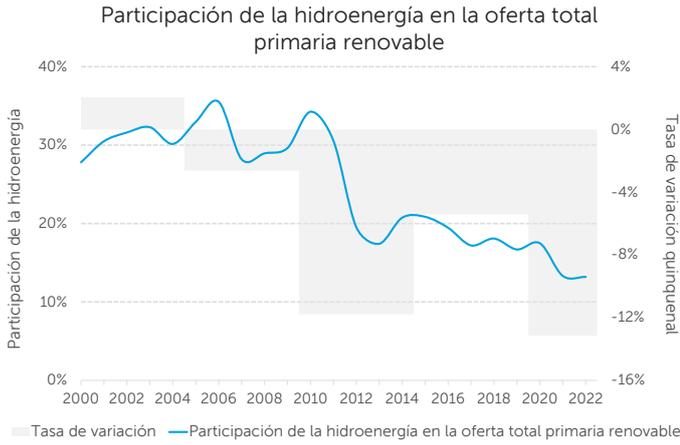




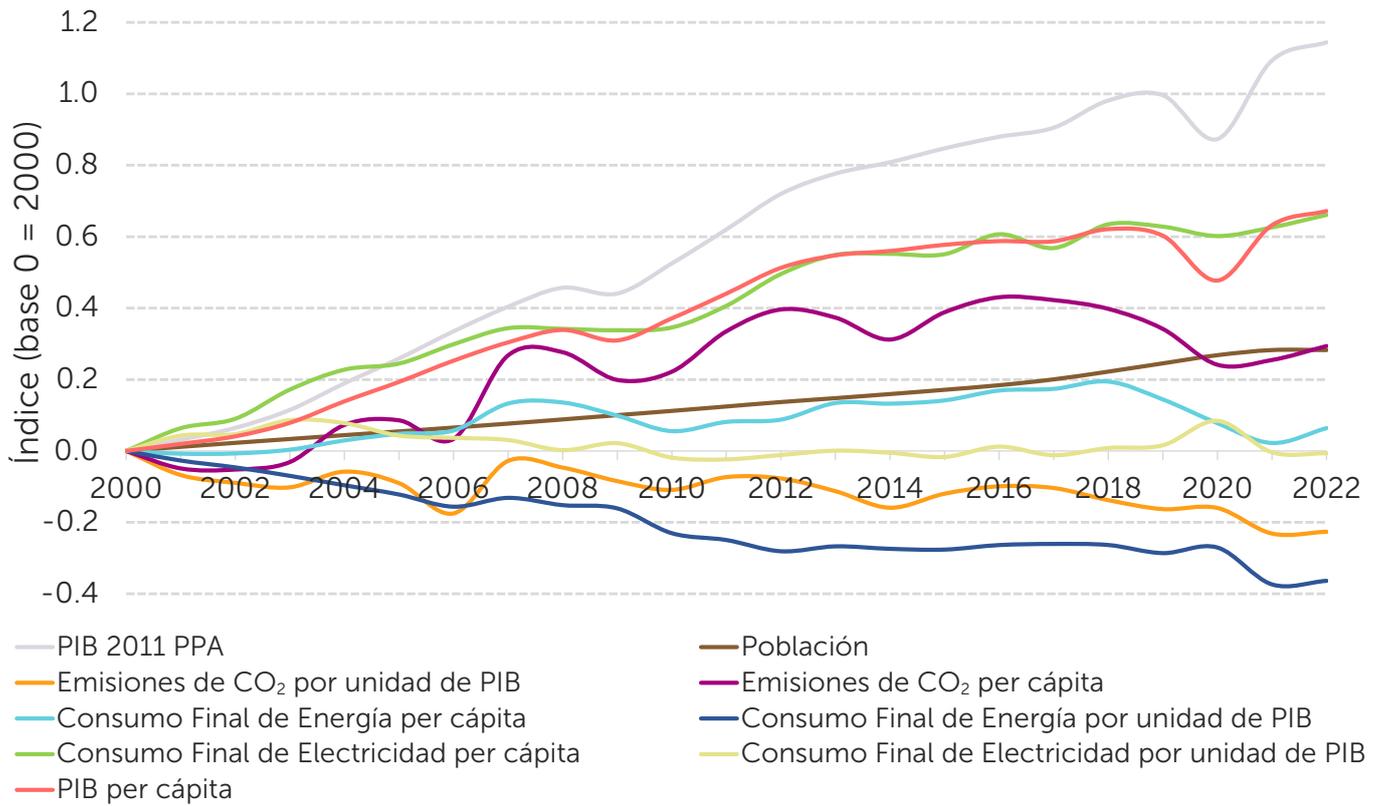


CHILE





Resumen de los principales indicadores





COLOMBIA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	51,874 ¹
Superficie (km ²)	1,141,749
Densidad de población (hab. / km ²)	45
Población urbana (%)	82
PIB USD 2018 (MUSD)	380,894 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	811,911 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	16

Sector Energético 2022



¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

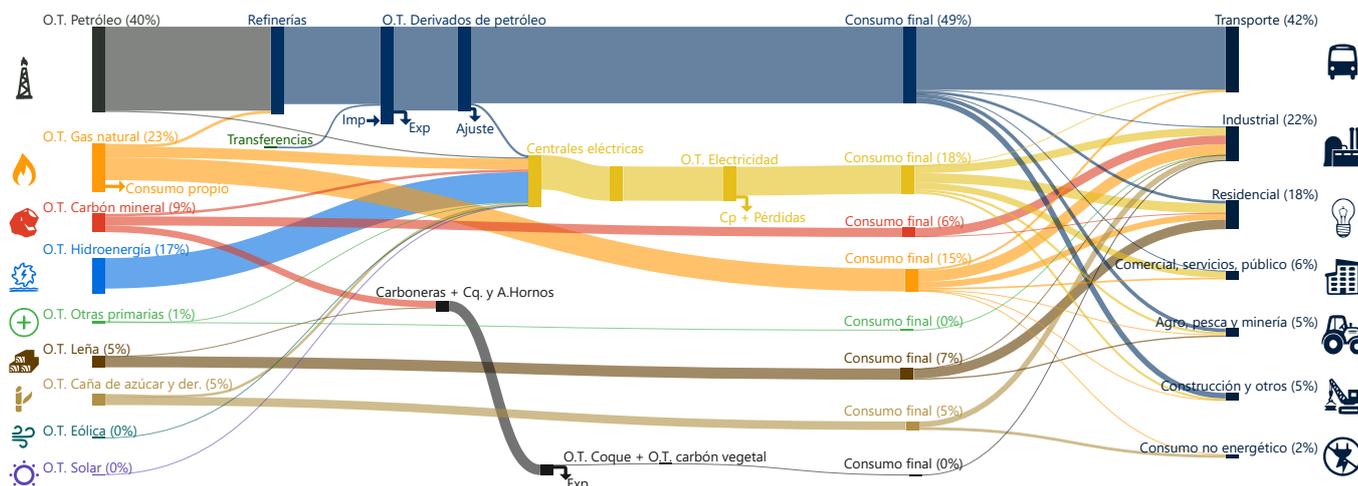
³ Dato correspondiente al año 2019.

⁴ Dato estimado por OLADE.

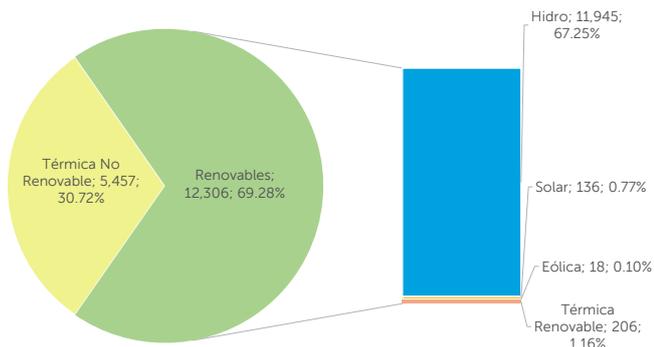
Nota: Los datos correspondientes al 2022 son preliminares y están sujetos a revisión por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,462	0.69	96.81 ³	46.46	107.13	3.84	65.06	35.62	363	17.76	0.06 / 0.04	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

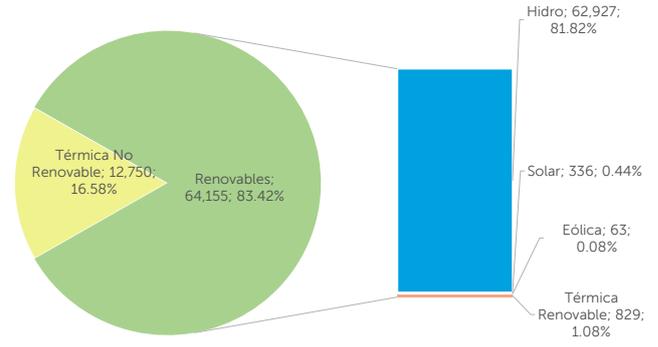
Balance energético resumido 2022



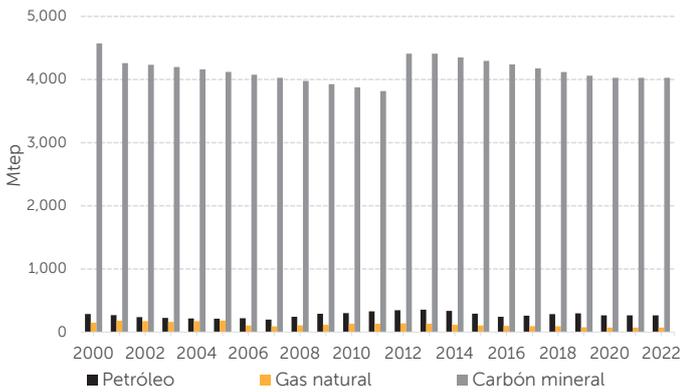
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



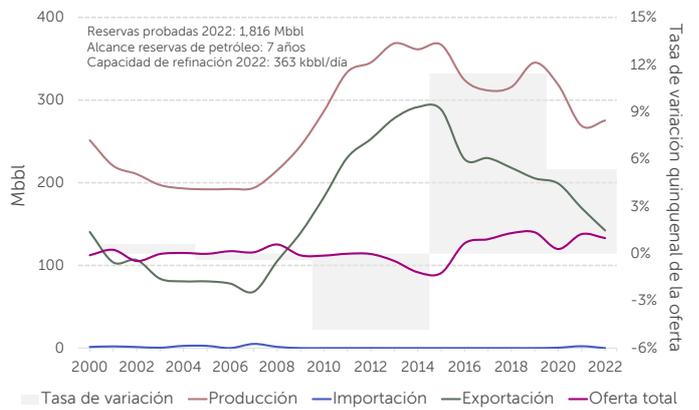
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

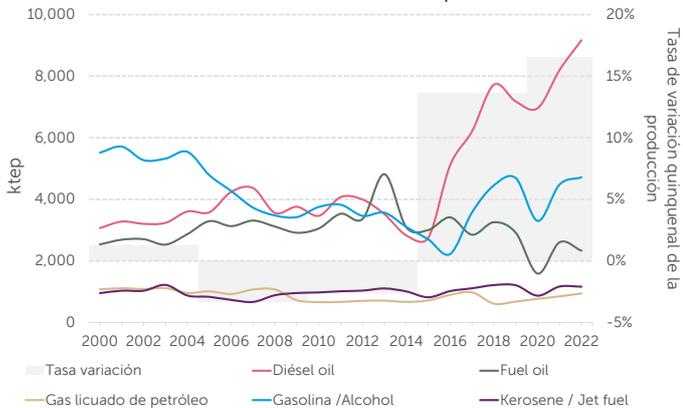


Oferta de petróleo

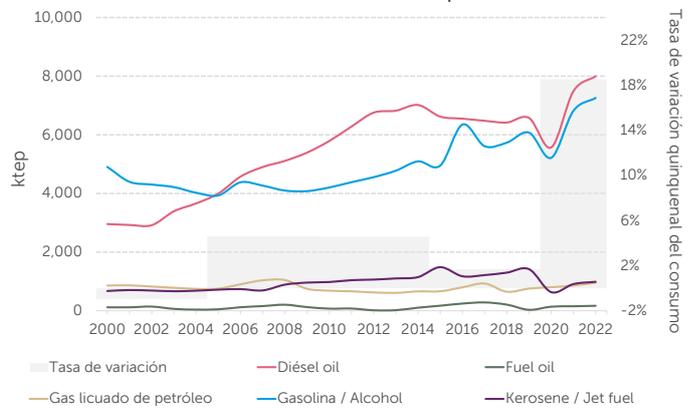


COLOMBIA

Producción derivados de petróleo

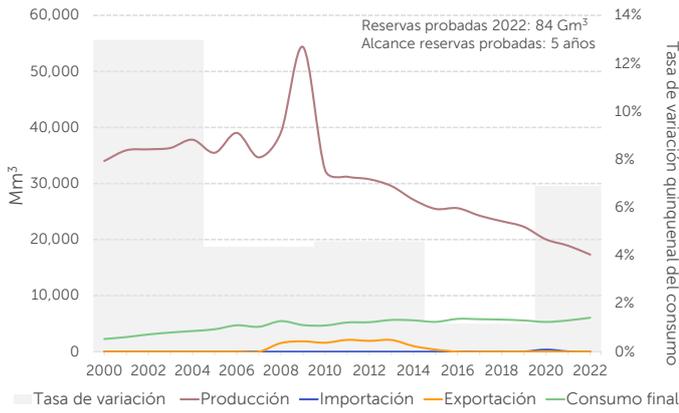


Consumo derivados de petróleo

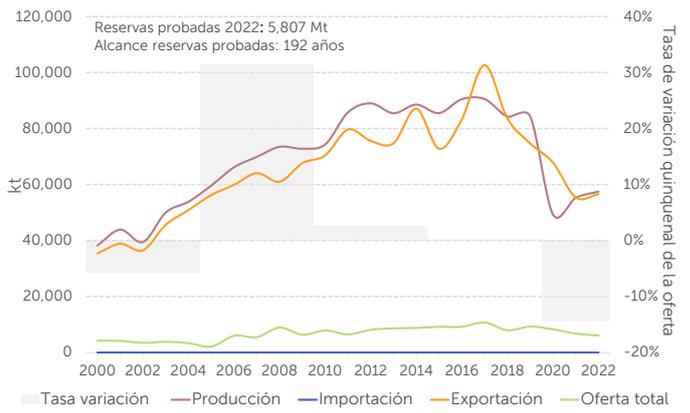




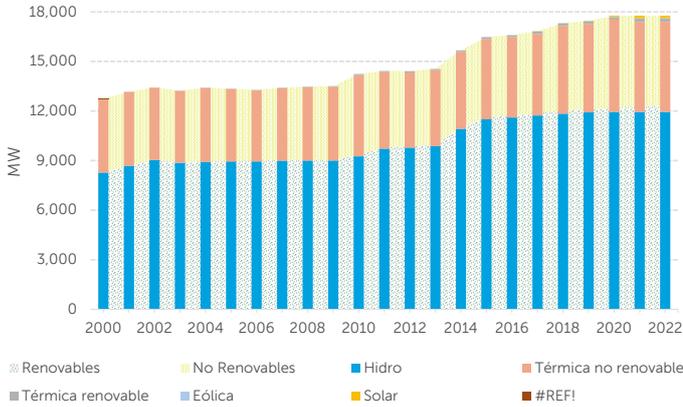
Oferta de gas natural



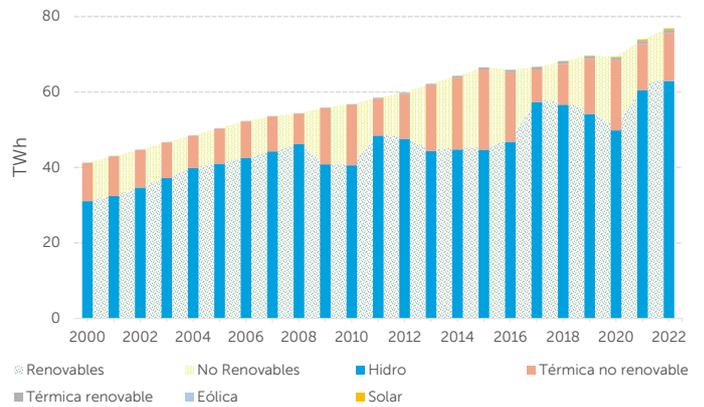
Oferta de carbón mineral



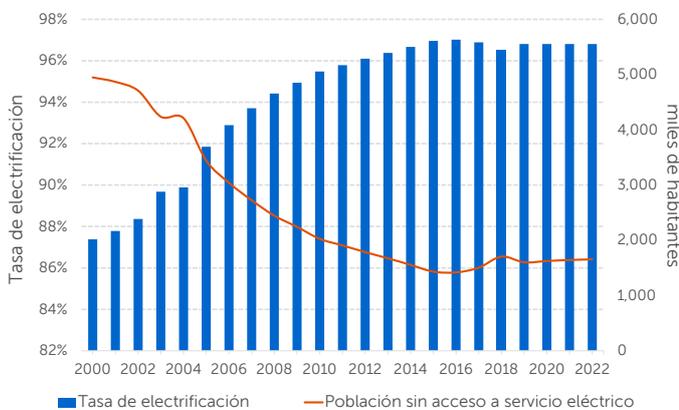
Capacidad instalada de generación eléctrica



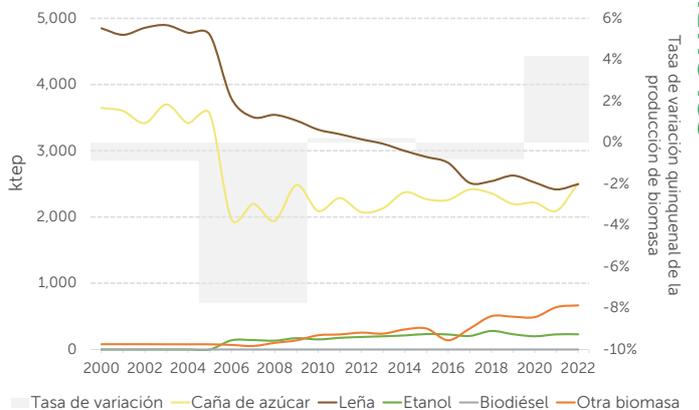
Generación eléctrica

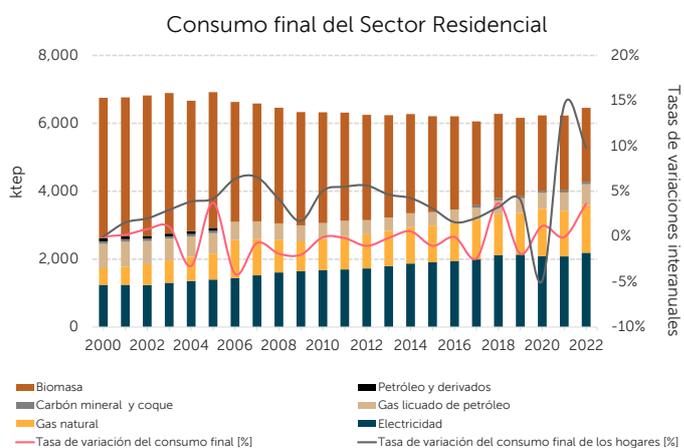
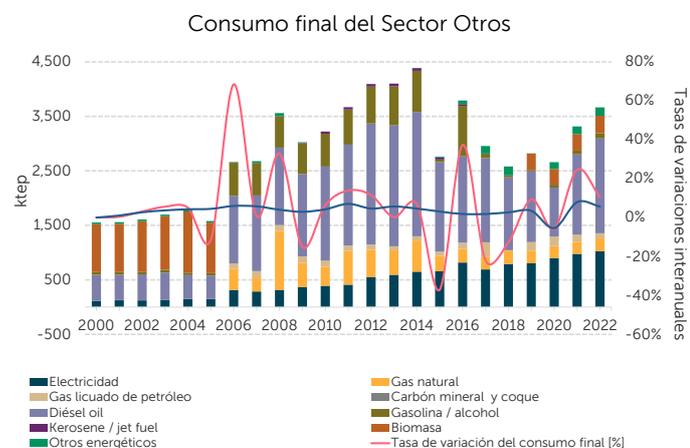
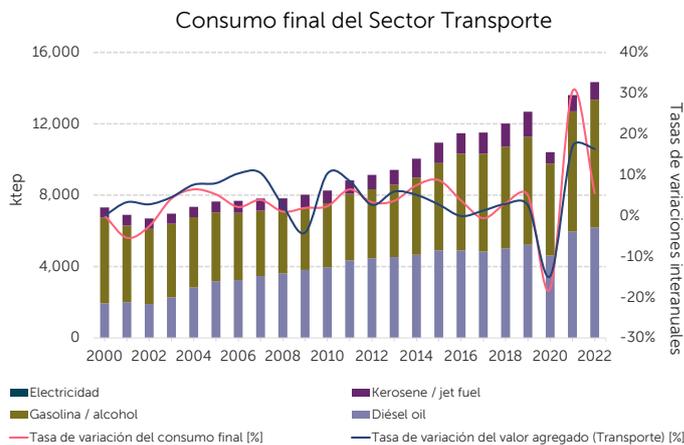
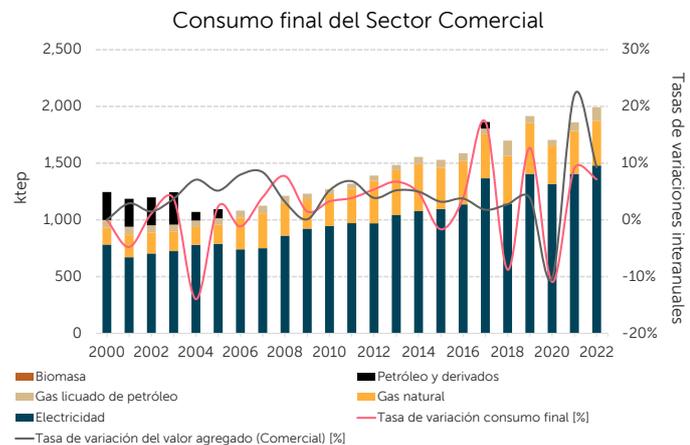
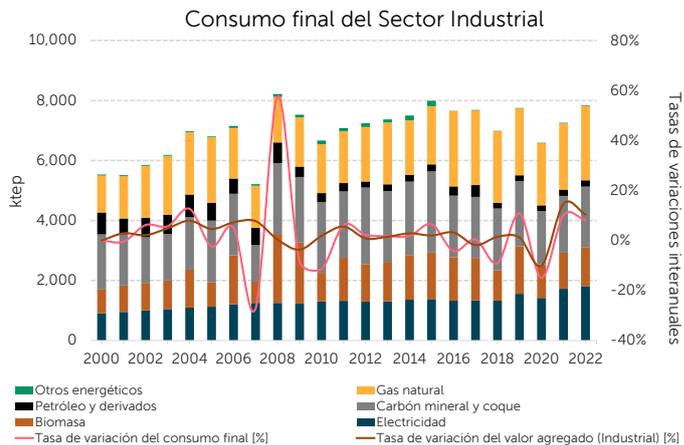
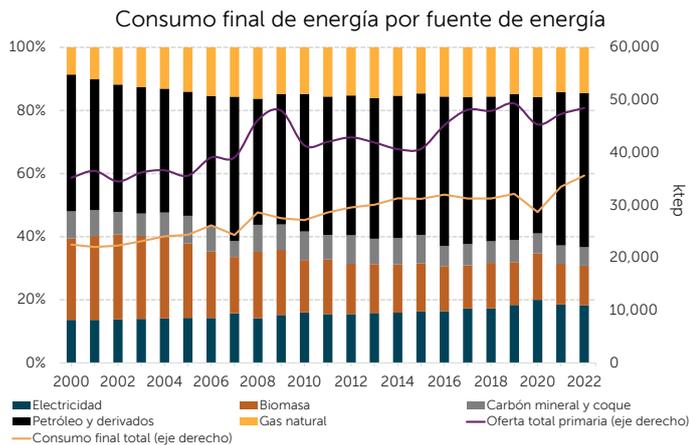


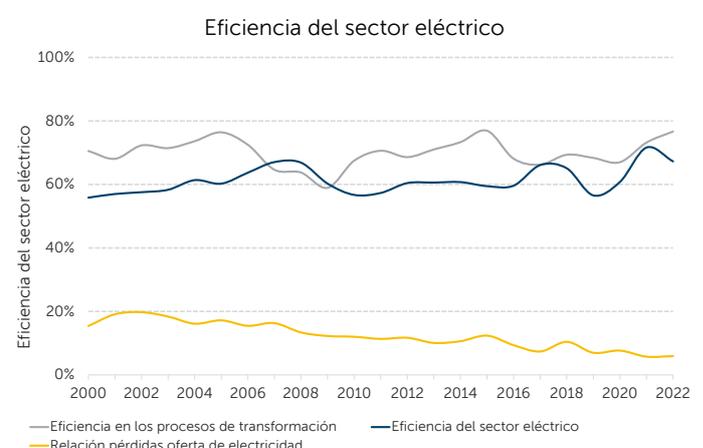
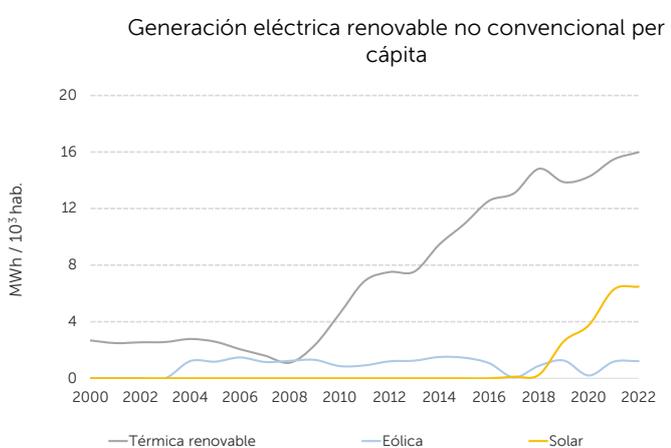
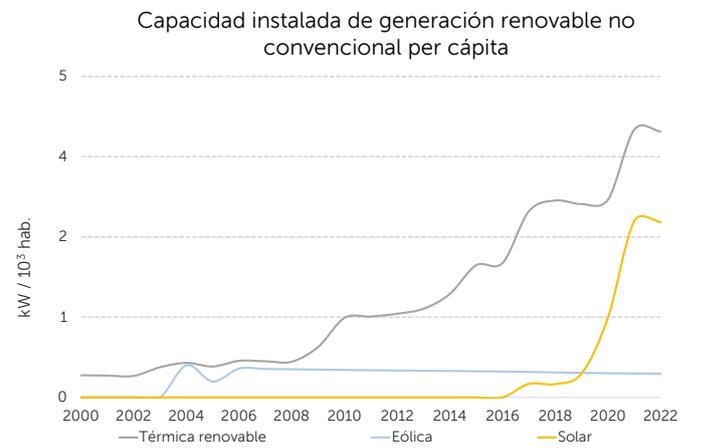
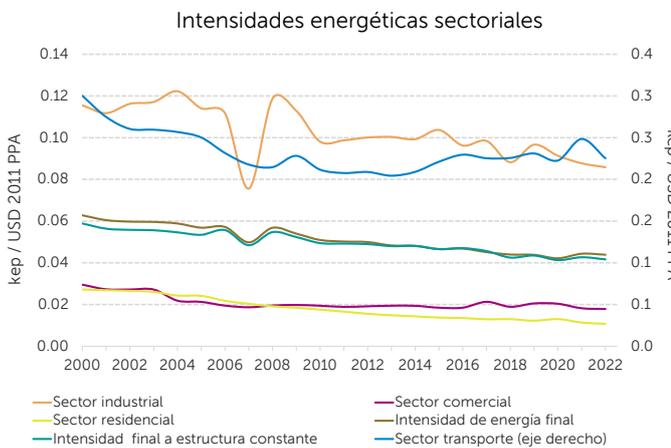
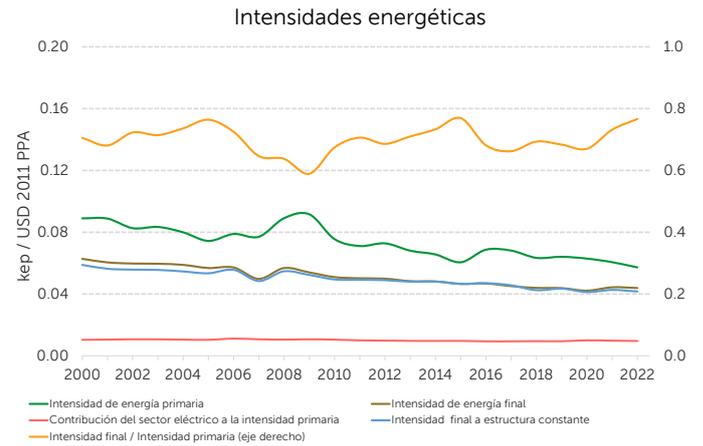
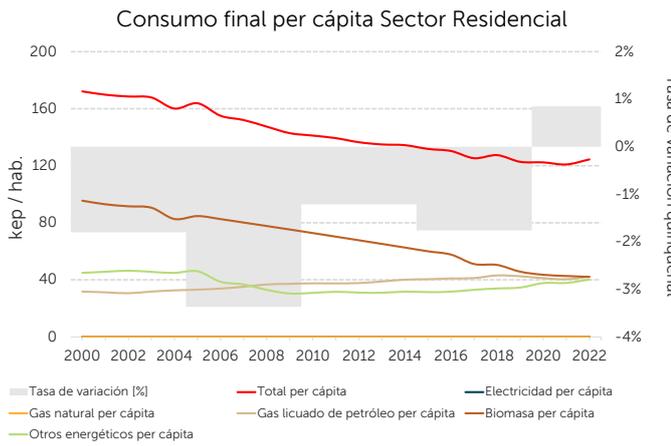
Tasa de electrificación

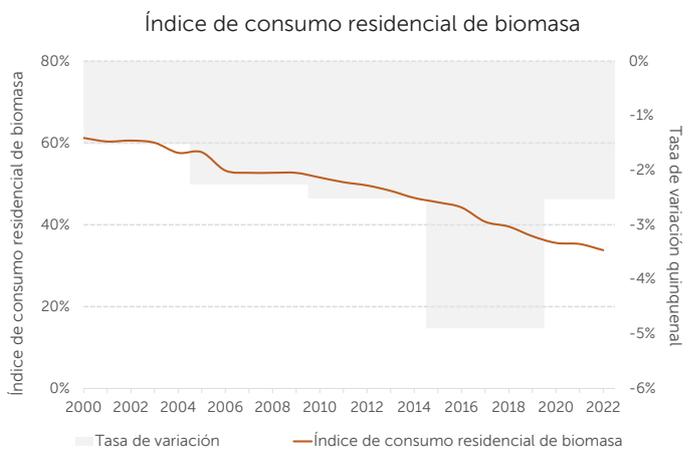
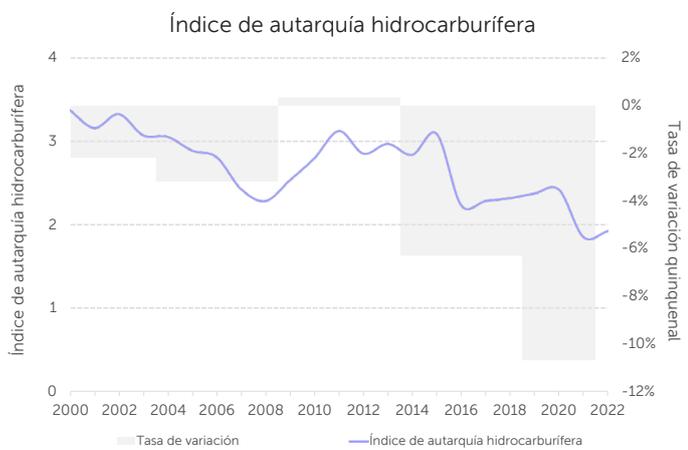
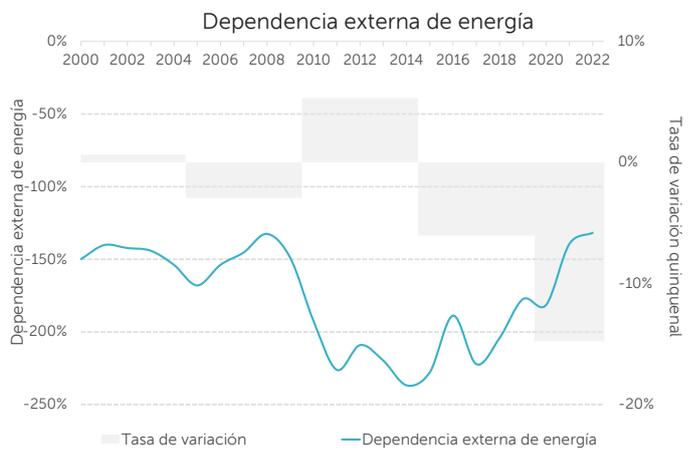
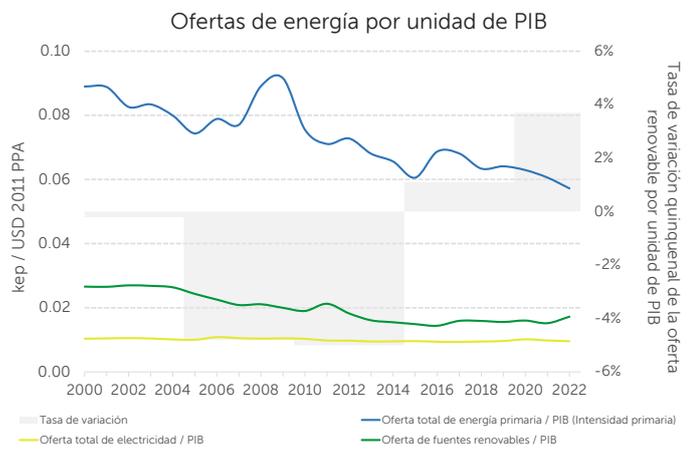
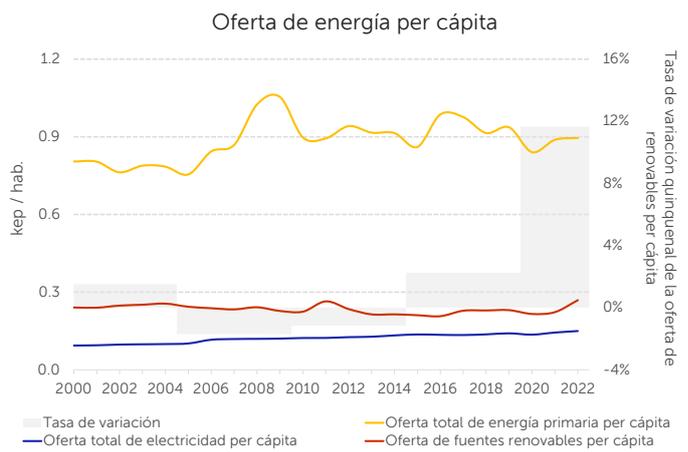
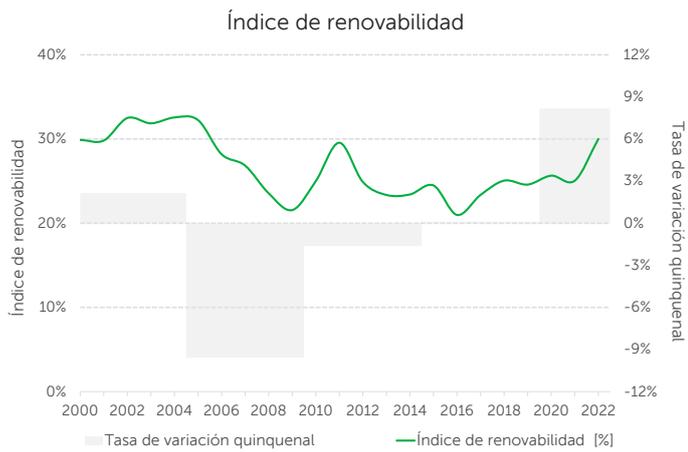


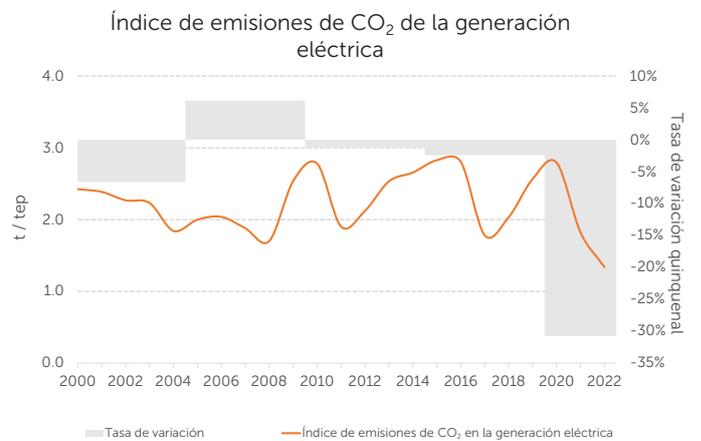
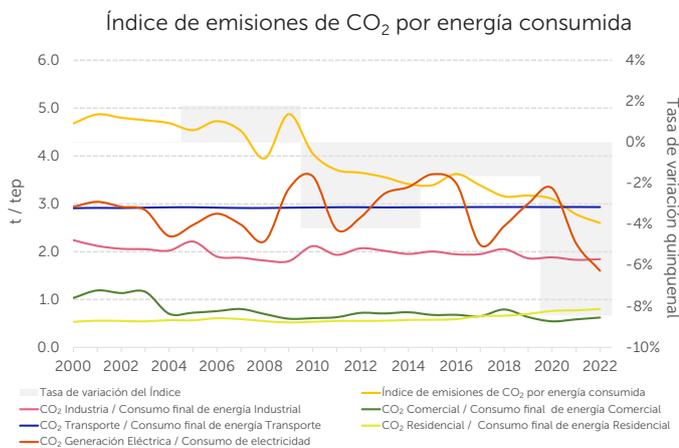
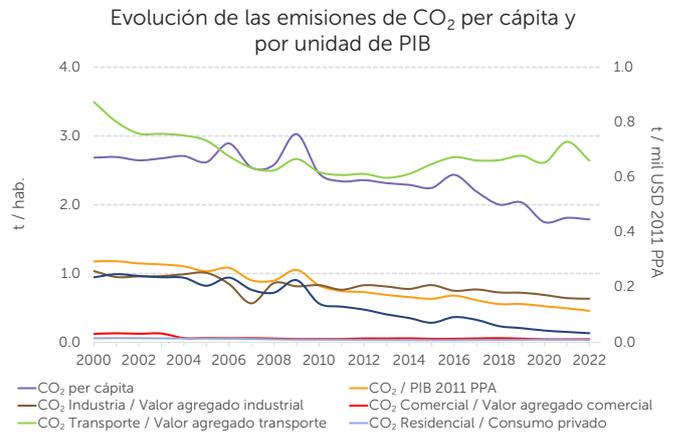
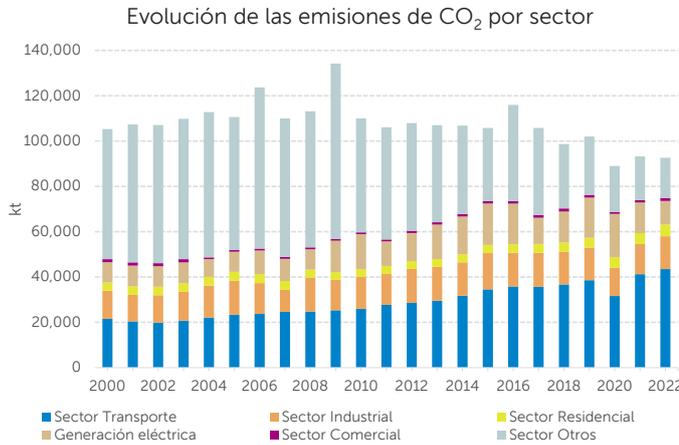
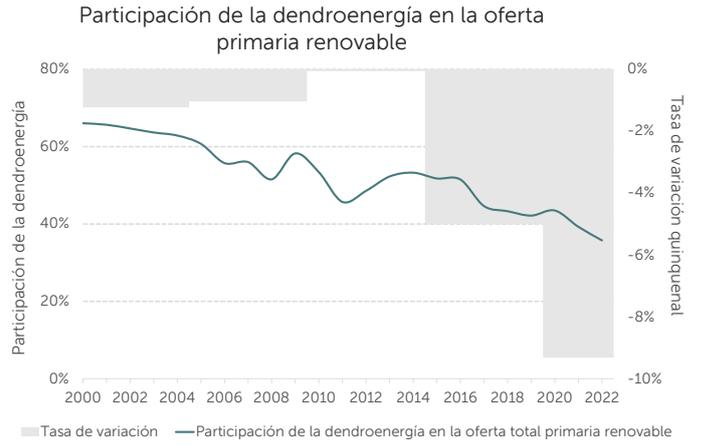
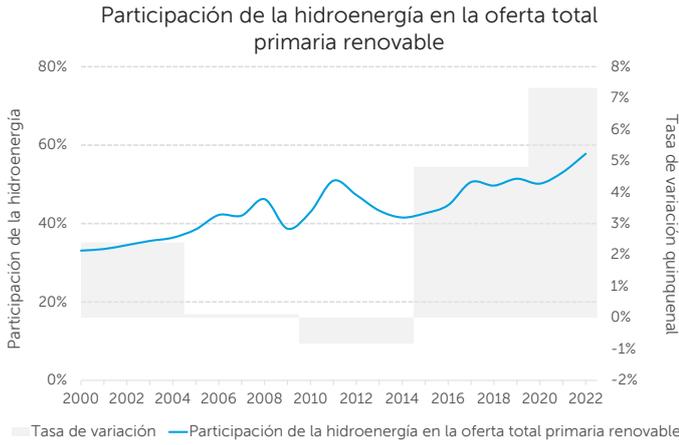
Producción de biomasa y biocombustibles



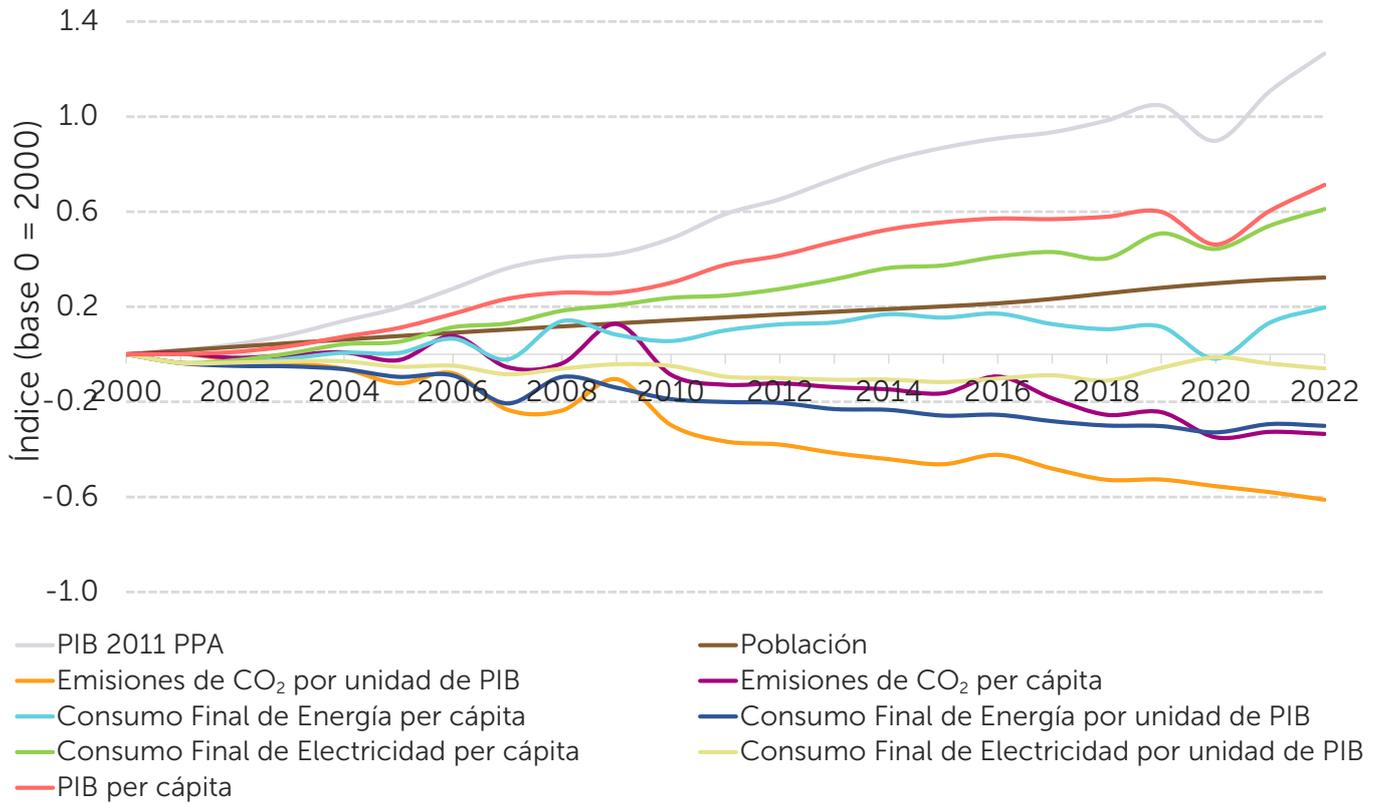








Resumen de los principales indicadores





COSTA RICA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	5,213
Superficie (km ²)	51,100
Densidad de población (hab. / km ²)	102
Población urbana (%)	82
PIB USD 2018 (MUSD)	68,820
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	113,912
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	22

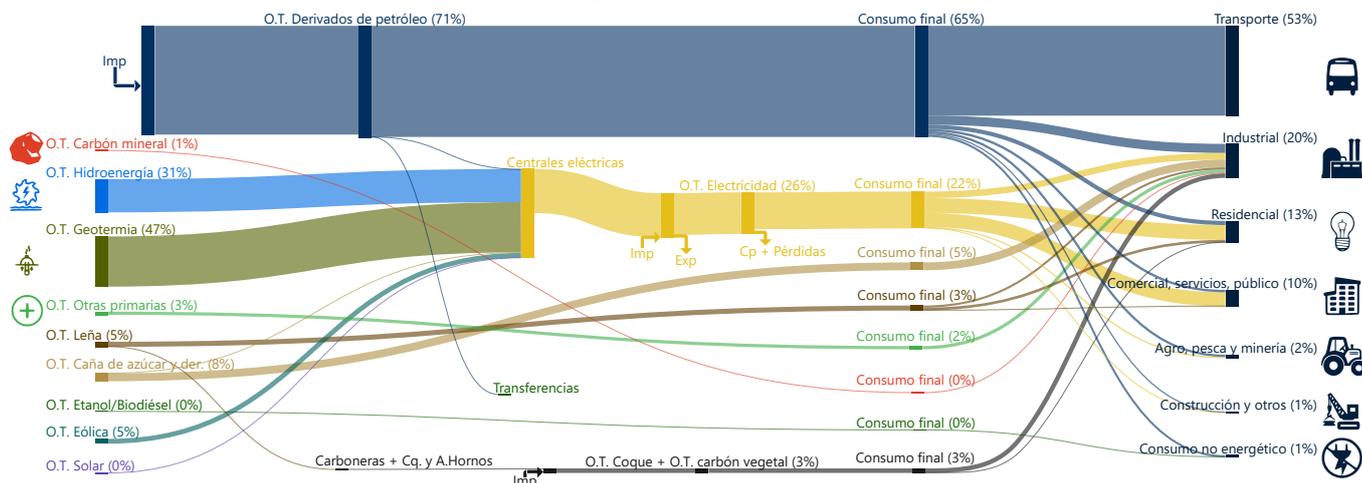
Sector Energético 2022 ¹



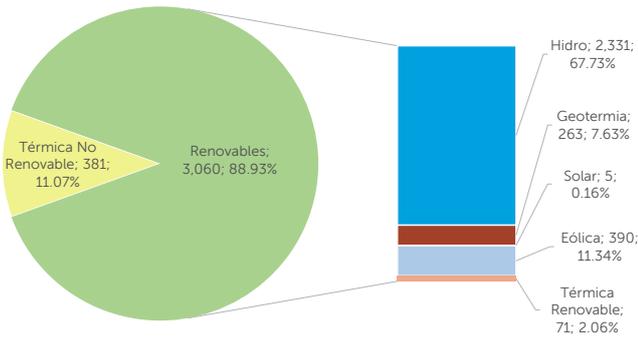
¹ Datos del año 2022 de Oferta y Demanda estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,016	0.80	99.38	5.39	3.05	2.80	0.07	4.15	n.a.	3.44	0.05 / 0.04	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

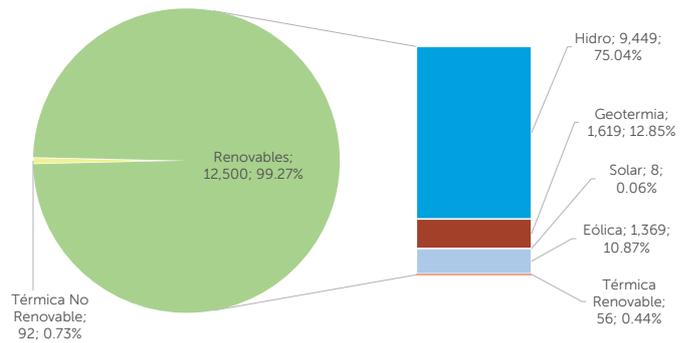
Balance energético resumido 2022



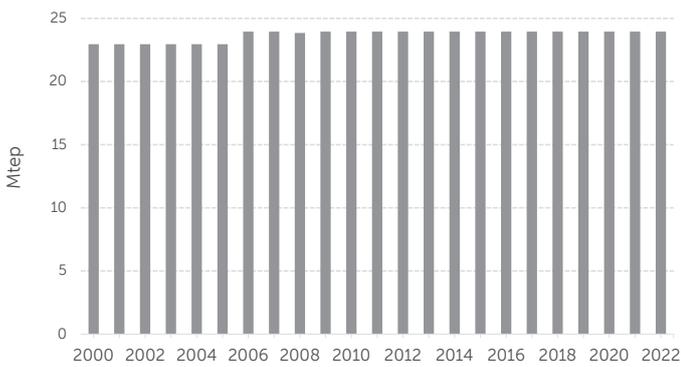
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



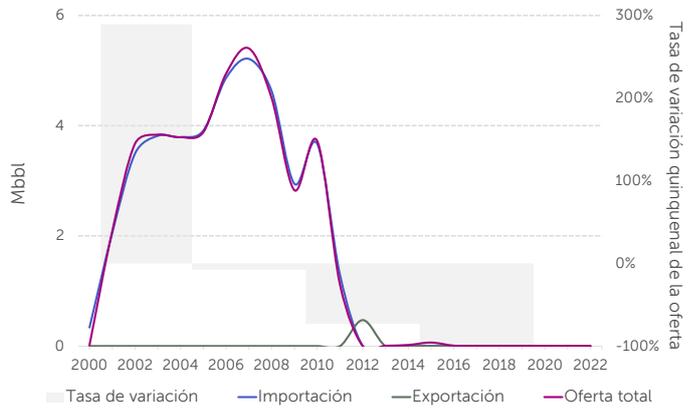
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



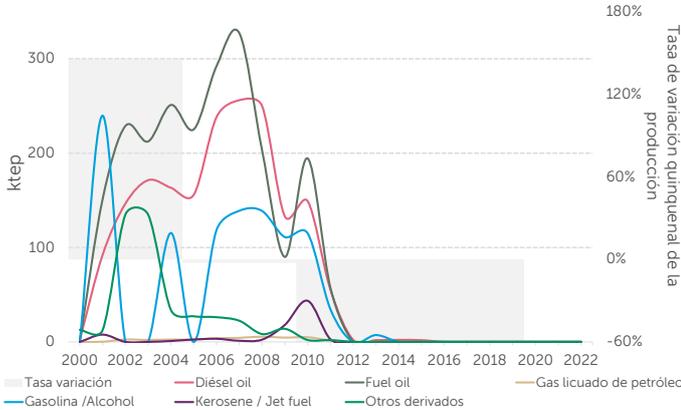
Reservas probadas de carbón mineral



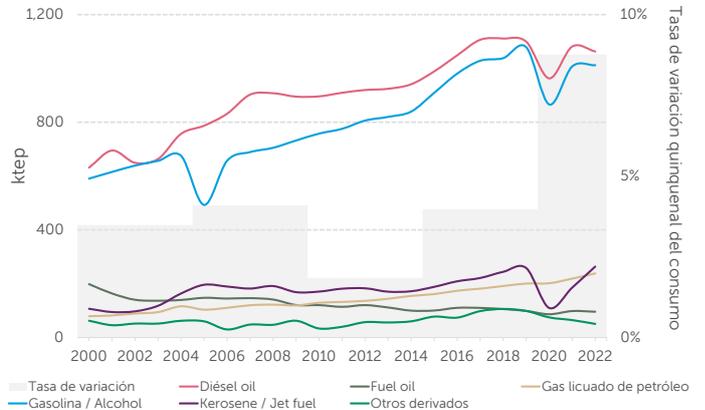
Oferta de petróleo



Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo



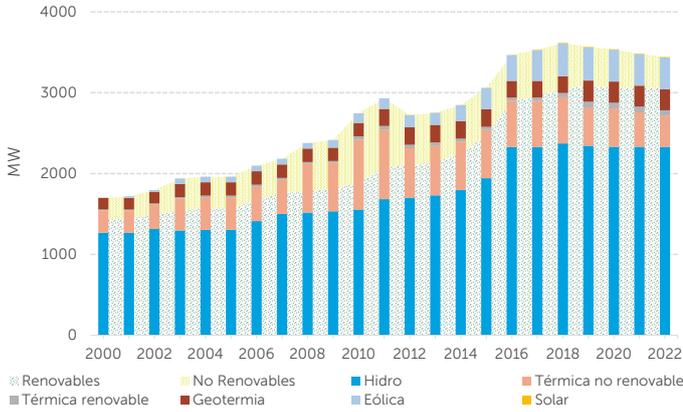


Para septiembre de 2022, Costa Rica era el cuarto país en el mundo en dependencia de energía verde de acuerdo con el estudio Compare The Market Australia. Y es que el 86.8 % de la energía total producida en suelo nacional es renovable. Además, el país ocupa el tercer puesto en producción de energía geotérmica con una capacidad de 51 MW producidos por cada millón de habitantes.

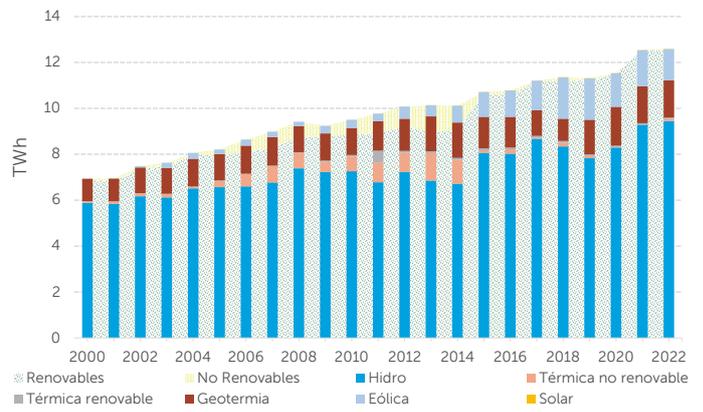
Oferta de carbón mineral



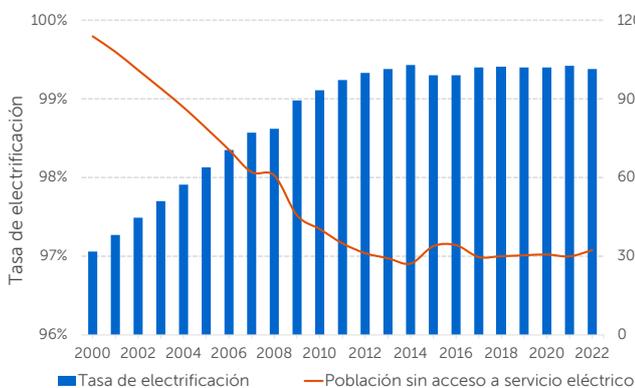
Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

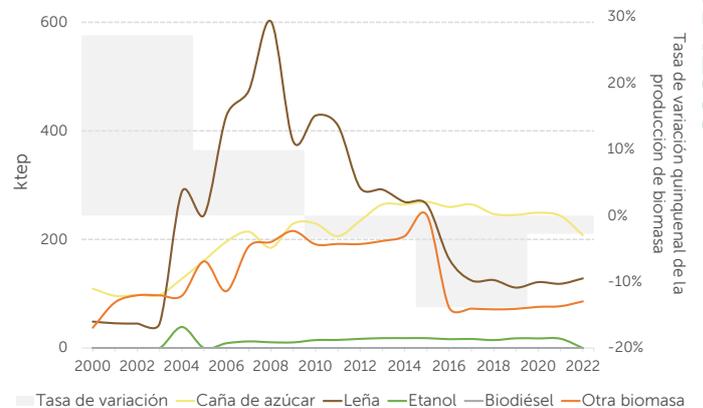


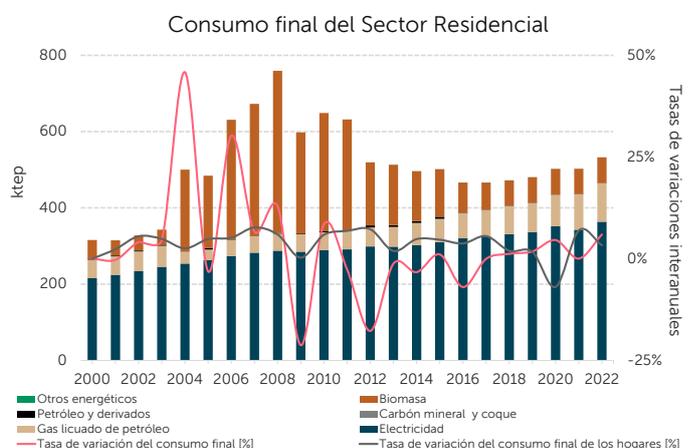
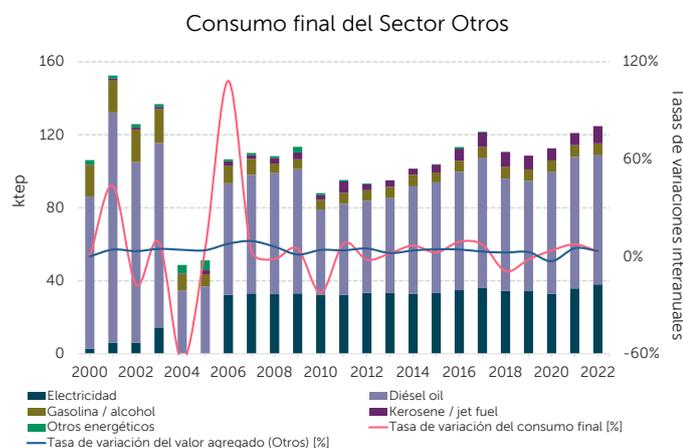
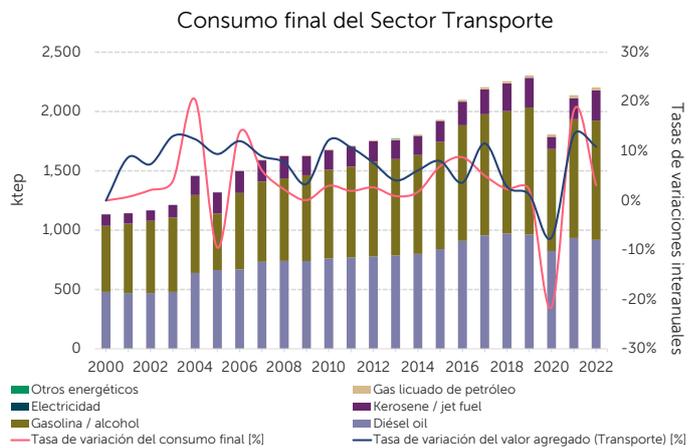
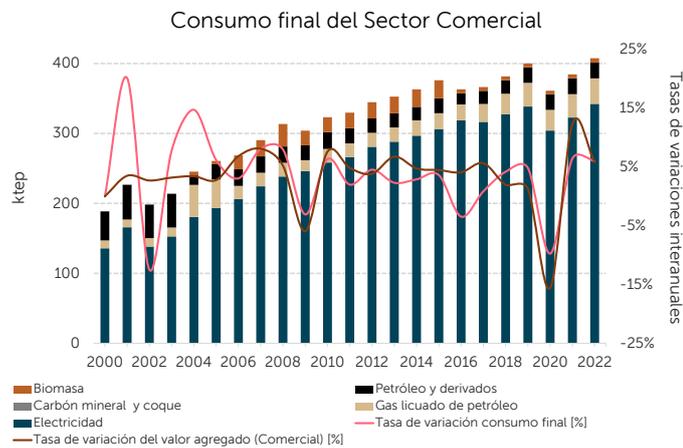
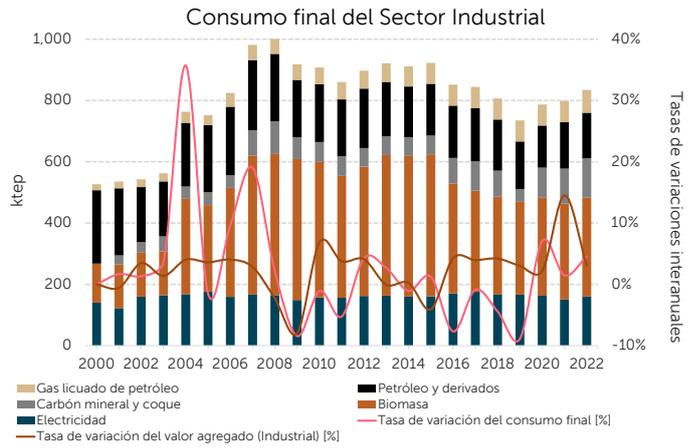
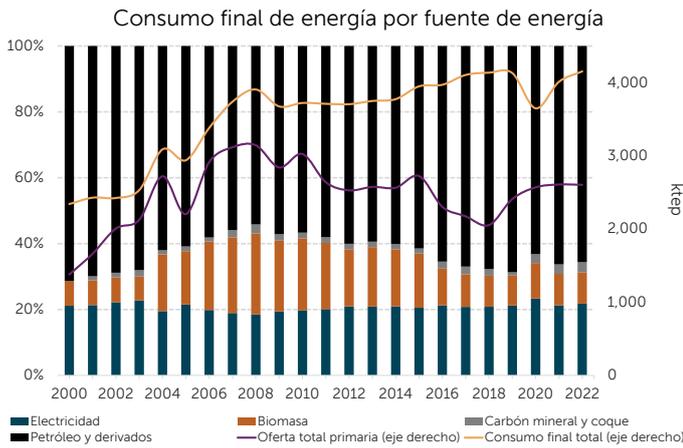
Tasa de electrificación



* Dato 2020: Año de referencia 2019. En el año 2020 no se hizo trabajo de campo por causa de la pandemia.

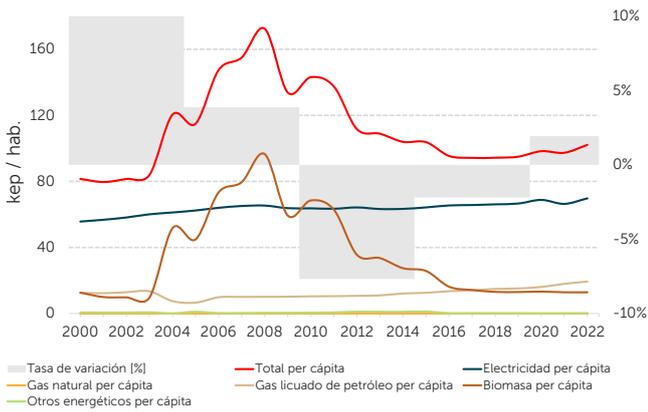
Producción de biomasa y biocombustibles



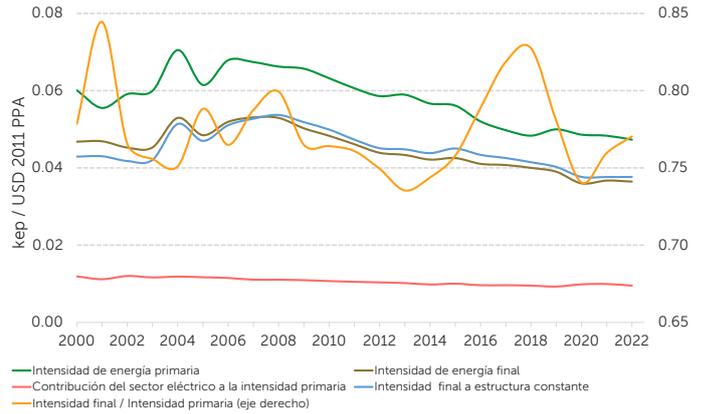




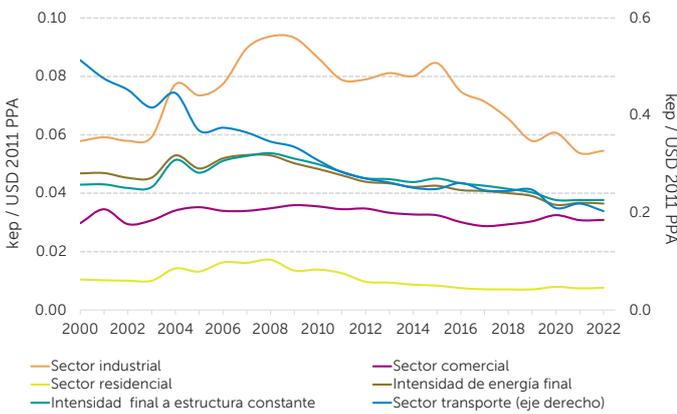
Consumo final per cápita Sector Residencial



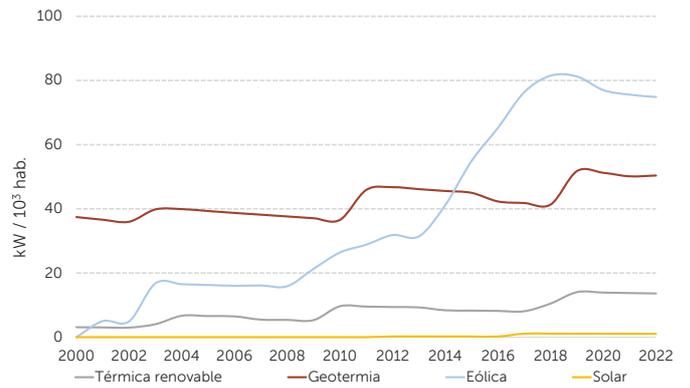
Intensidades energéticas



Intensidades energéticas sectoriales



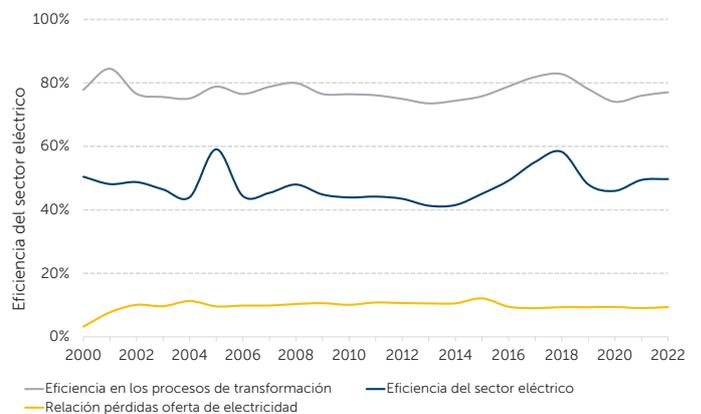
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



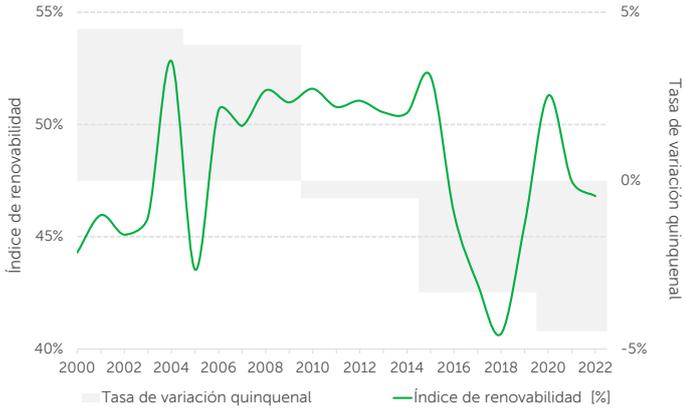
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



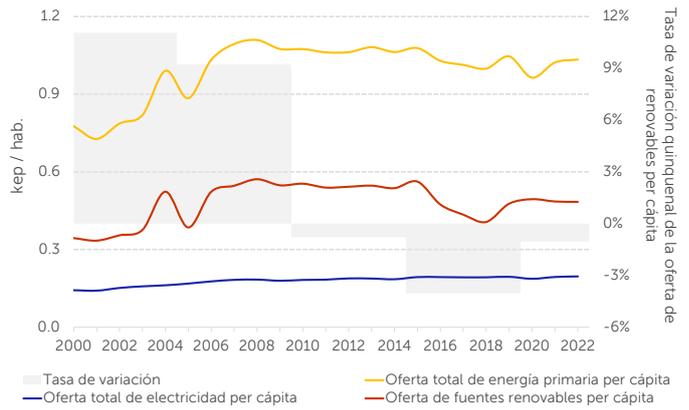
Eficiencia del sector eléctrico



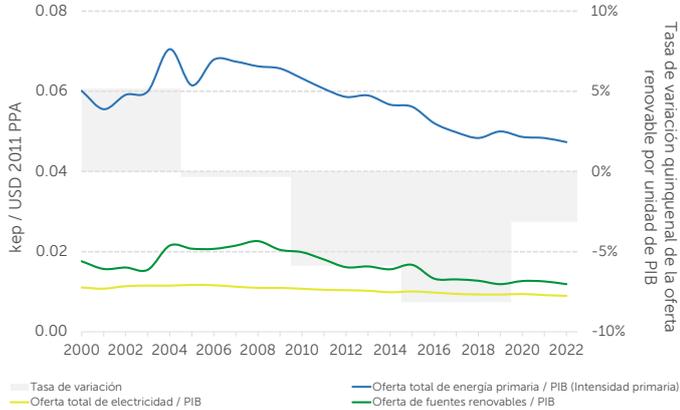
Índice de renovabilidad



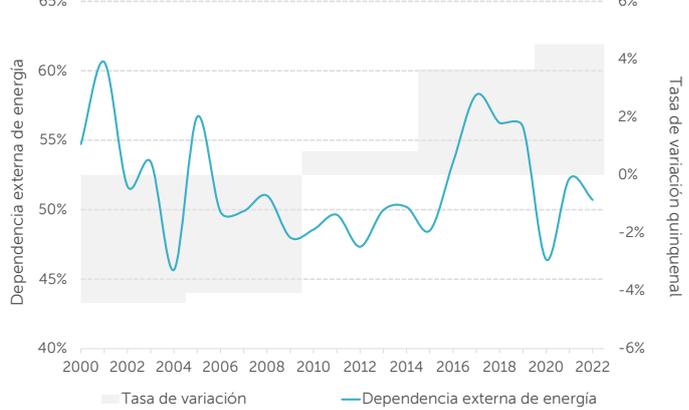
Oferta de energía per cápita



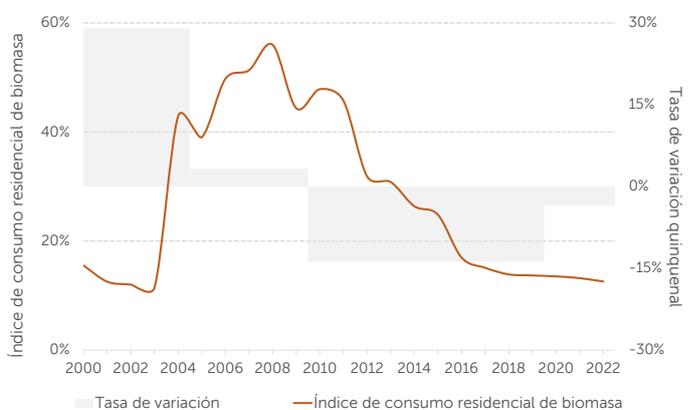
Ofertas de energía por unidad de PIB



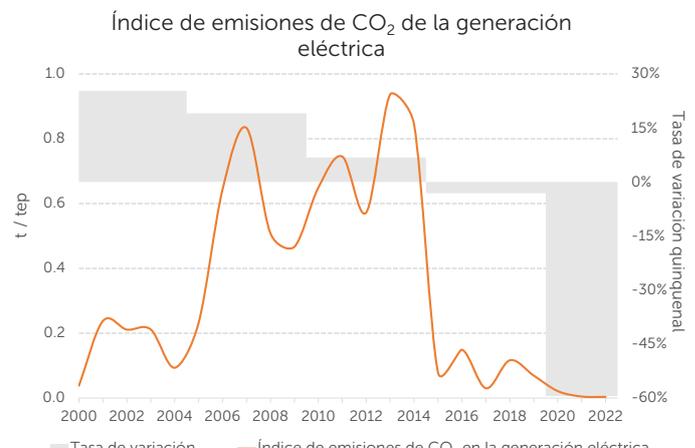
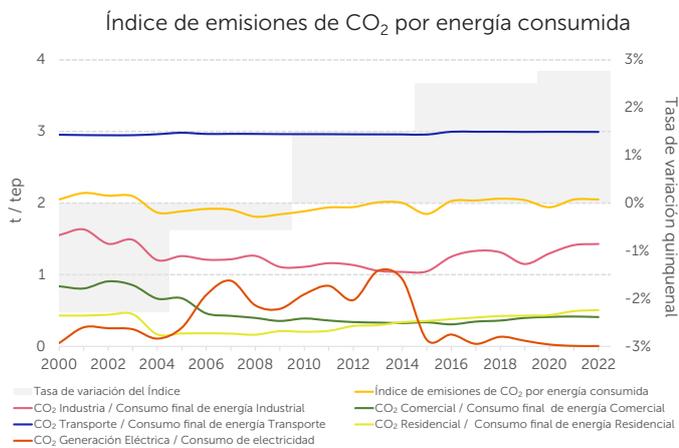
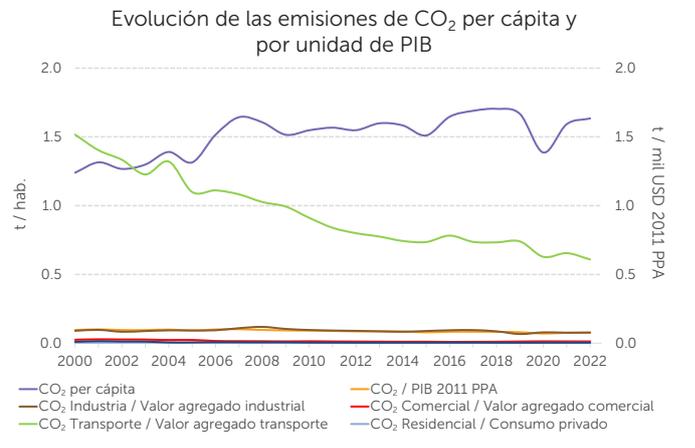
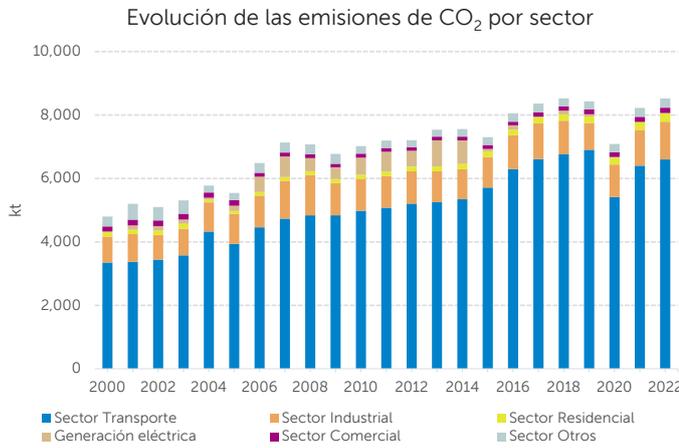
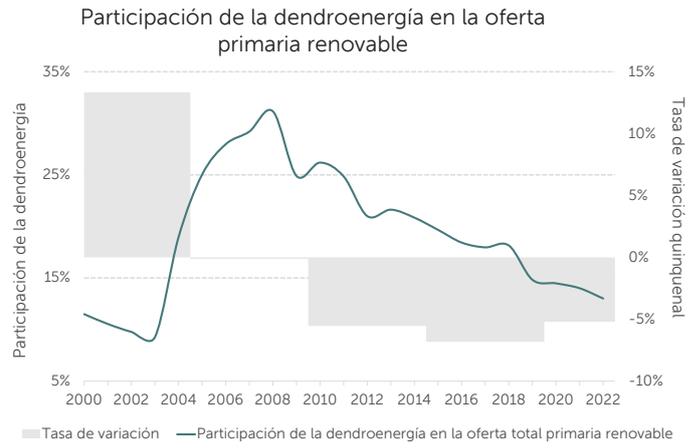
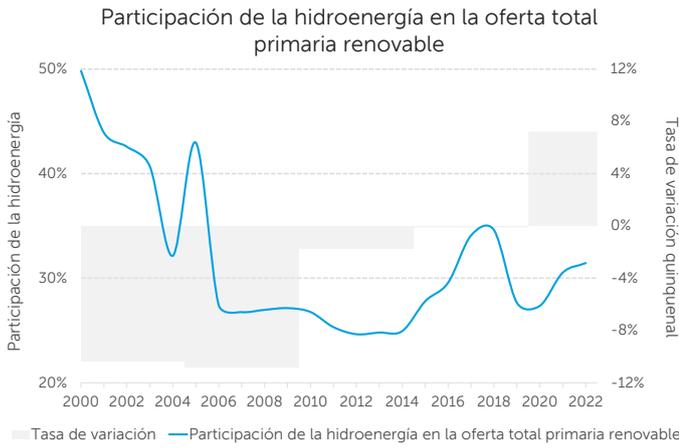
Dependencia externa de energía



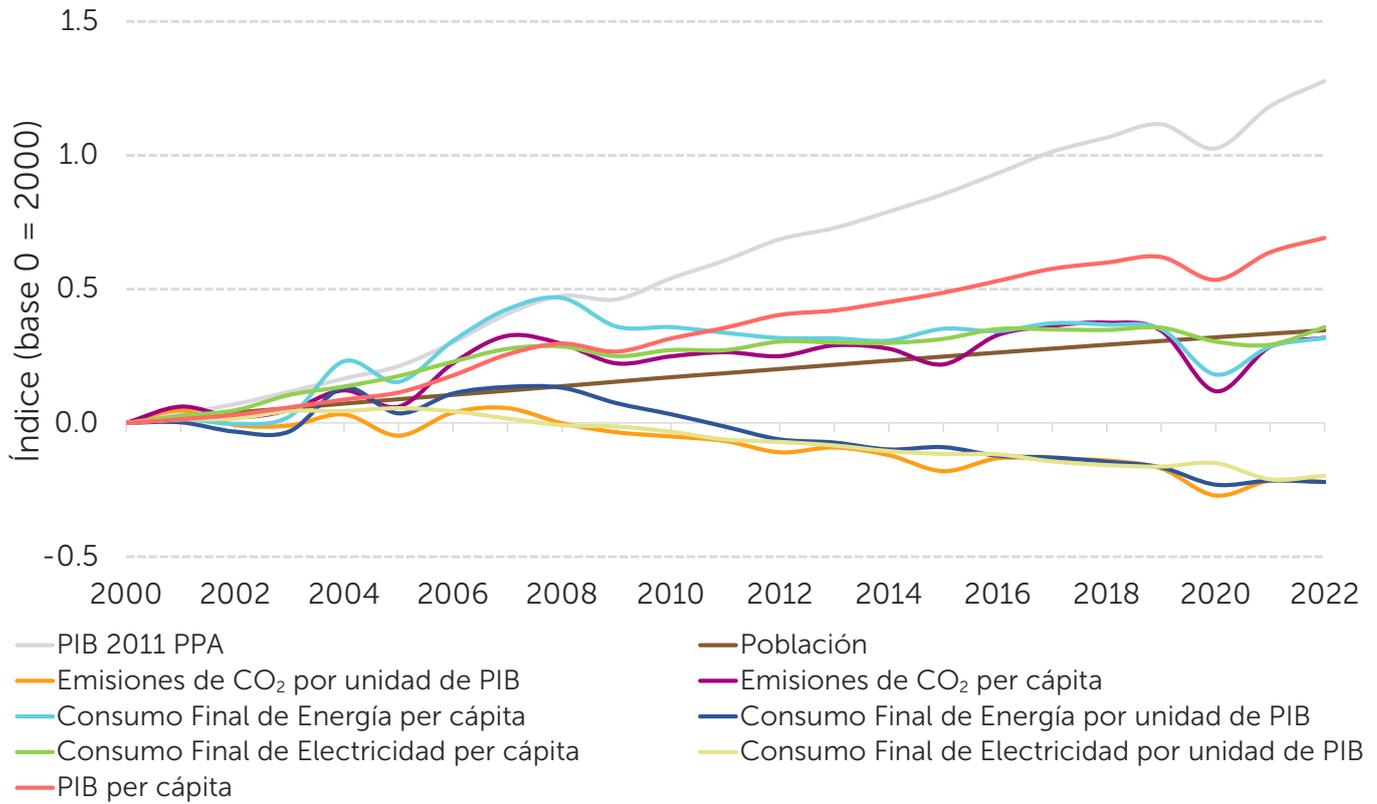
Índice de consumo residencial de biomasa

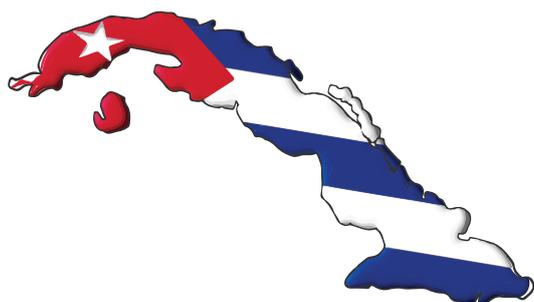


El jueves 10 de noviembre, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y Pulmitan (Grupo Caribeños), anunciaron un convenio que permitirá al país contar con su primera ruta de transporte público apoyada con autobuses eléctricos y energía renovable de la matriz nacional. La ruta elegida conecta el distrito central de Liberia con el Aeropuerto Internacional Daniel Oduber Quirós. La vía –estratégica para el turismo y la economía de la provincia– suma 30.75 kilómetros en ambos sentidos. Fue escogida por presentar condiciones que permiten monitorear el rendimiento de las tres unidades eléctricas disponibles.



Resumen de los principales indicadores





CUBA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	11,212
Superficie (km ²)	109,884
Densidad de población (hab. / km ²)	102
Población urbana (%)	77
PIB USD 2018 (MUSD)	91,194
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	285,594
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	25

Sector Energético 2021

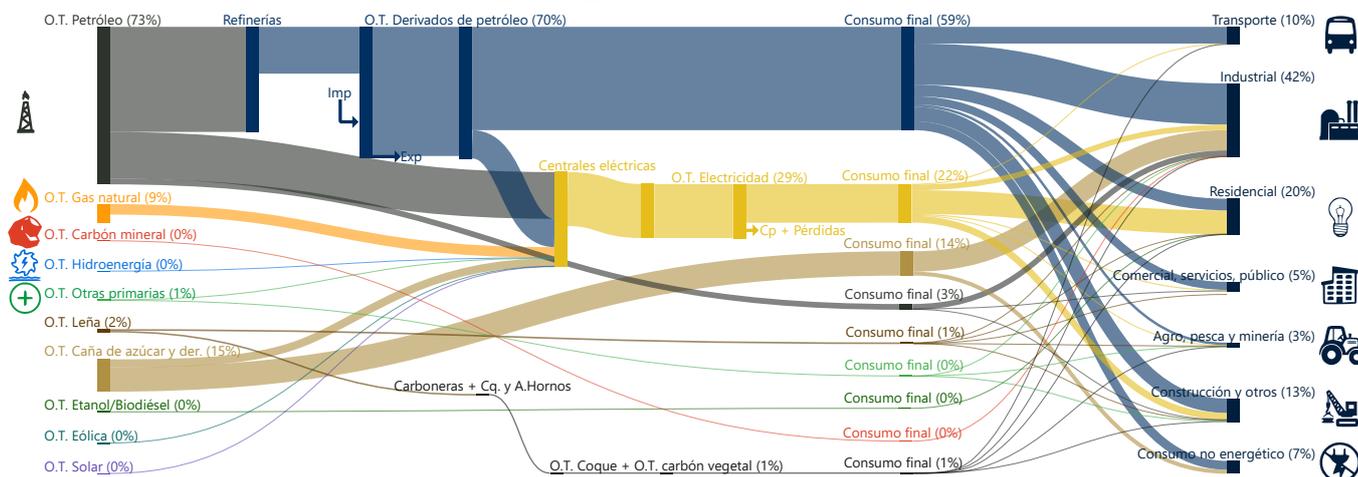


¹ Datos 2022.

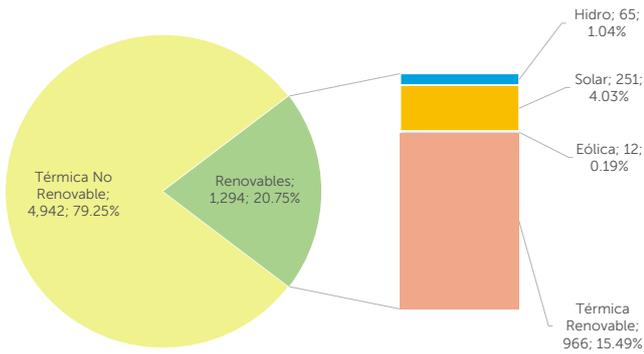
² Datos estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,187 ¹	0.48	99.98 ¹	9.17	4.26	4.89	0.07	5.13	123	6.24 ¹	0.03 / 0.02	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

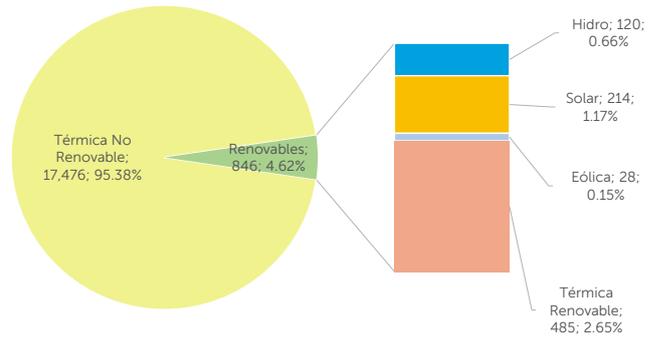
Balance energético resumido 2021



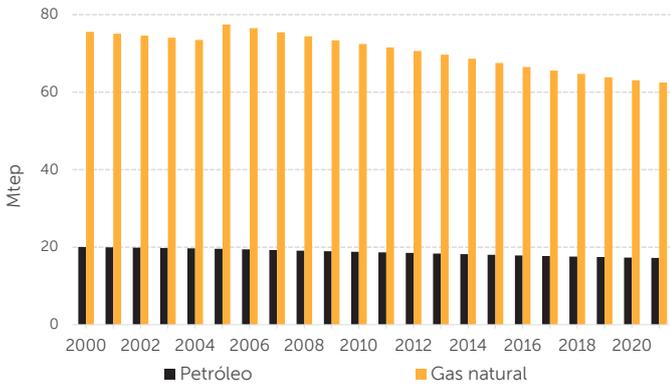
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022

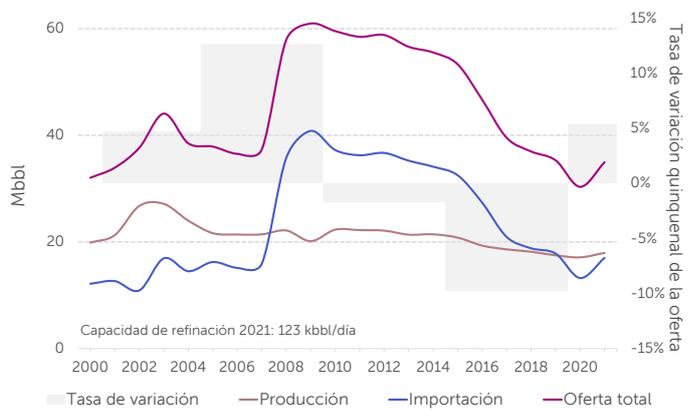


Reservas probadas de petróleo y gas natural *



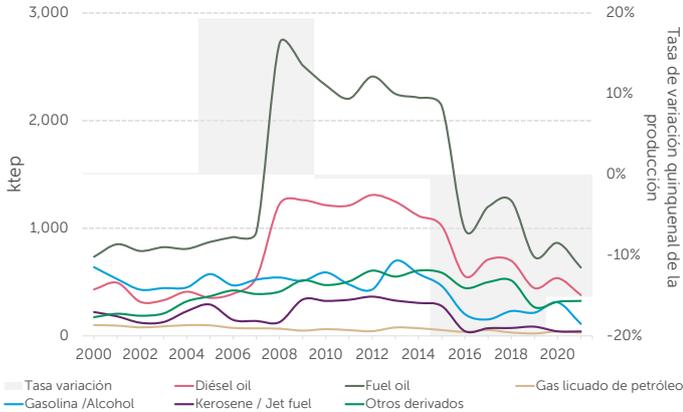
* Datos estimados por OLADE

Oferta de petróleo

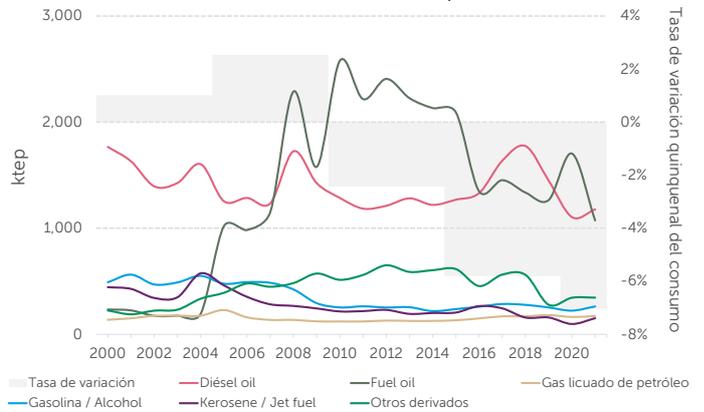


CUBA

Producción derivados de petróleo

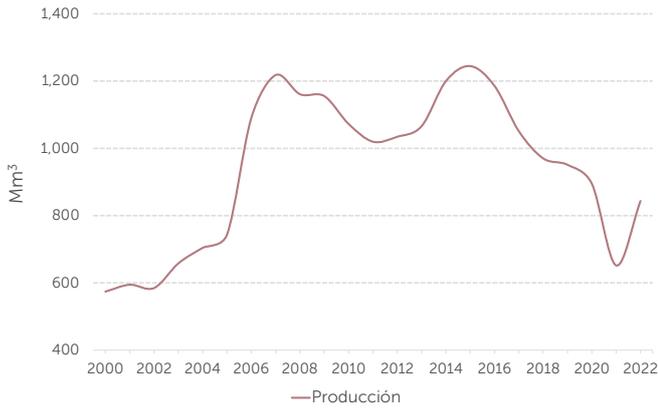


Consumo derivados de petróleo

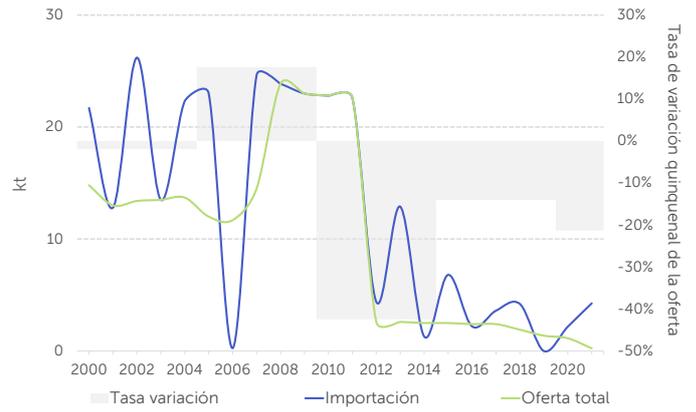




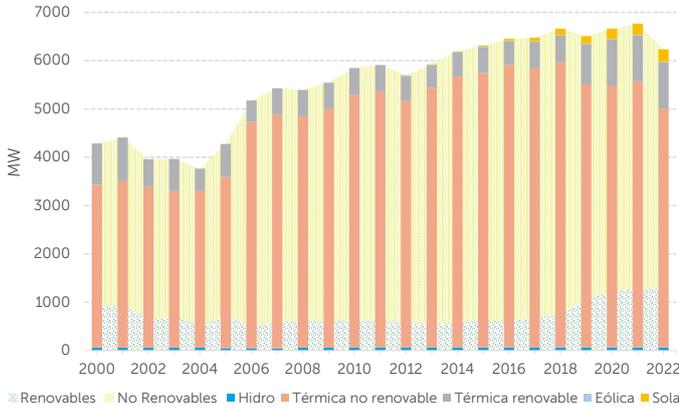
Oferta de gas natural



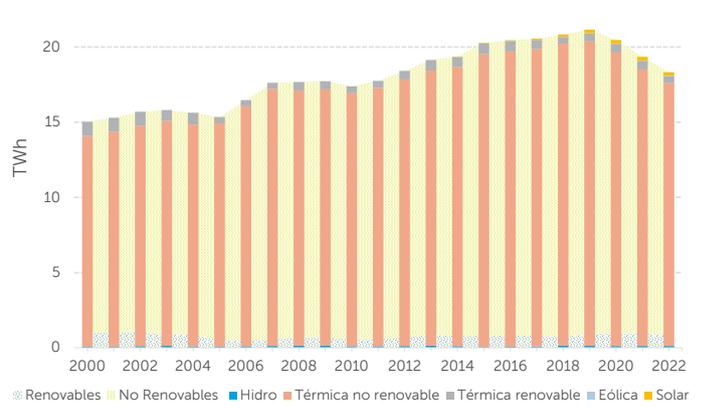
Oferta de carbón mineral



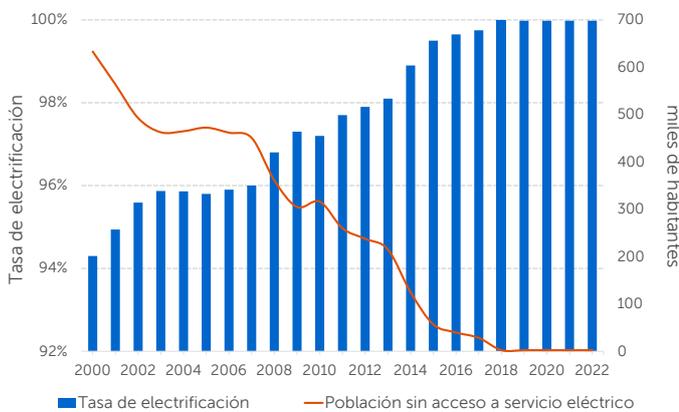
Capacidad instalada de generación eléctrica



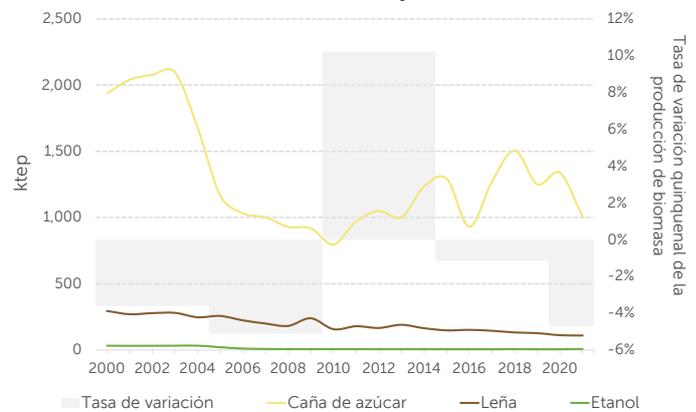
Generación eléctrica



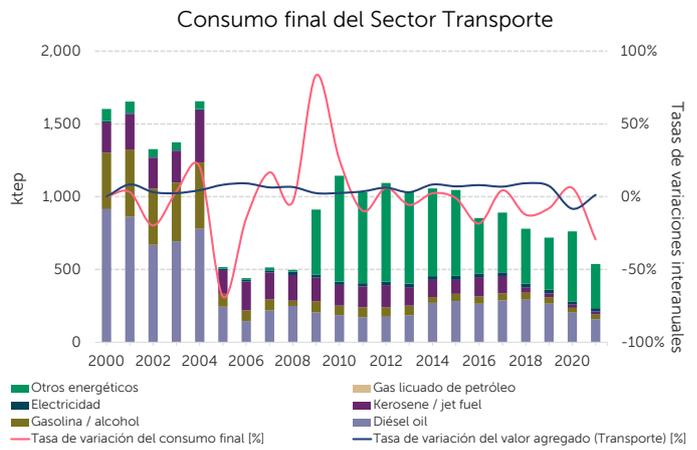
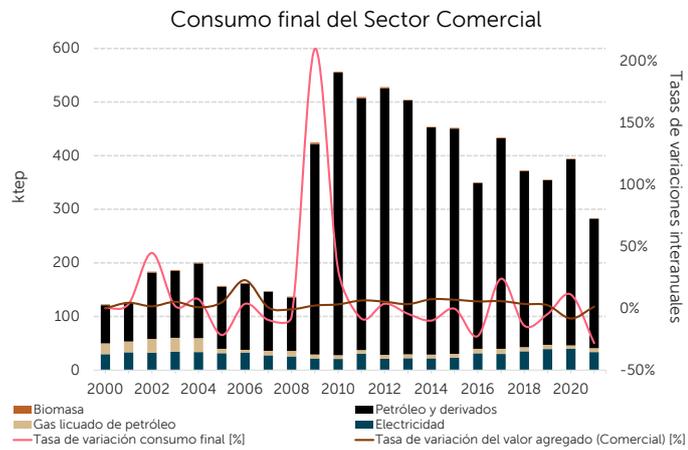
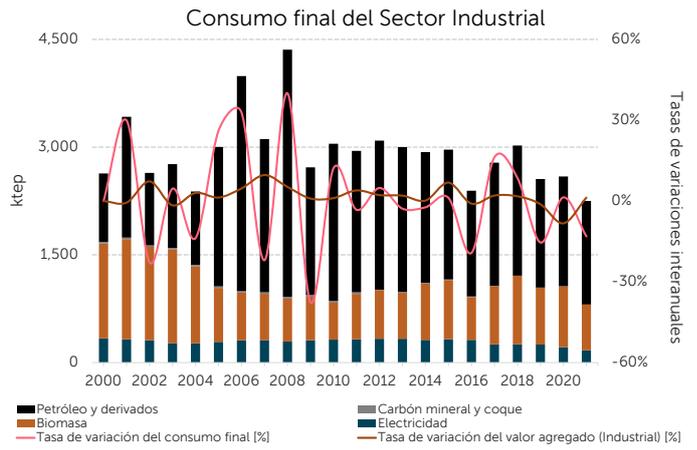
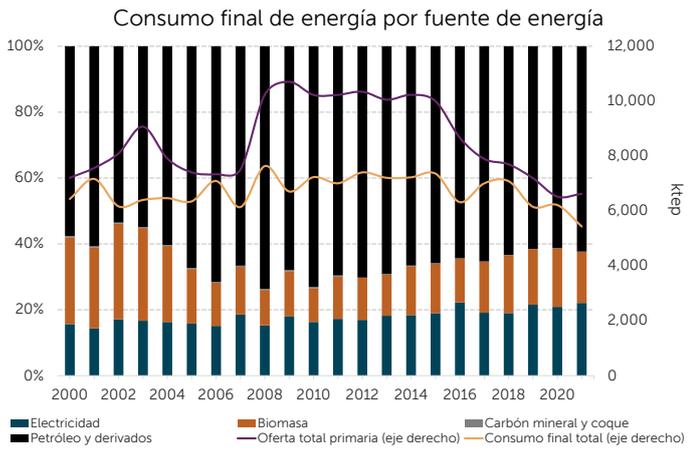
Tasa de electrificación



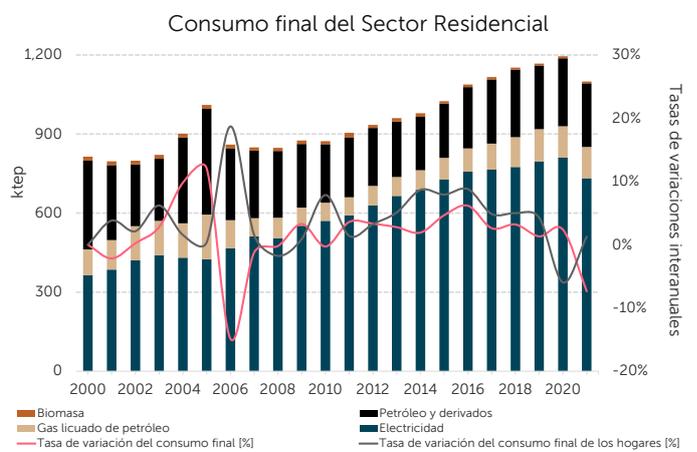
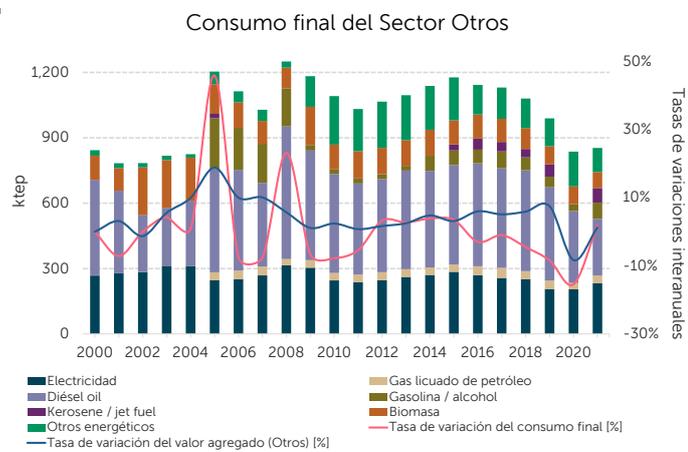
Producción de biomasa y biocombustibles



CUBA

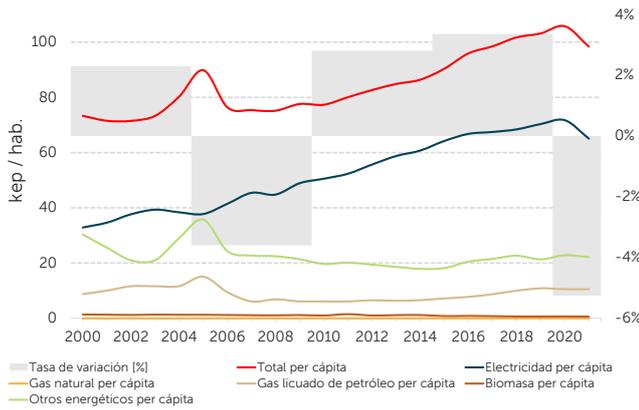


CUBA

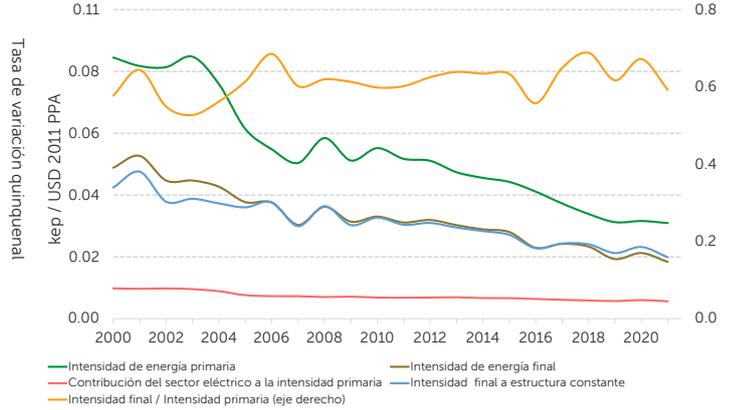




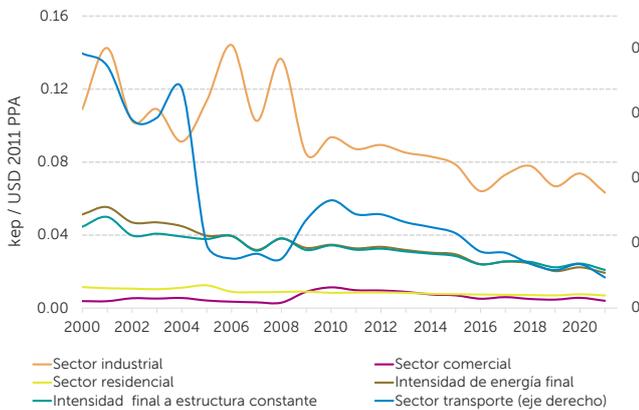
Consumo final per cápita Sector Residencial



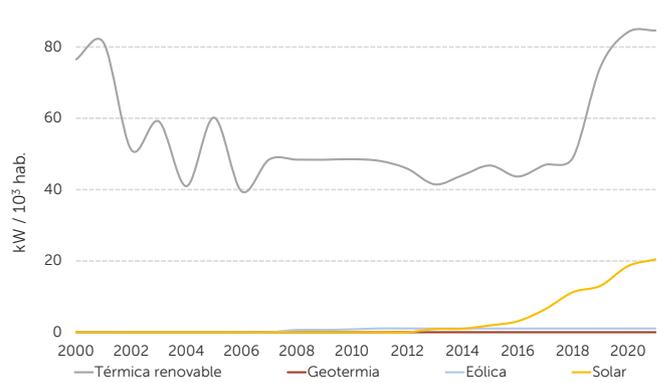
Intensidades energéticas



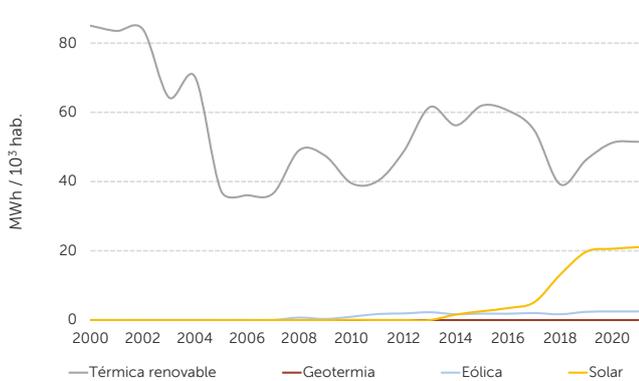
Intensidades energéticas sectoriales



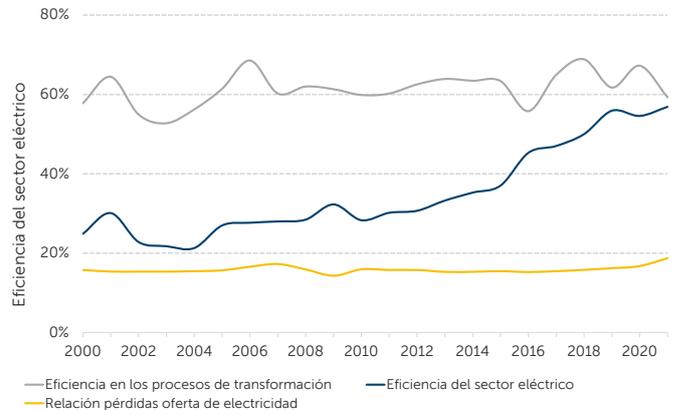
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



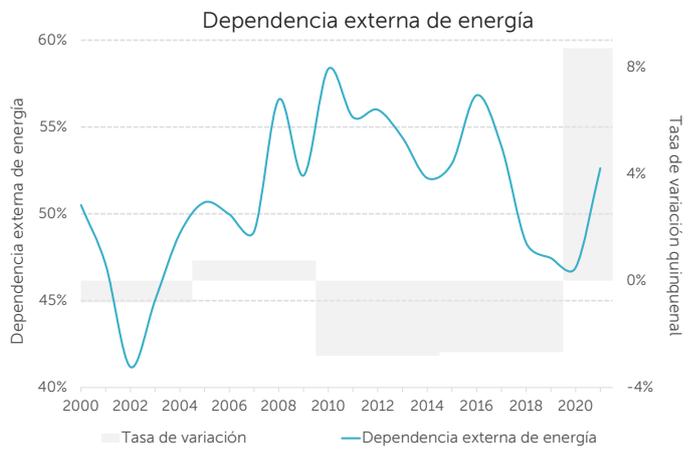
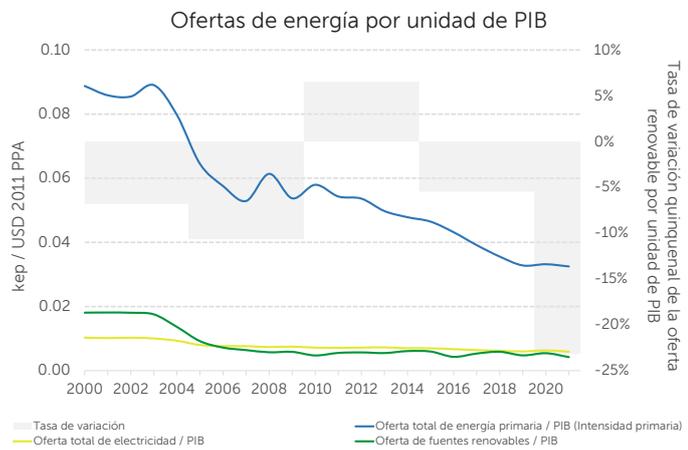
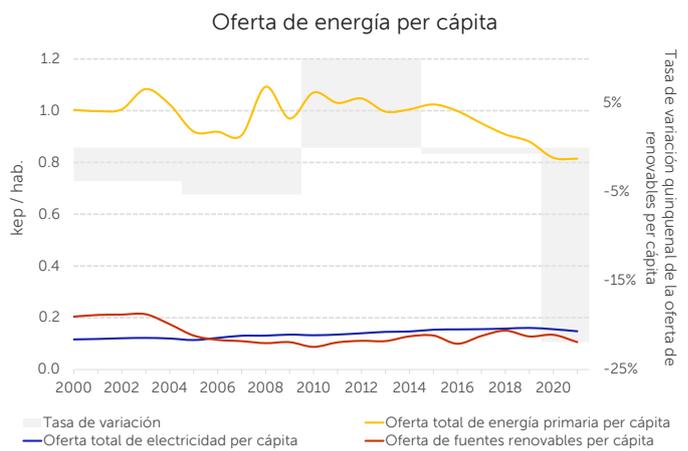
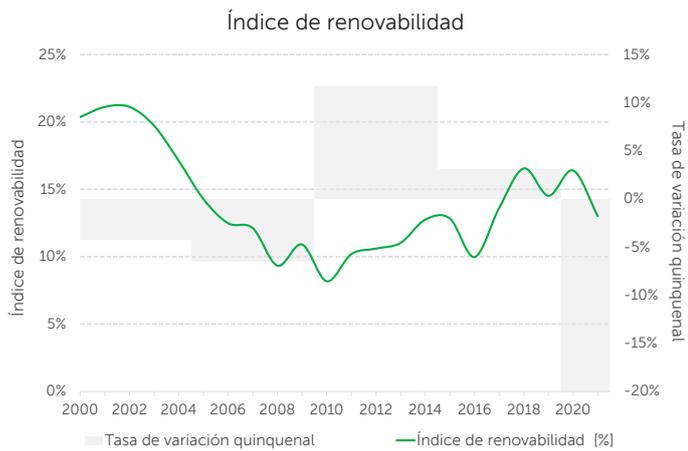
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



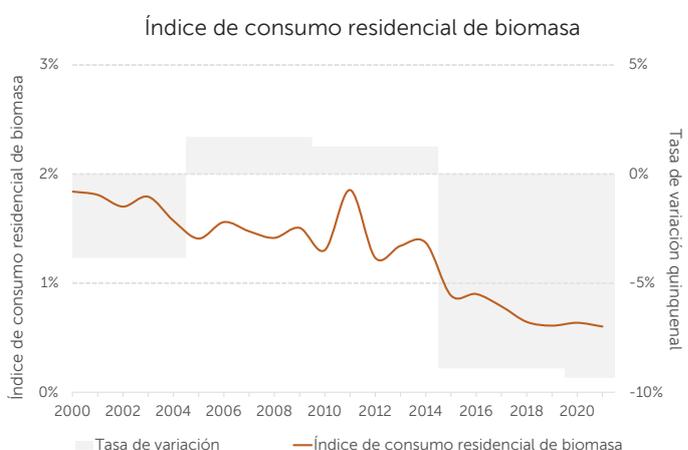
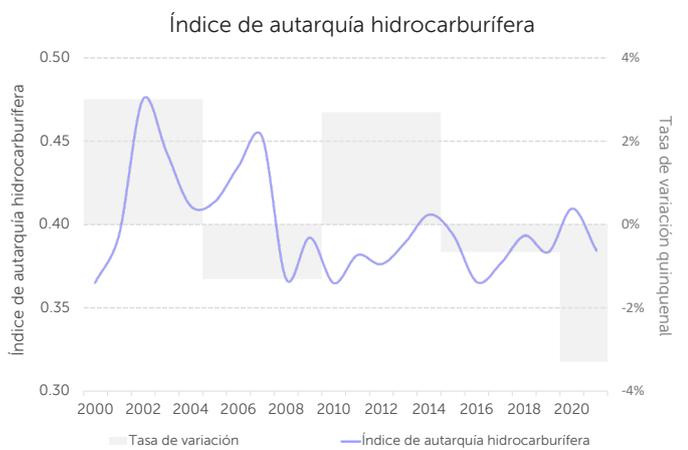
Eficiencia del sector eléctrico

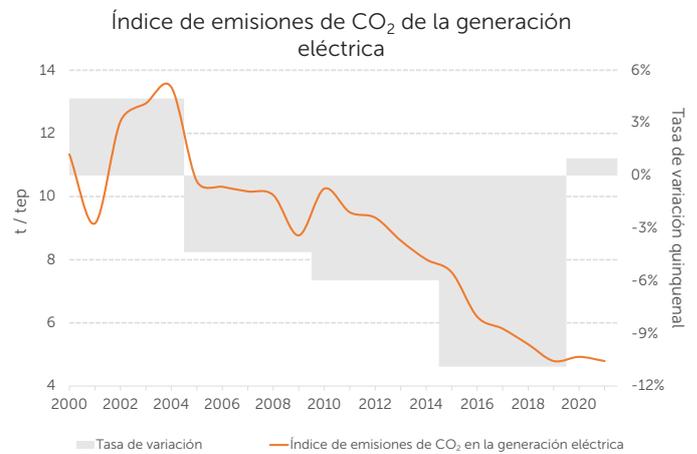
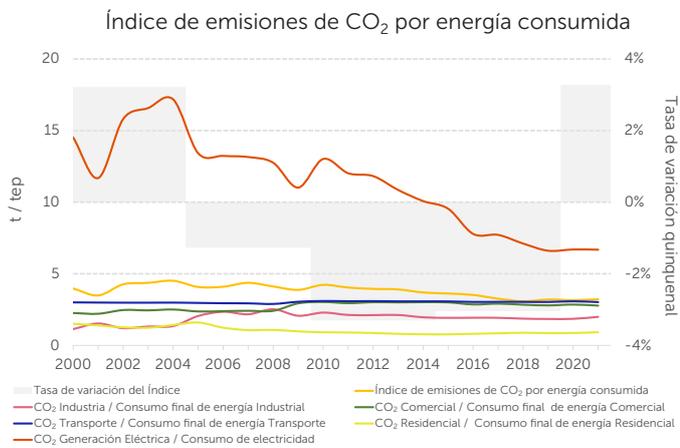
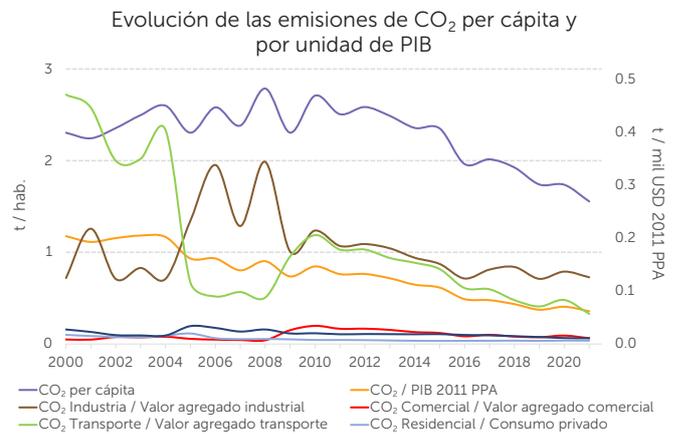
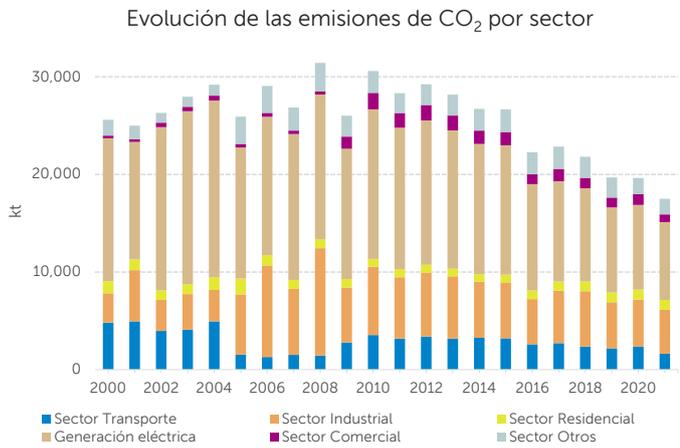
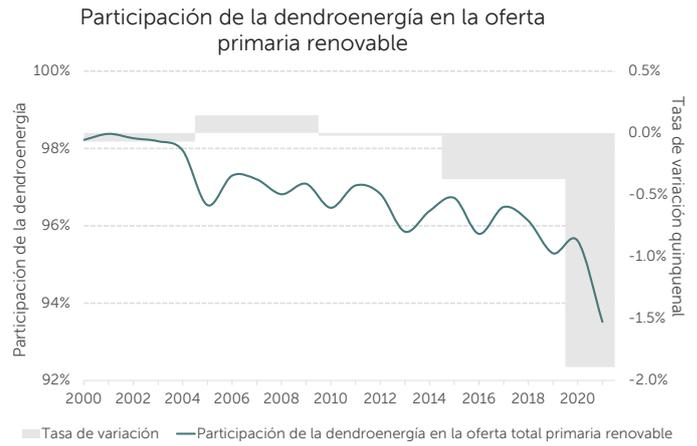
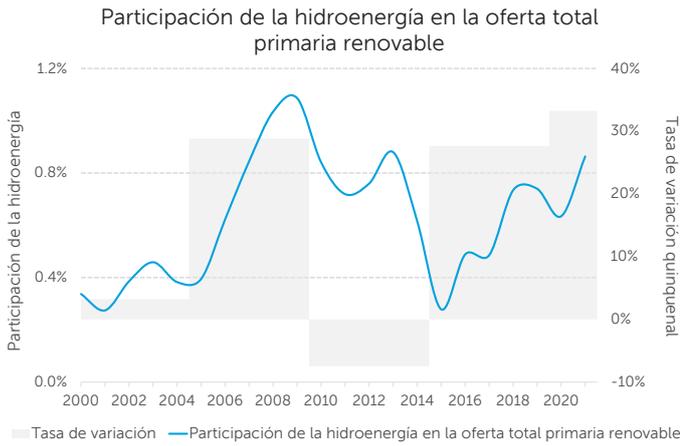


CUBA

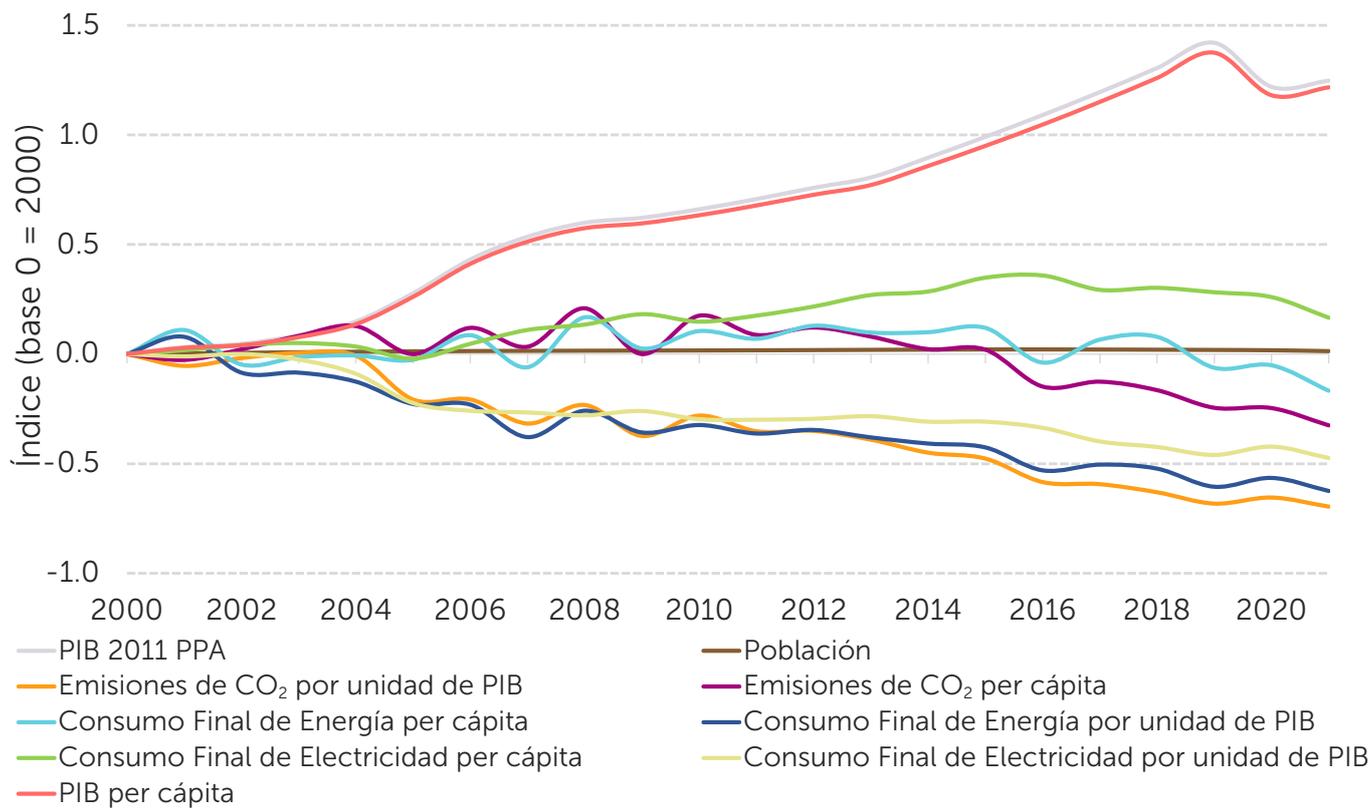


CUBA





Resumen de los principales indicadores





ECUADOR

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	17,990 ¹
Superficie (km ²)	256,370
Densidad de población (hab. / km ²)	70
Población urbana (%)	64
PIB USD 2018 (MUSD)	106,447 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	195,477 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	11

Sector Energético 2022

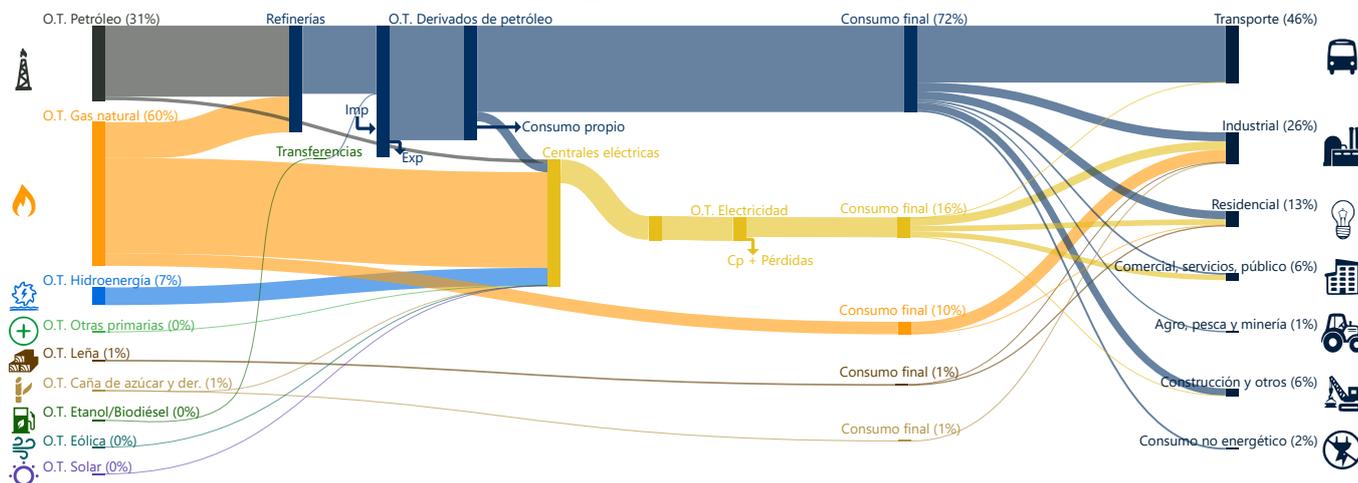


¹ Fuente: Banco Mundial.

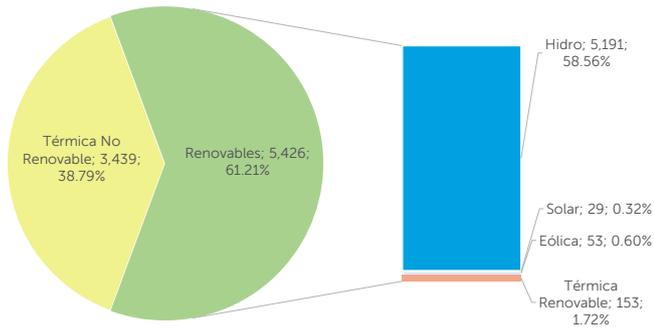
² Fuente: CEPAL.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,545	0.81	97.36	13.30	66.91	7.57	17.78	14.56	175	8.86	0.08 / 0.07	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

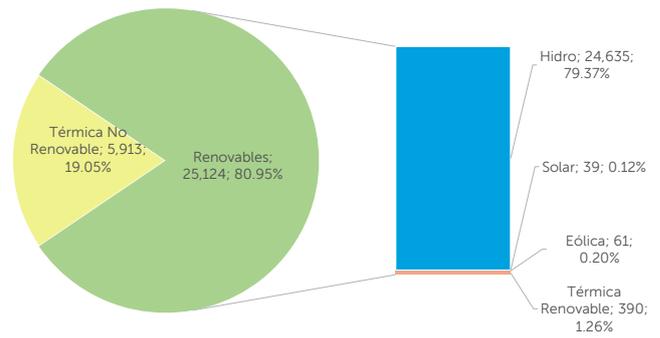
Balance energético resumido 2022



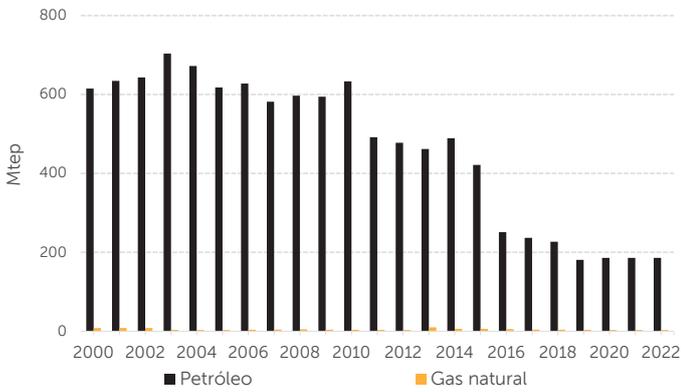
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



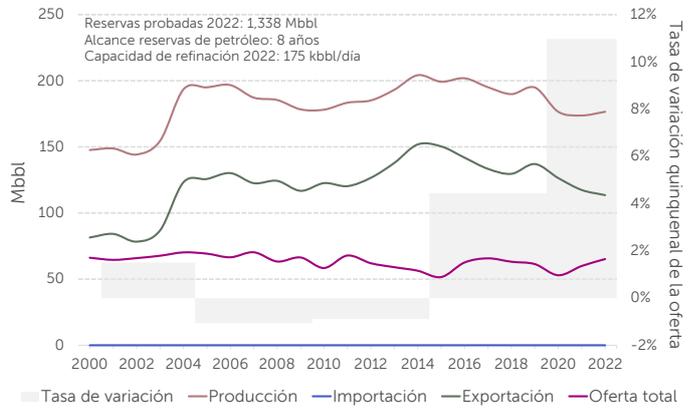
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo y gas natural

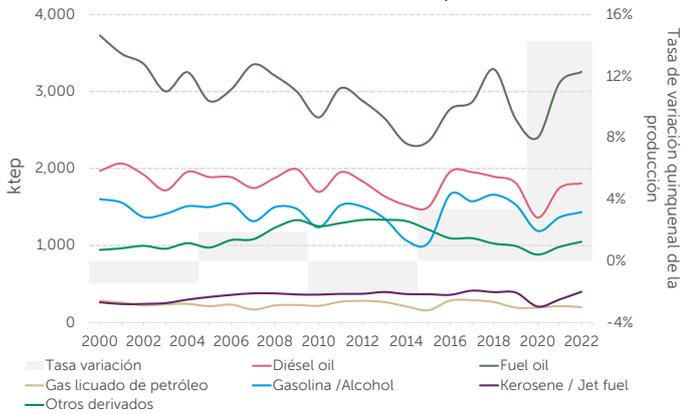


Oferta de petróleo

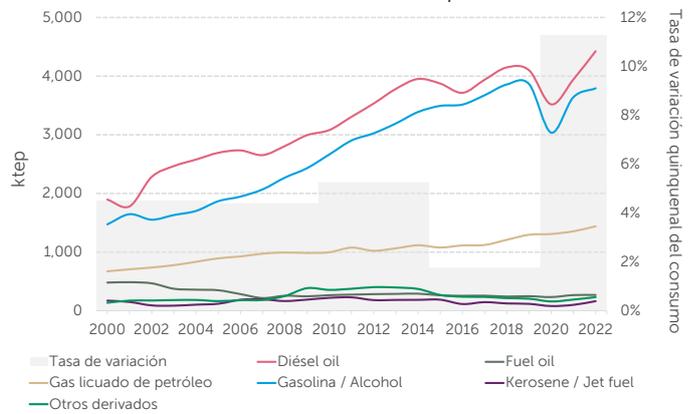


ECUADOR

Producción derivados de petróleo

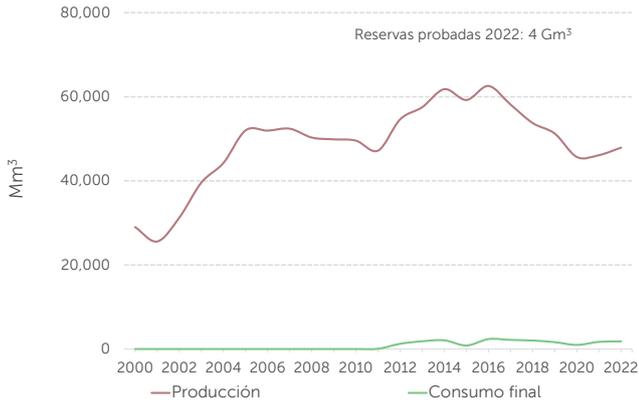


Consumo derivados de petróleo



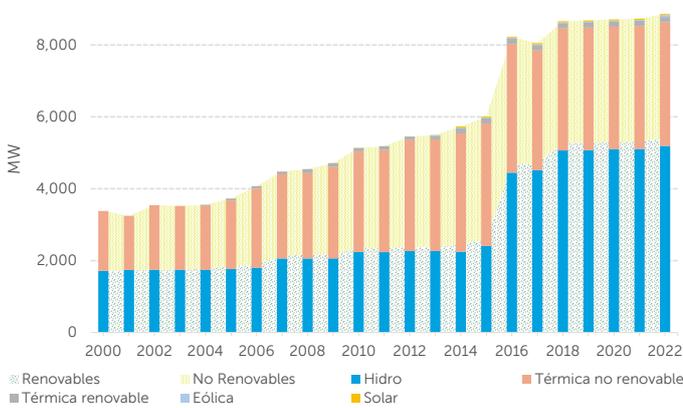


Oferta de gas natural

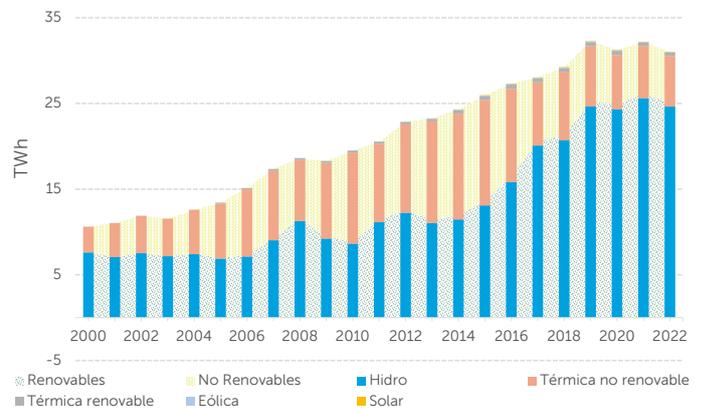


En Ecuador, en el año 2022 la producción de energía eléctrica año móvil fue de 33,292 GWh, de los cuales el 78 % corresponde a producción de energía renovable, destacándose la participación de producción hidroeléctrica con el 76.8 %. En este contexto se reportó el ingreso en operación experimental el Proyecto Eólico Minas de Huasachaca, de 50 MW de potencia. Este proyecto ubicado en el cantón Saraguro, de la provincia de Loja, está considerado el parque eólico más grande del país que cuenta con 14 aerogeneradores de 3,571 MW cada uno.

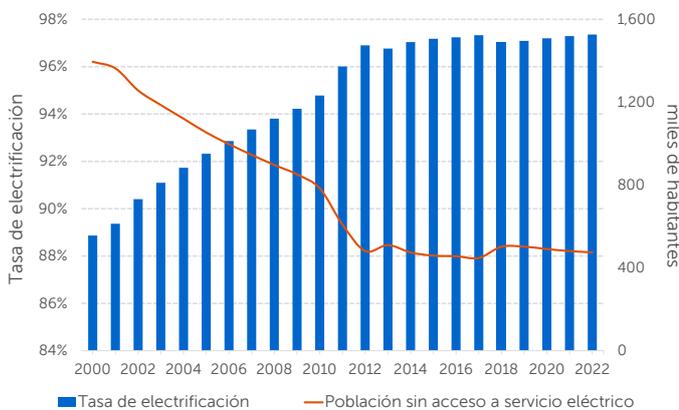
Capacidad instalada de generación eléctrica



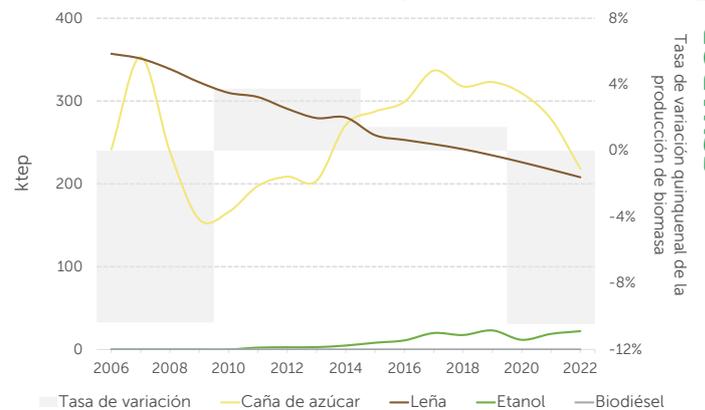
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

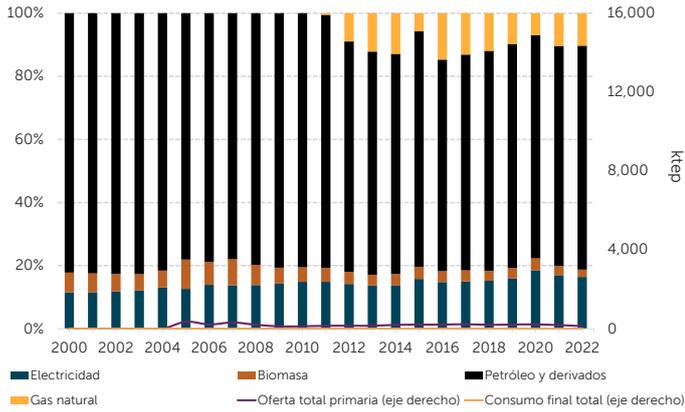


Producción de biomasa y biocombustibles

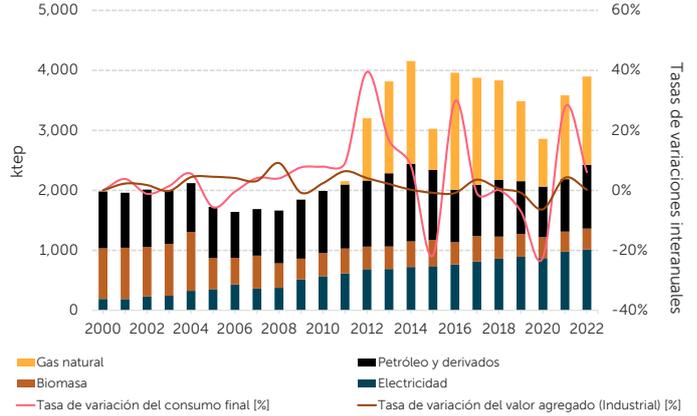


ECUADOR

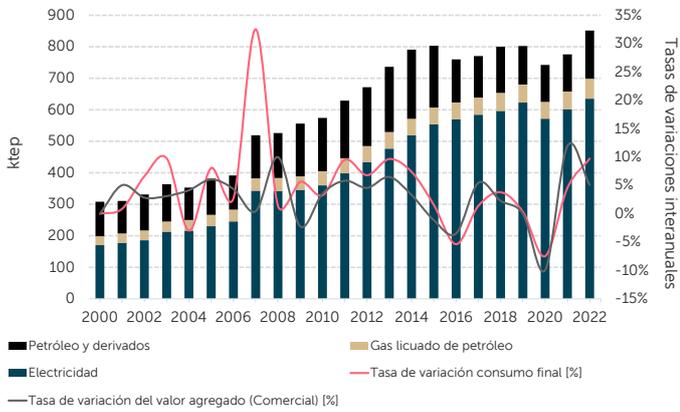
Consumo final de energía por fuente de energía



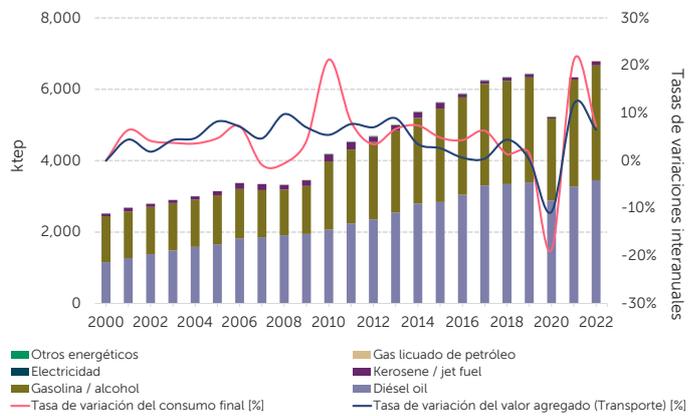
Consumo final del Sector Industrial



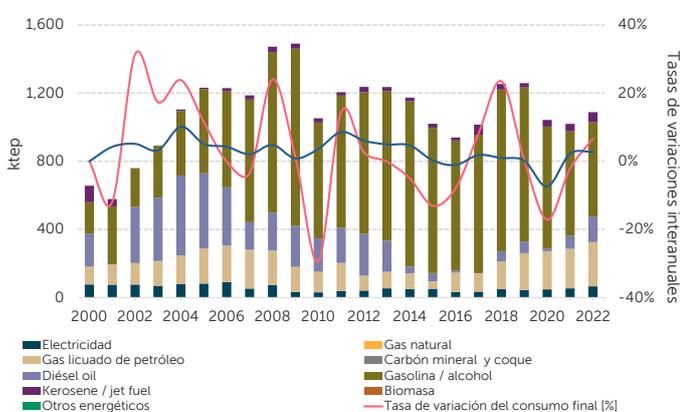
Consumo final del Sector Comercial



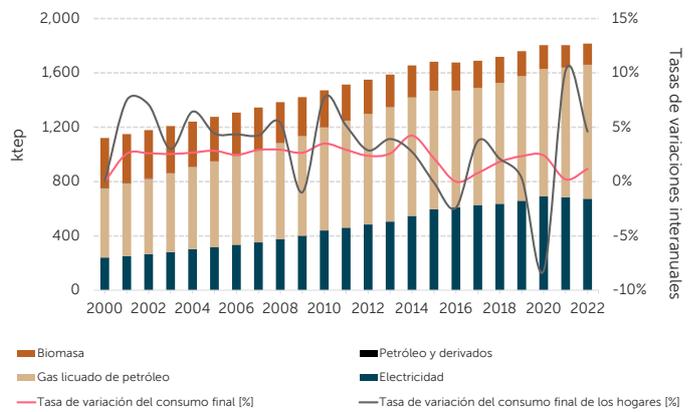
Consumo final del Sector Transporte

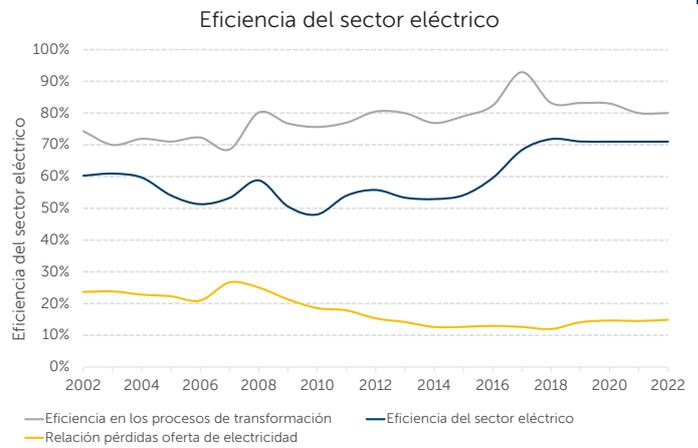
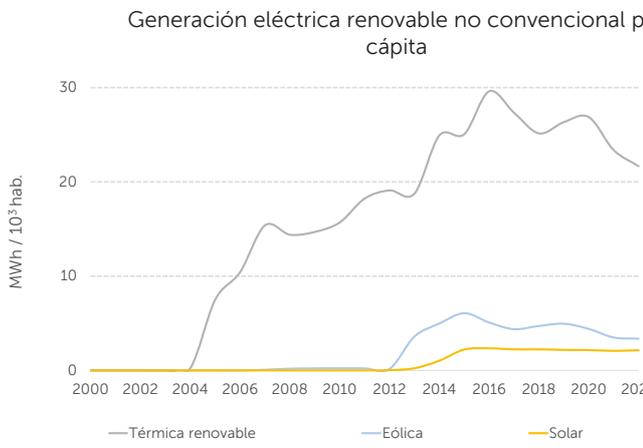
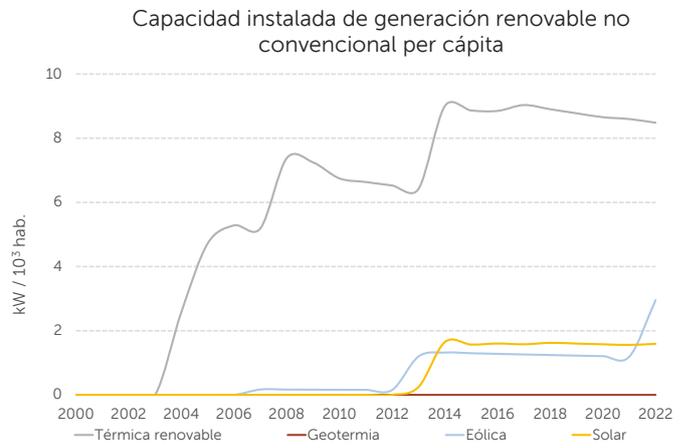
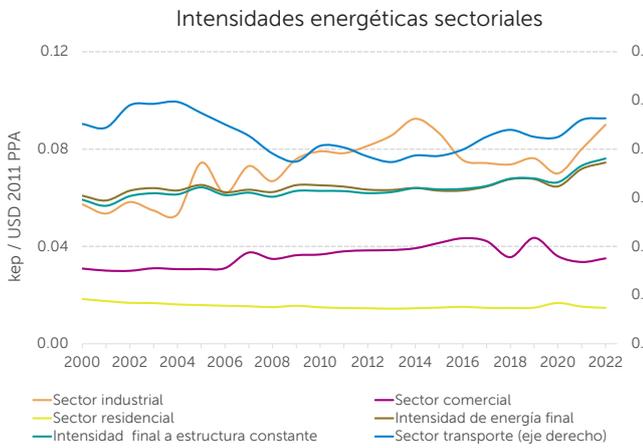
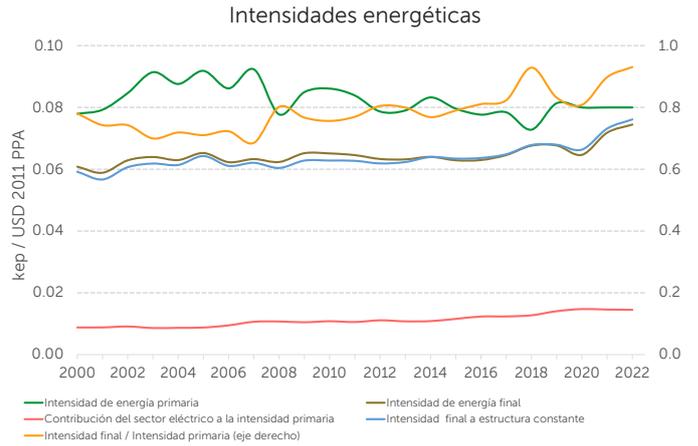
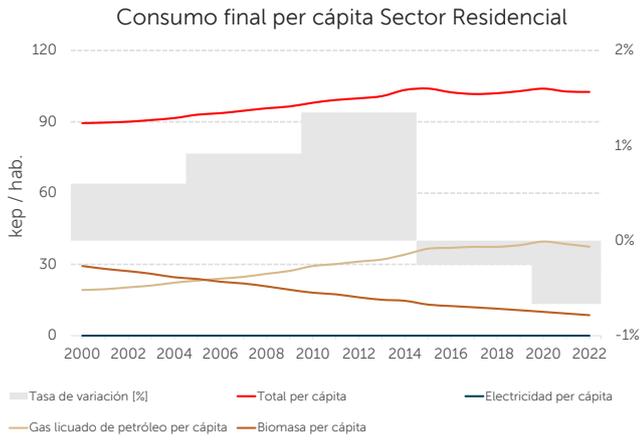


Consumo final del Sector Otros



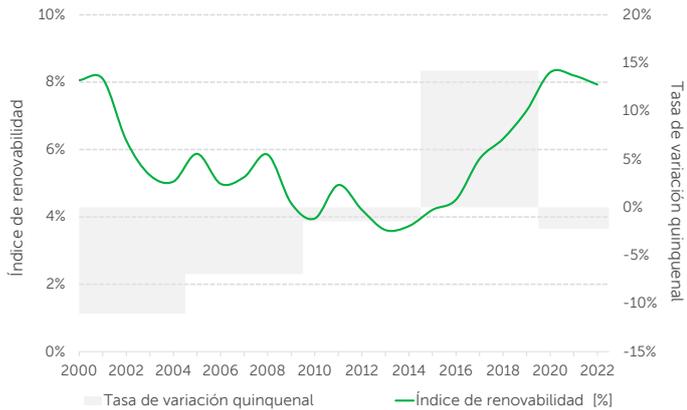
Consumo final del Sector Residencial



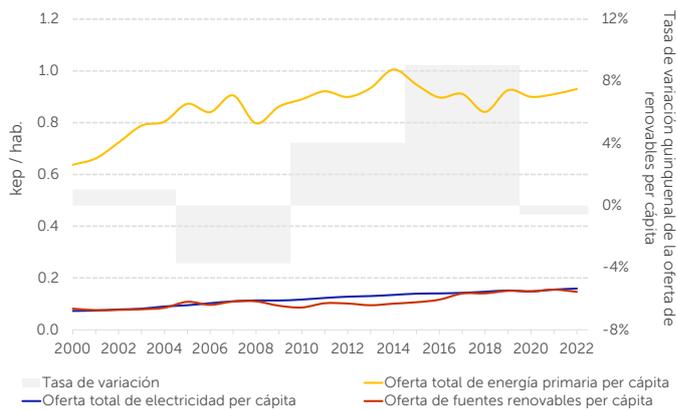


ECUADOR

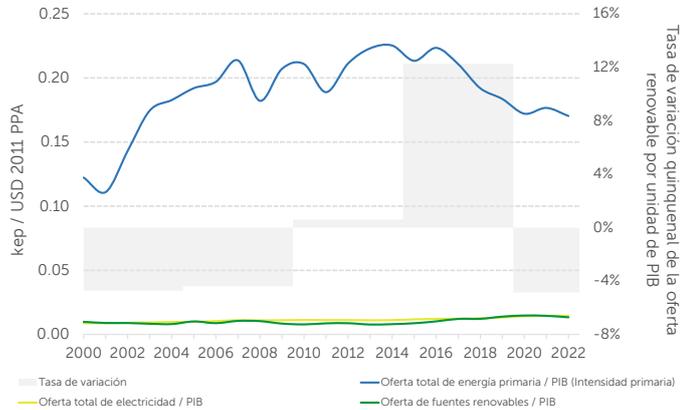
Índice de renovabilidad



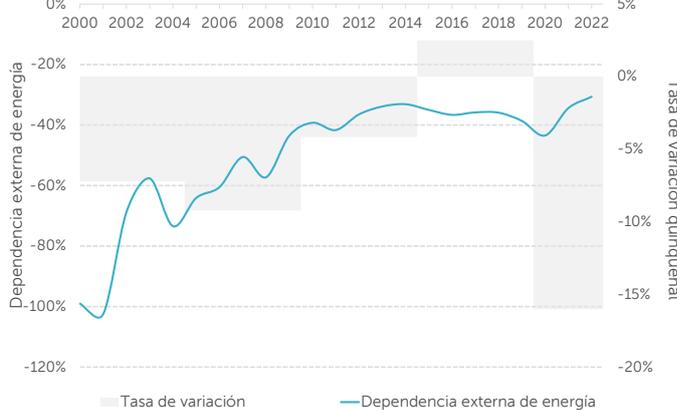
Oferta de energía per cápita



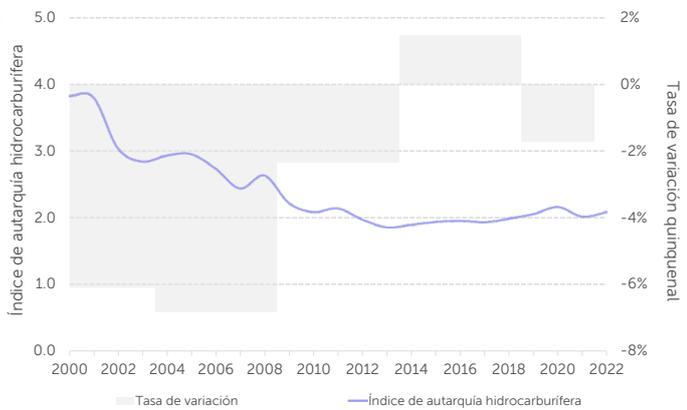
Ofertas de energía por unidad de PIB



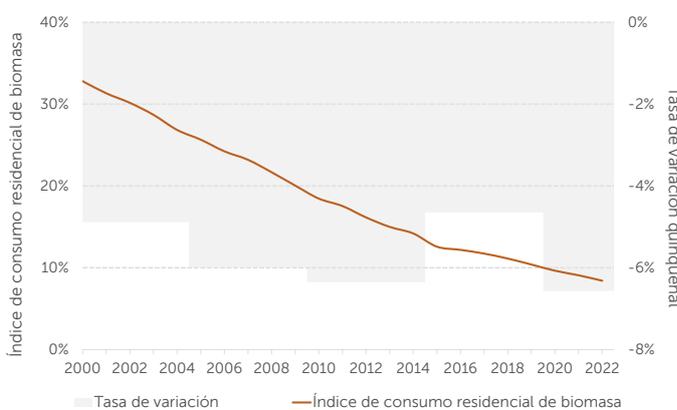
Dependencia externa de energía



Índice de autarquía hidrocarburífera

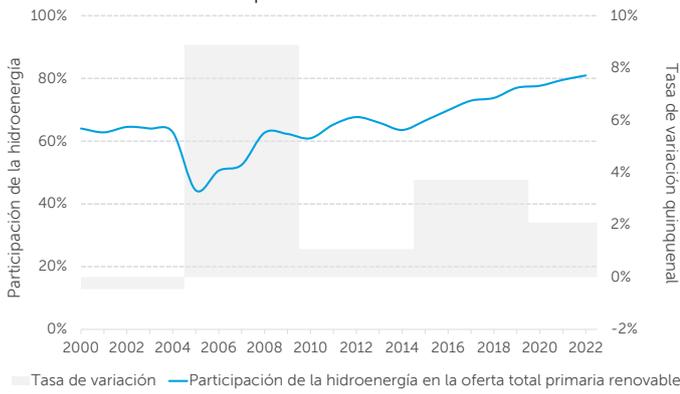


Índice de consumo residencial de biomasa

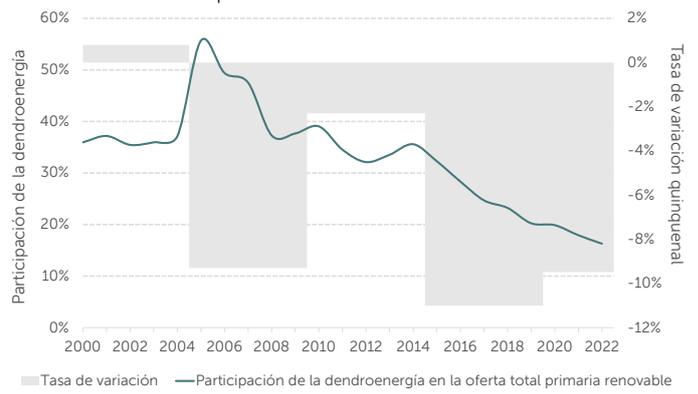




Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



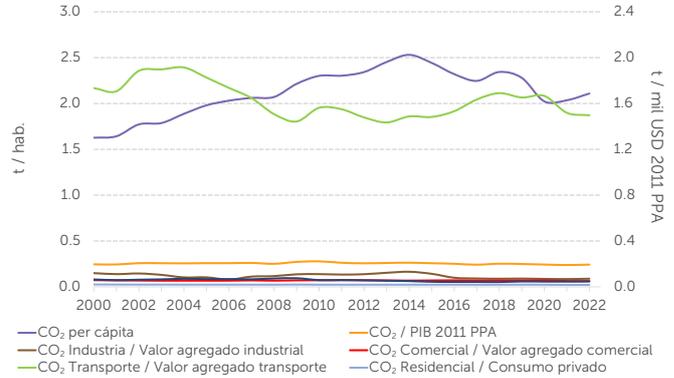
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



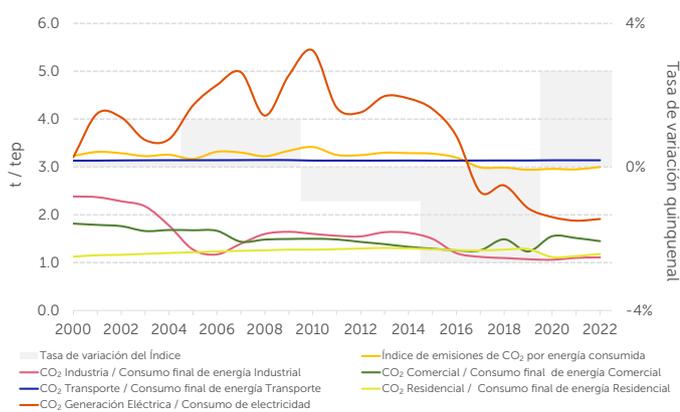
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



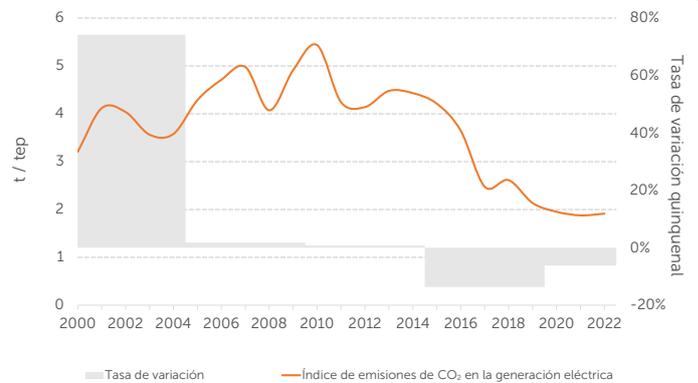
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

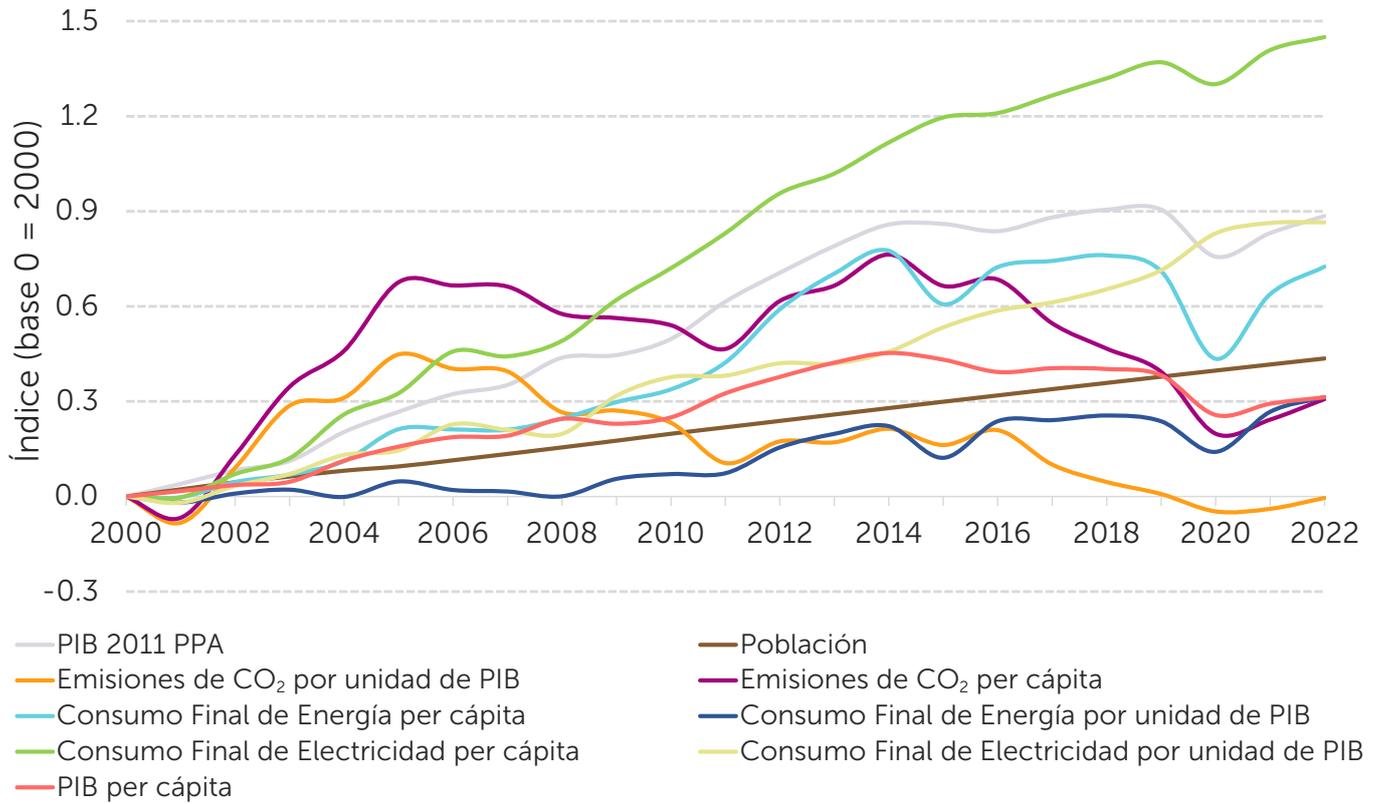


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



ECUADOR

Resumen de los principales indicadores



EL SALVADOR

Datos Generales 2022



Población (mil hab.)	6,331 ¹
Superficie (km ²)	21,040
Densidad de población (hab. / km ²)	301
Población urbana (%)	62
PIB USD 2018 (MUSD)	28,008 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	59,546 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9

Sector Energético 2022



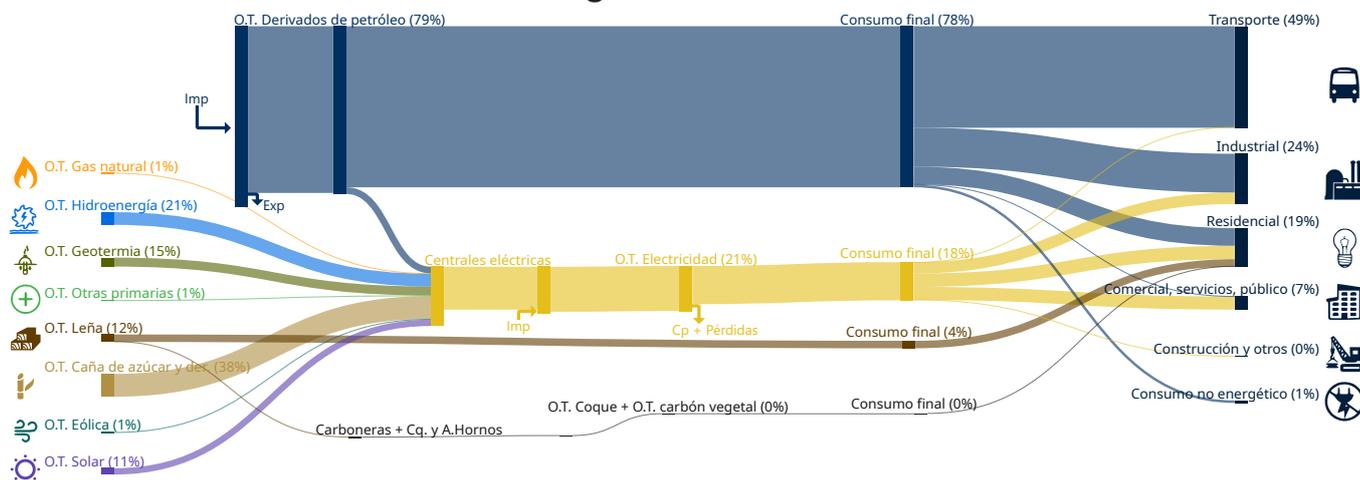
¹ Dirección General de Estadísticas y Censos - El Salvador.

² CEPAL.

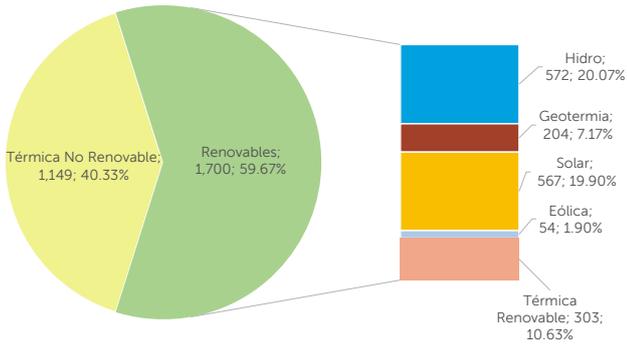
³ Banco Mundial.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,065	0.50	98.20	3.48	0.91	2.82	0.25	3.14	0	2.85	0.06 / 0.05	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

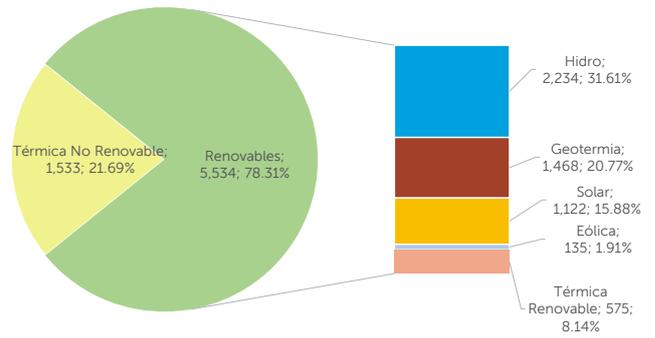
Balance energético resumido 2022



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022

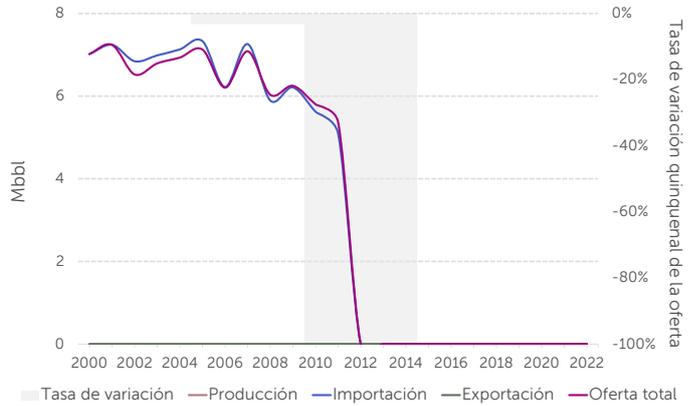


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



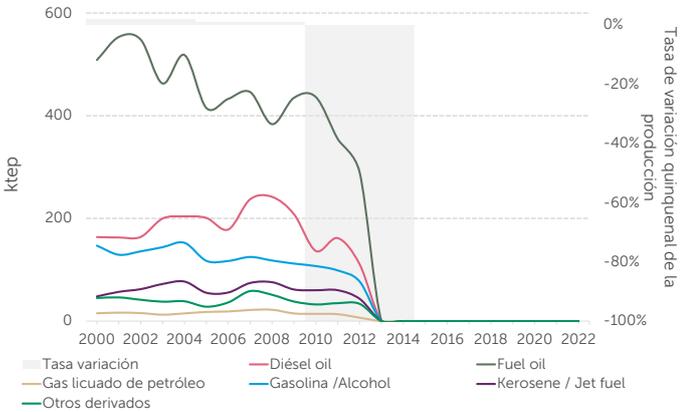
En septiembre del 2012, la Refinería Salvadoreña (RASA) en Acajutlá cerró sus operaciones.

Oferta de petróleo

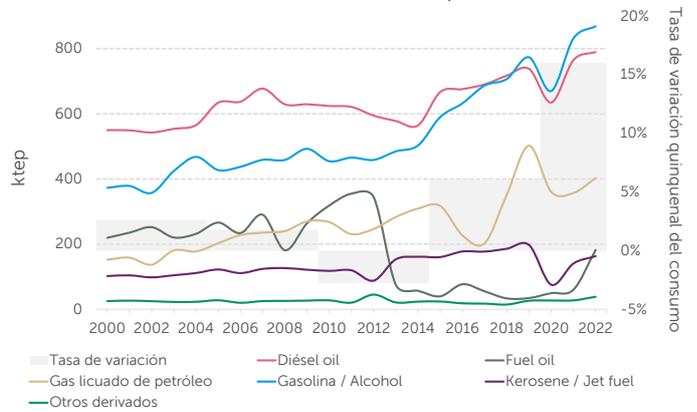


EL SALVADOR

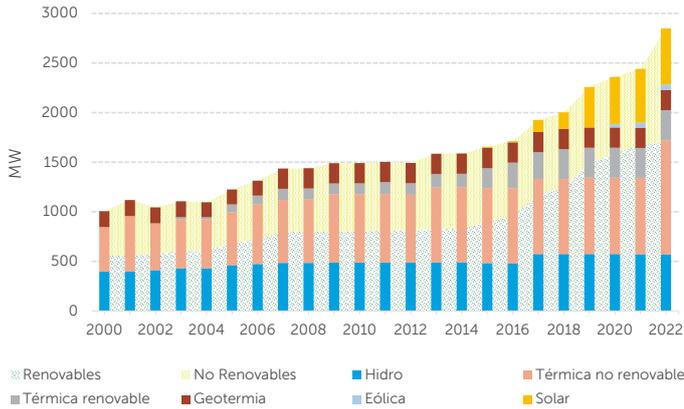
Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo



Capacidad instalada de generación eléctrica



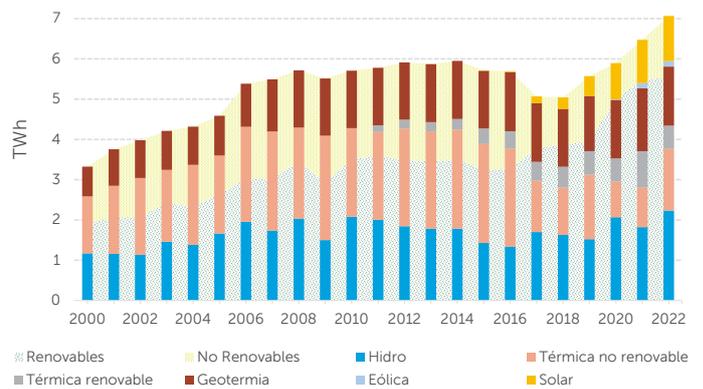
En El Salvador la capacidad instalada en el mercado eléctrico nacional al 31 de diciembre de 2022 ascendió a 2,849.5 MW, significando un 17.69 % superior a la capacidad instalada a la misma fecha en 2021.

Este incremento en la potencia instalada se debió a la puesta en operación de proyectos solares fotovoltaicos (46.5 MW), proyectos de biomasa (1.8 MW), proyectos de biogás (2.05 MW) y el proyecto de gas natural licuado (378 MW).

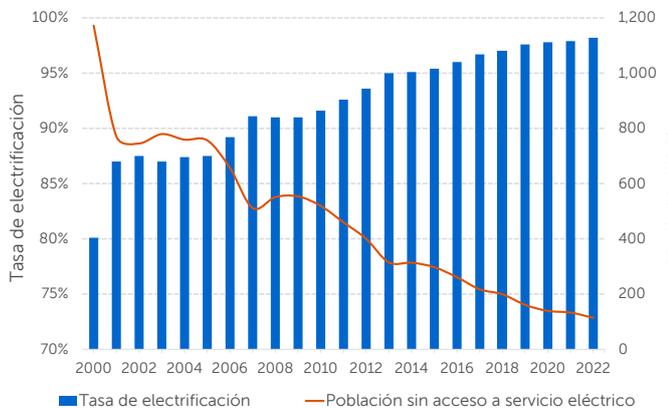
La generación de energía eléctrica neta nacional durante el primer semestre del año 2022 fue de 7,067 TWh, significando un incremento del 16.24 % con respecto a la energía generada en el 2021 (6,079.88 TWh).

El Salvador informó el inicio de operaciones del proyecto de generación de energía eléctrica a base de gas natural ubicado en Acajutla. La planta está considerada como la mayor inversión privada en la historia del país, tiene capacidad para generar 380.7 MW de potencia y su energía asociada, lo que la convierte en la planta con la mayor capacidad instalada del sistema eléctrico. La nueva planta de gas natural cubrirá el 30 % de la demanda energética de El Salvador y marca un cambio en la matriz productiva hacia una generación menos contaminante.

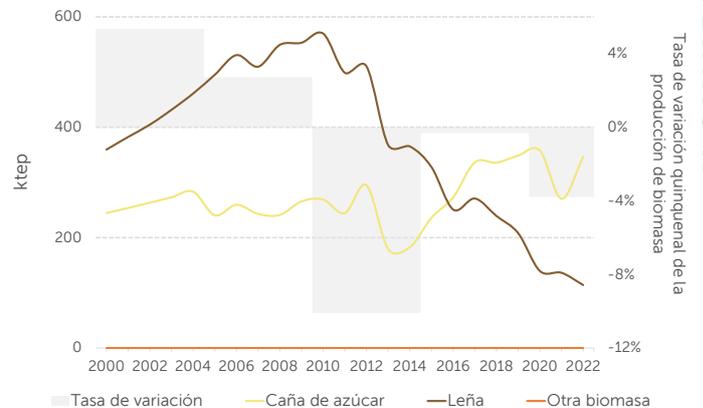
Generación eléctrica

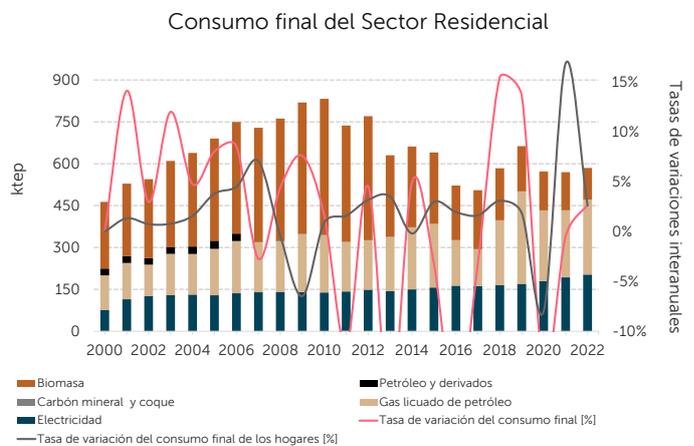
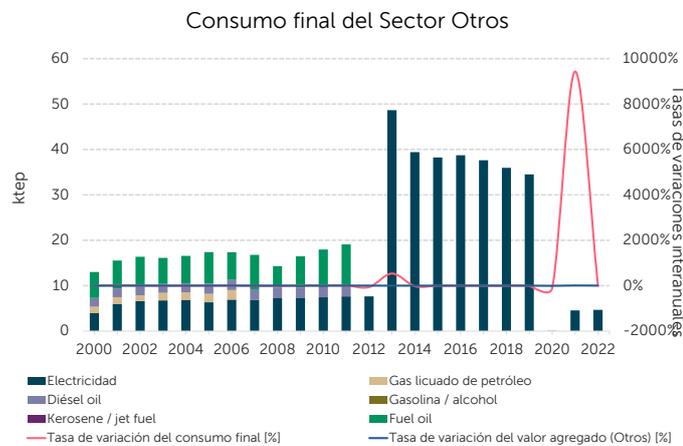
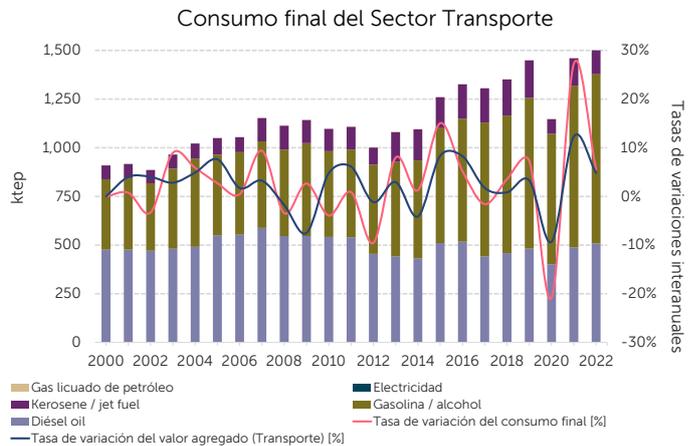
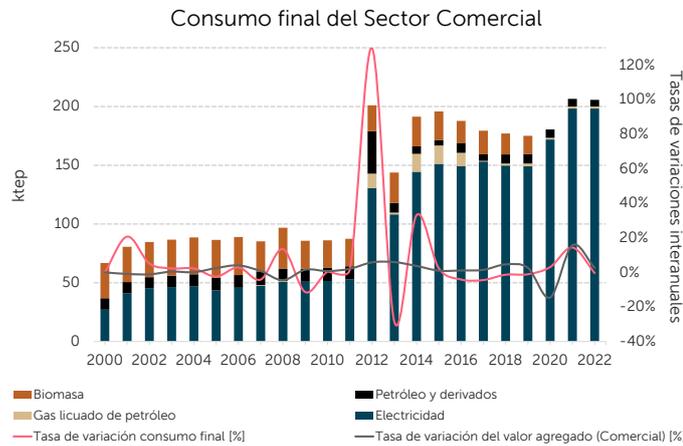
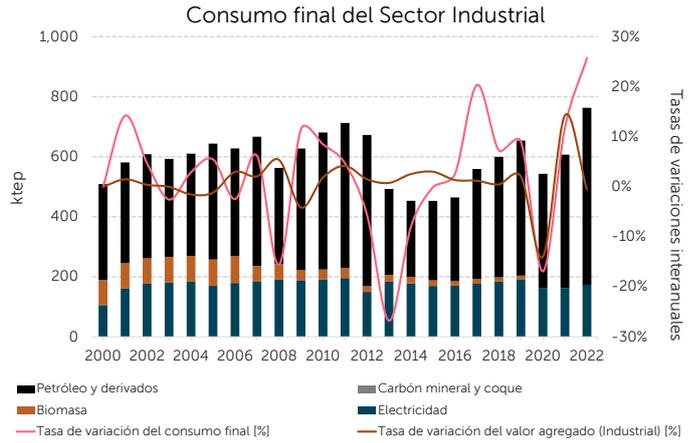
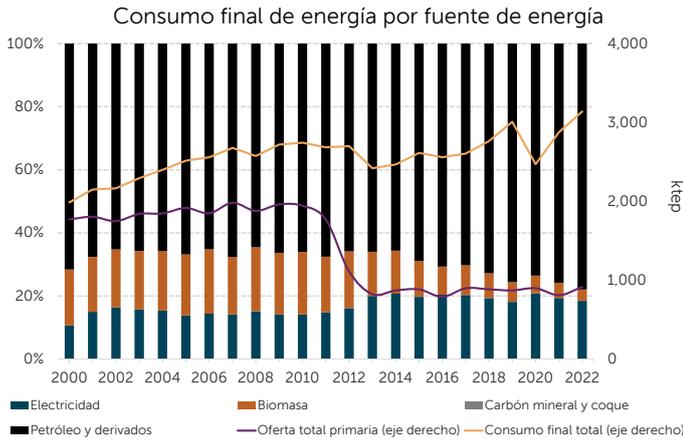


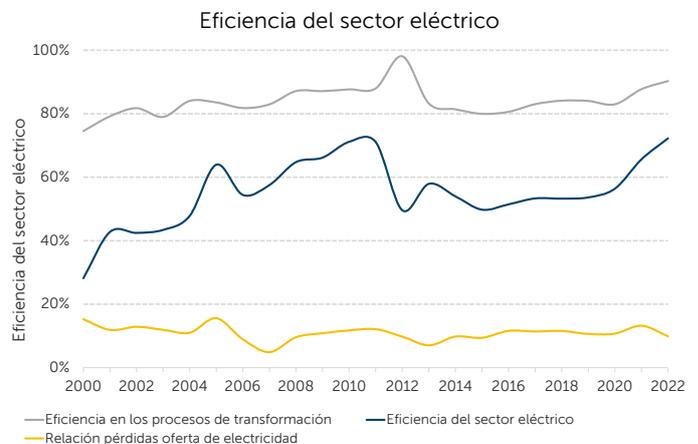
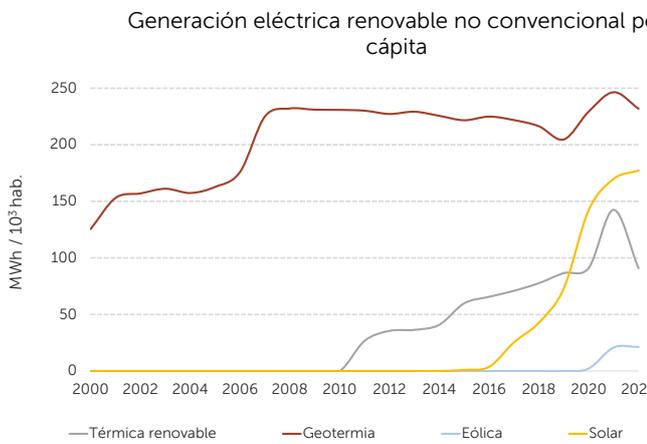
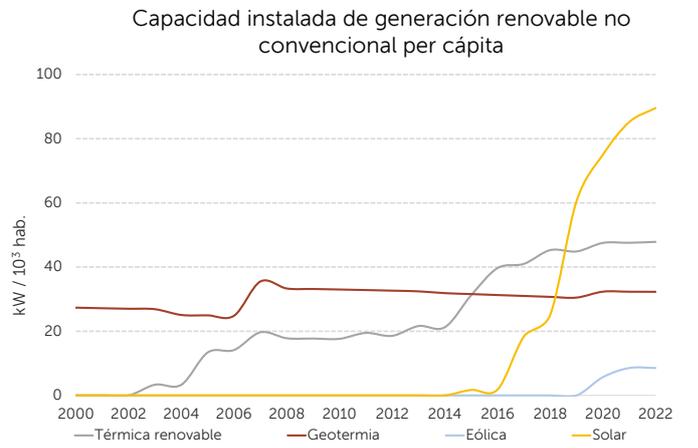
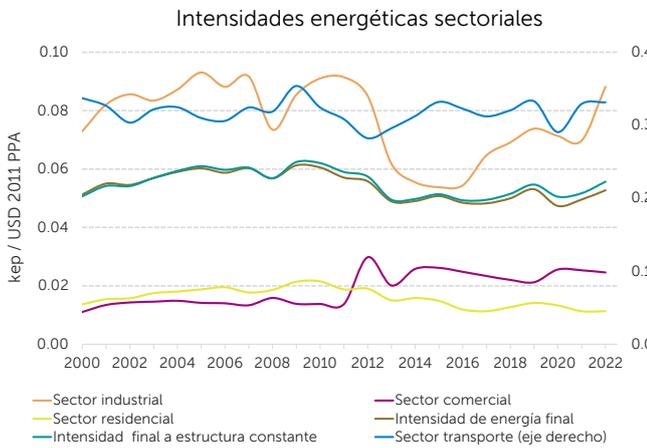
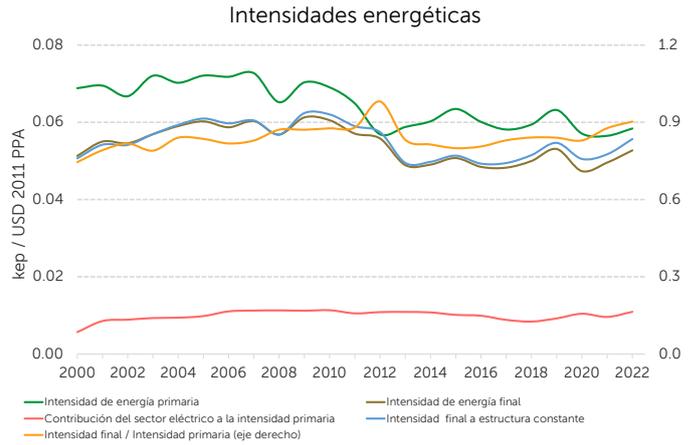
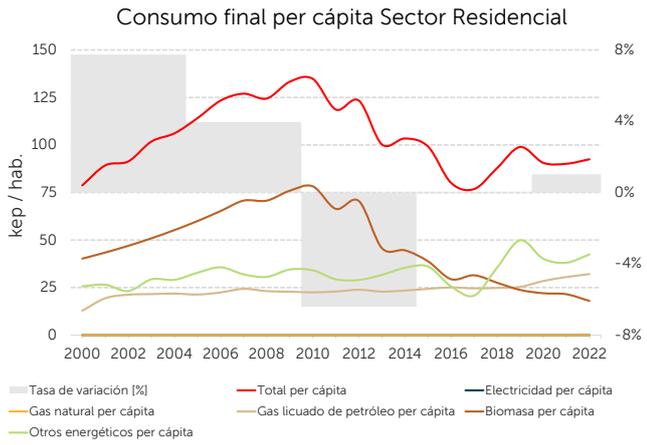
Tasa de electrificación

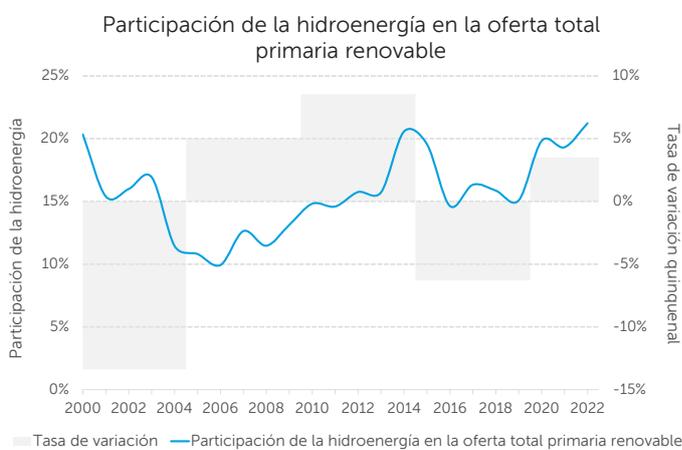
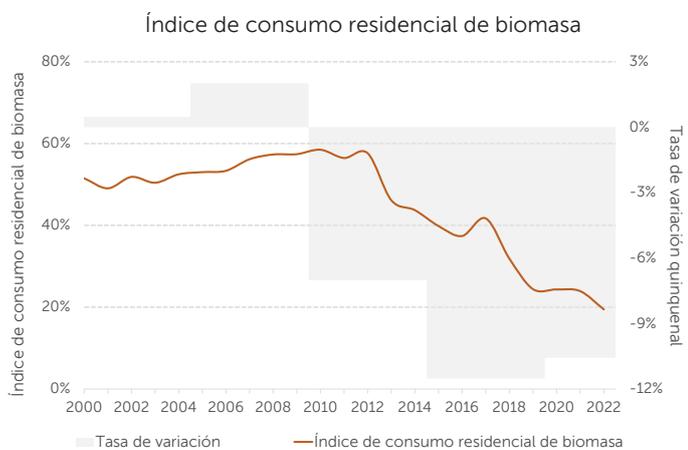
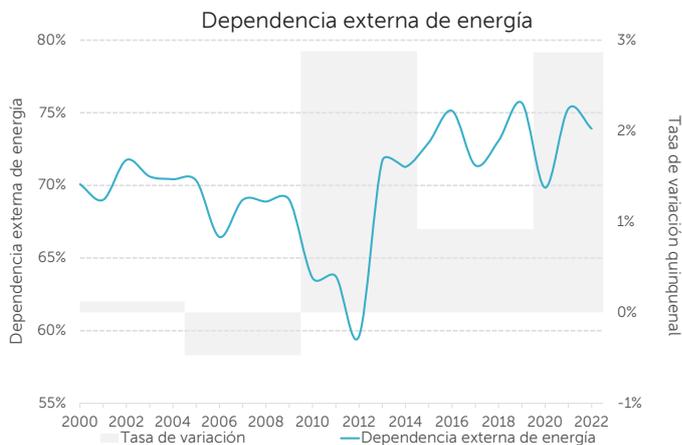
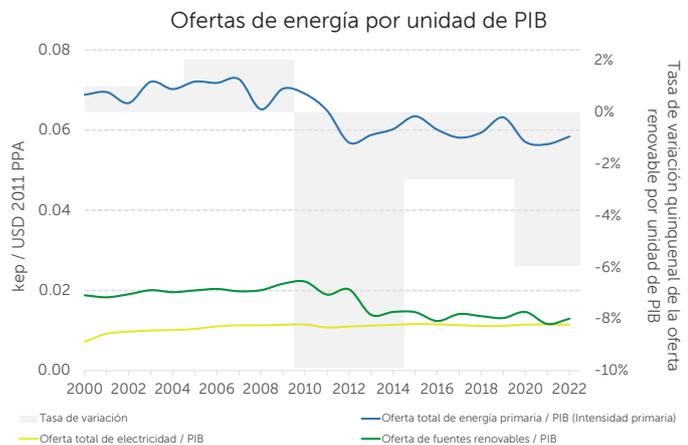
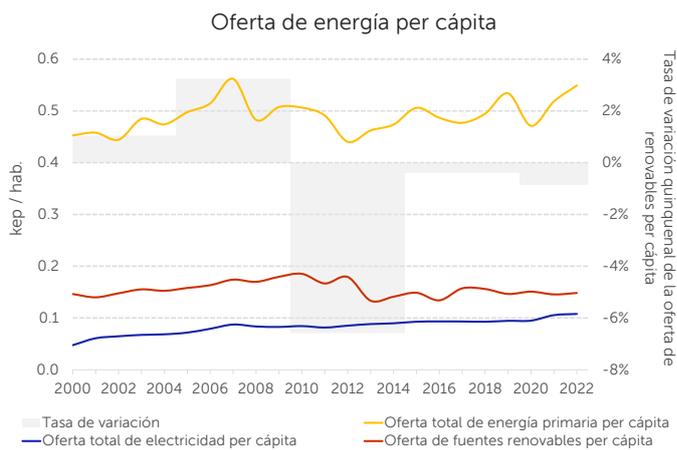
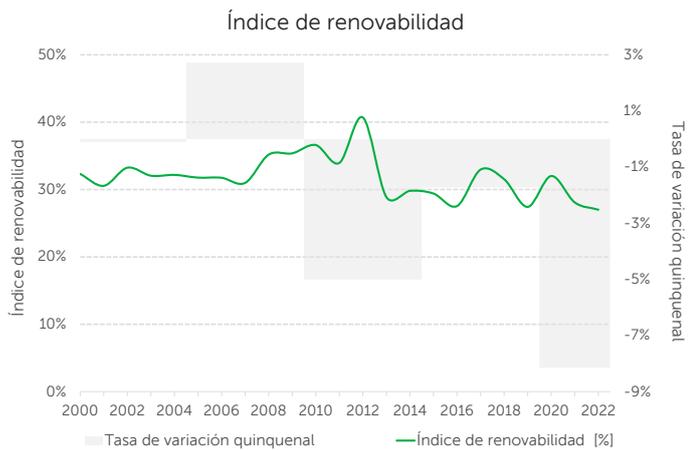


Producción de biomasa y biocombustibles

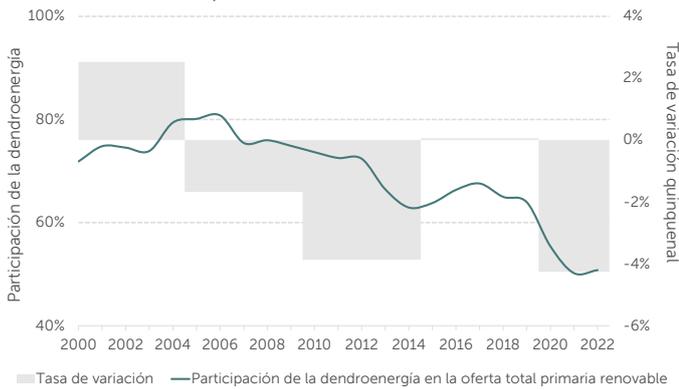




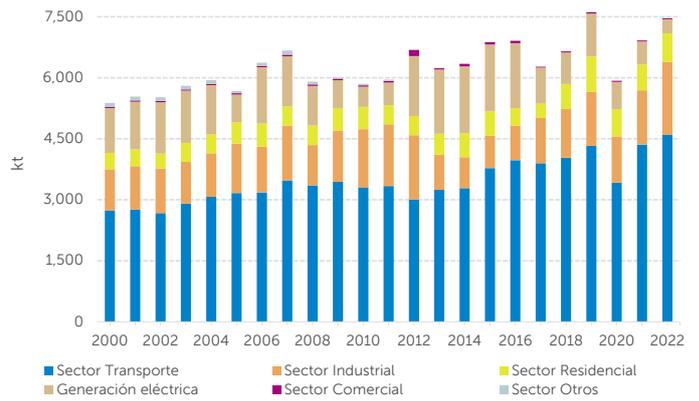




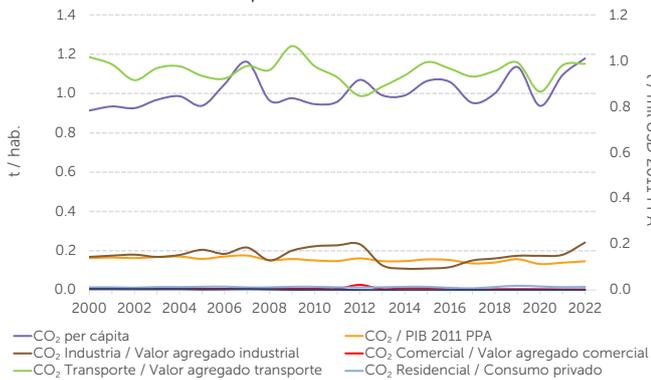
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



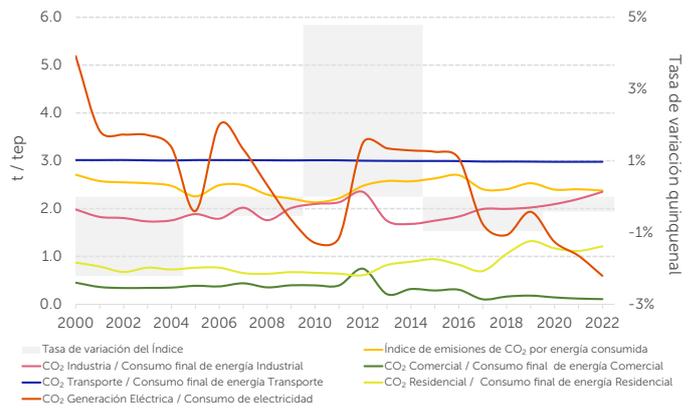
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



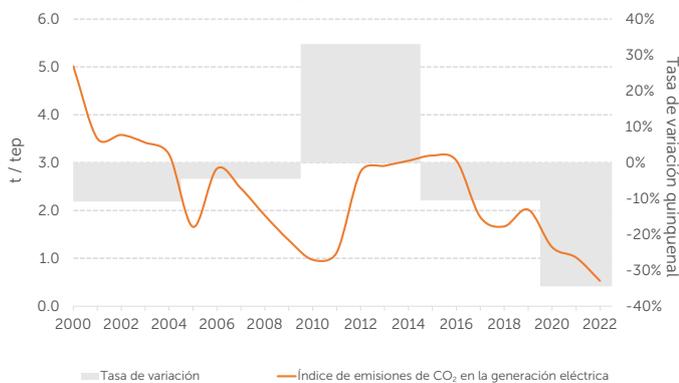
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

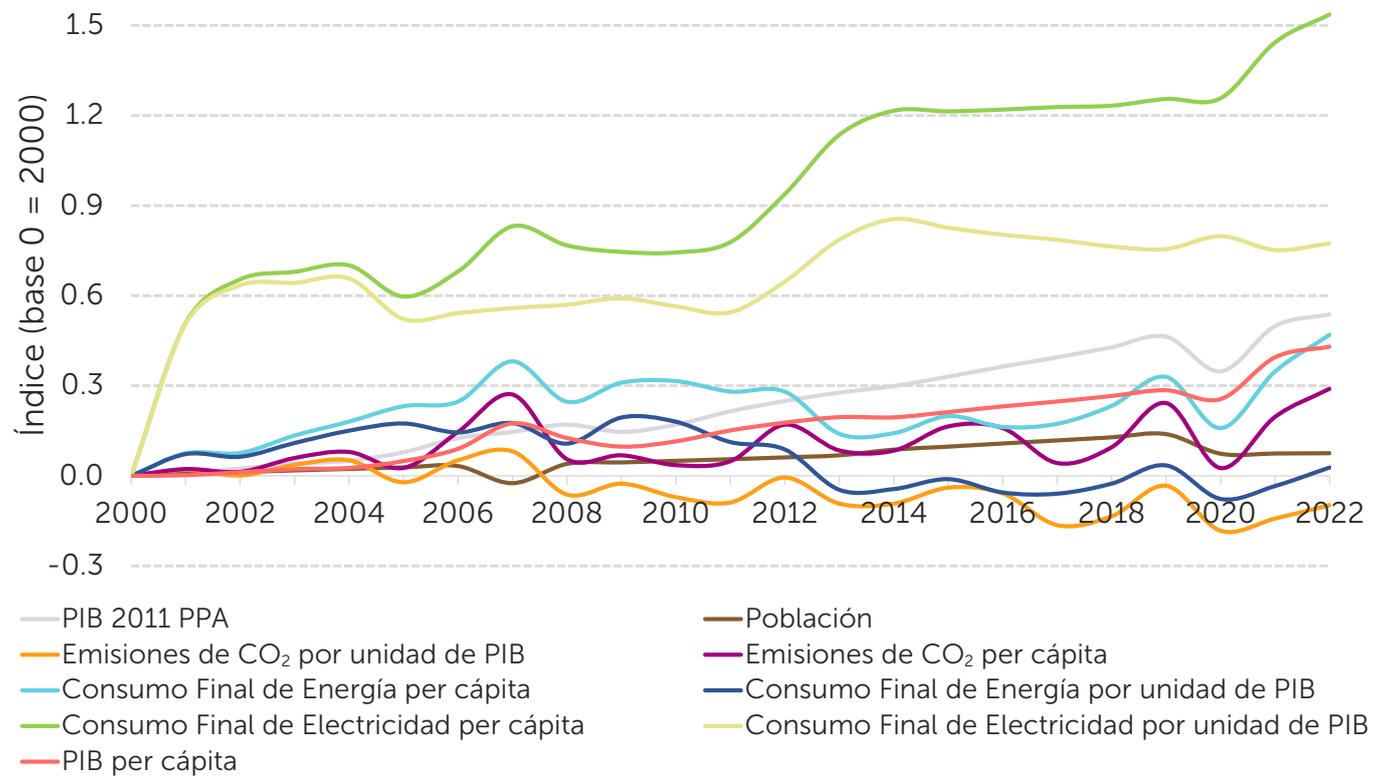


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores





GRENADA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	125 ¹
Superficie (km ²)	340
Densidad de población (hab. / km ²)	369
Población urbana (%)	37
PIB USD 2018 (MUSD)	1,123 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,805 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14

Sector Energético 2022



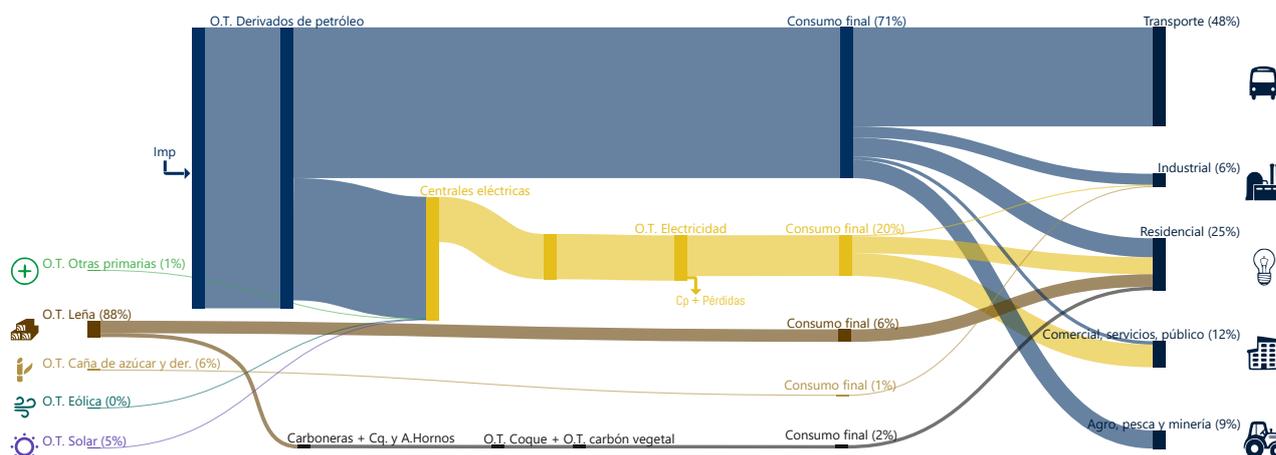
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

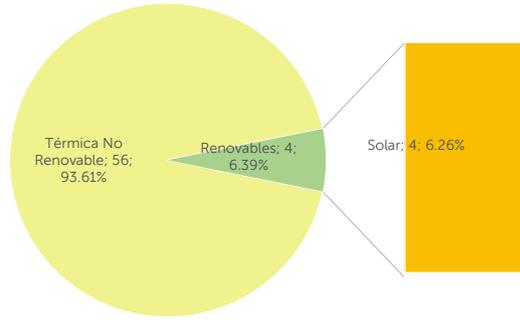
Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2022 presentados corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,706	0.75	93.59	0.13	0.01	0.13	0.00	0.09	n.a.	0.06	0.07 / 0.05	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

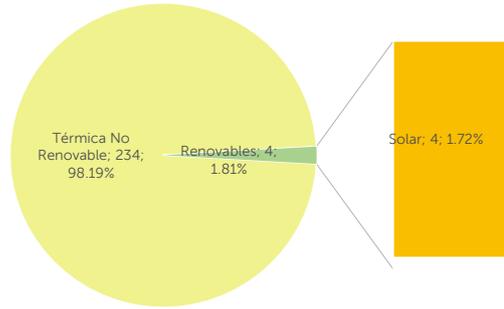
Balance energético resumido 2022



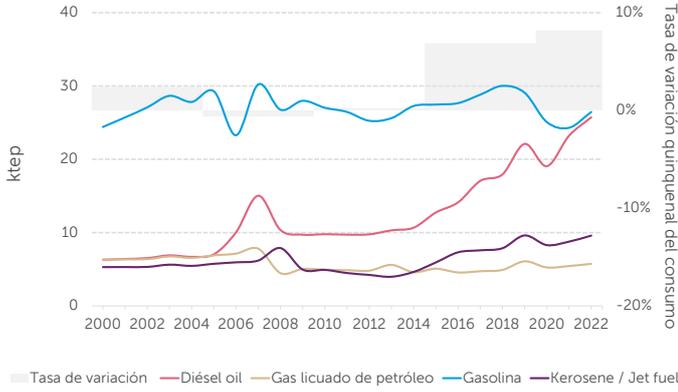
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



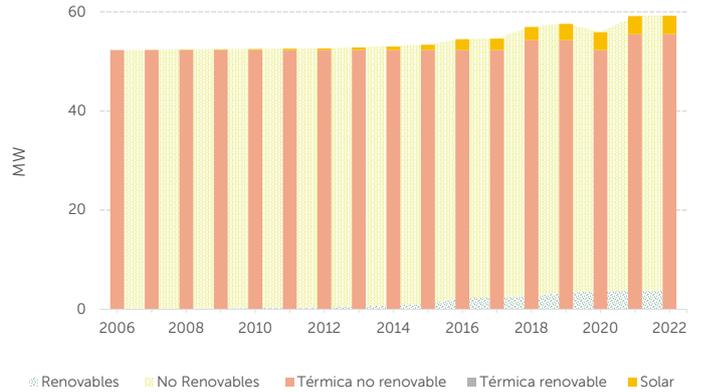
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Consumo derivados de petróleo

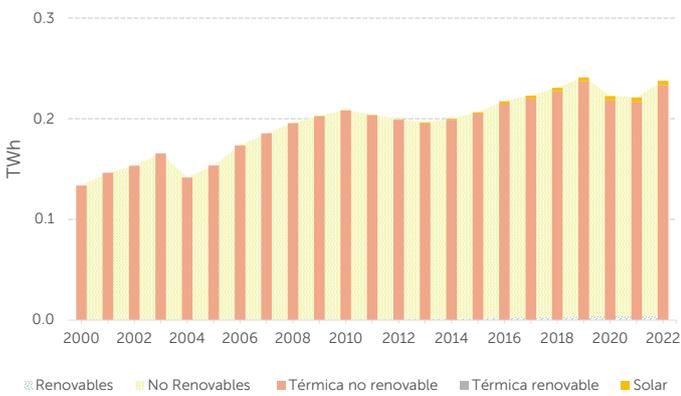


Capacidad instalada de generación eléctrica

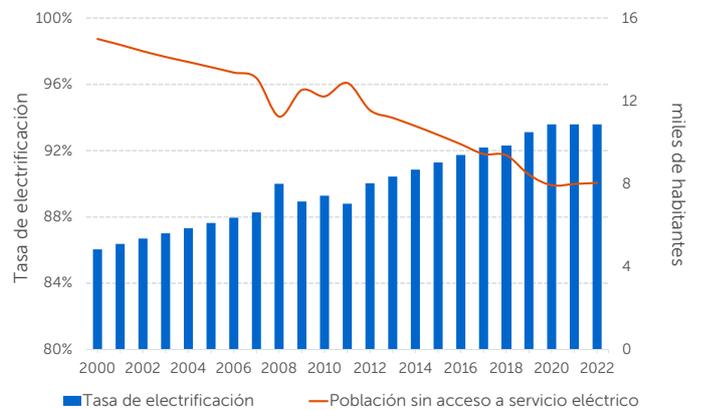


GRENADA

Generación eléctrica

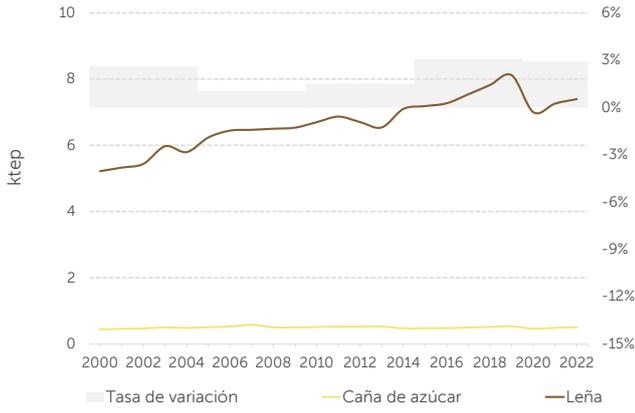


Tasa de electrificación

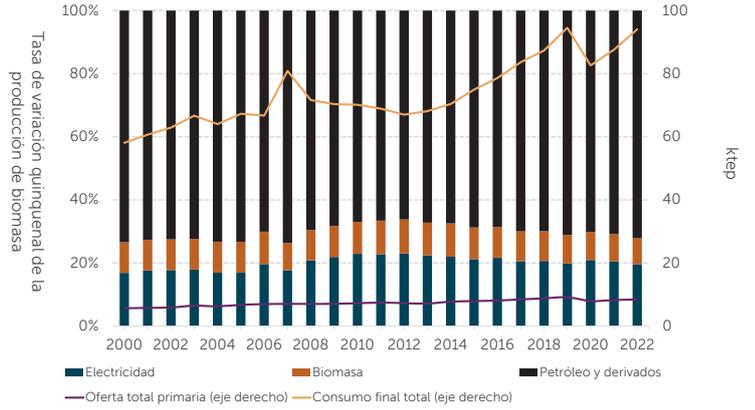




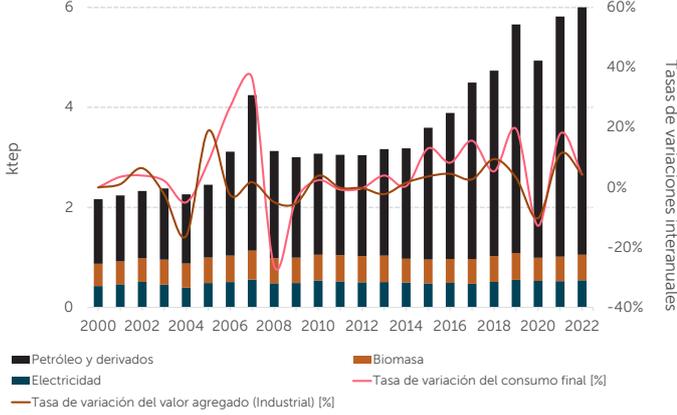
Producción de biomasa



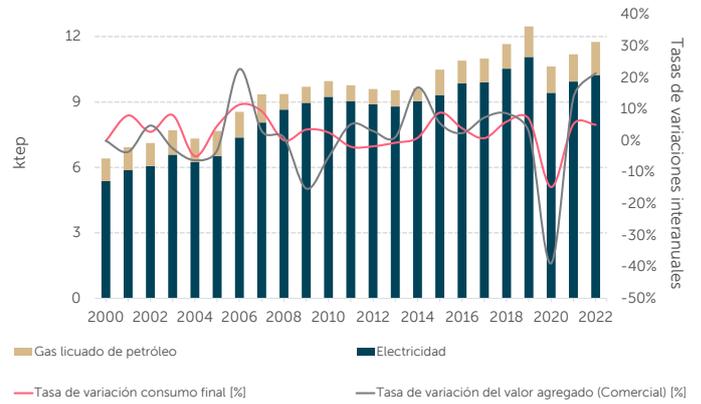
Consumo final de energía por fuente de energía



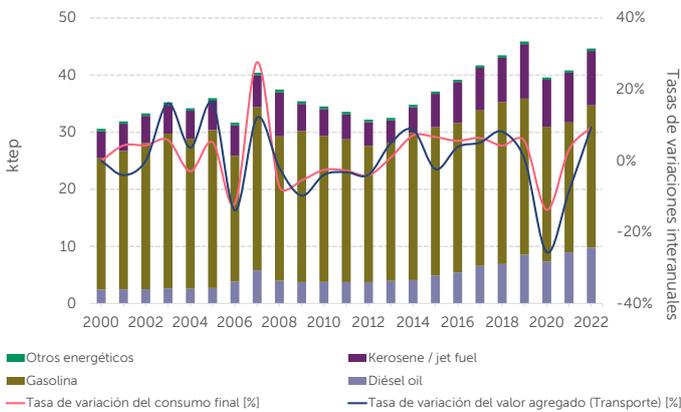
Consumo final del Sector Industrial



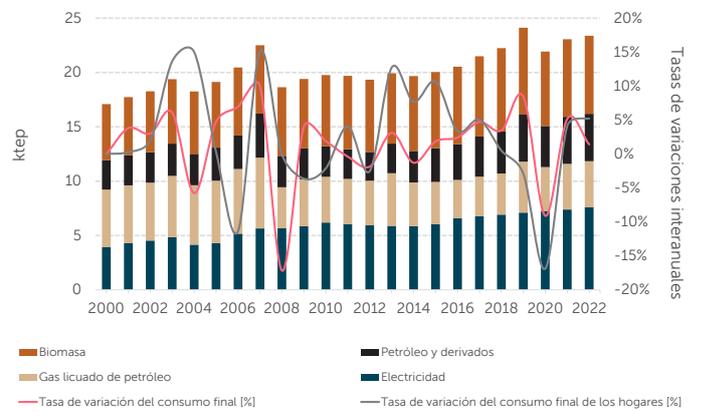
Consumo final del Sector Comercial

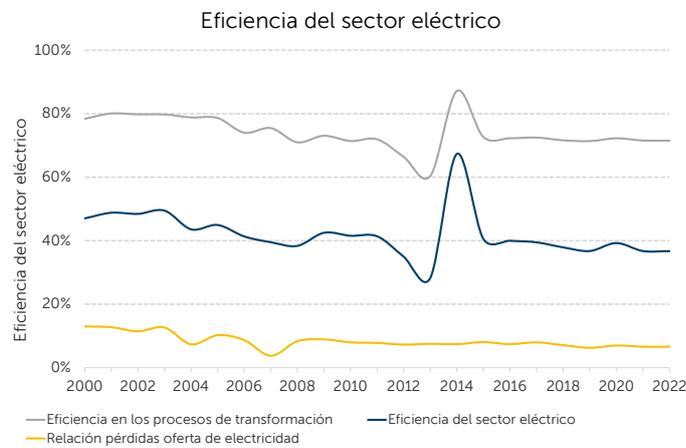
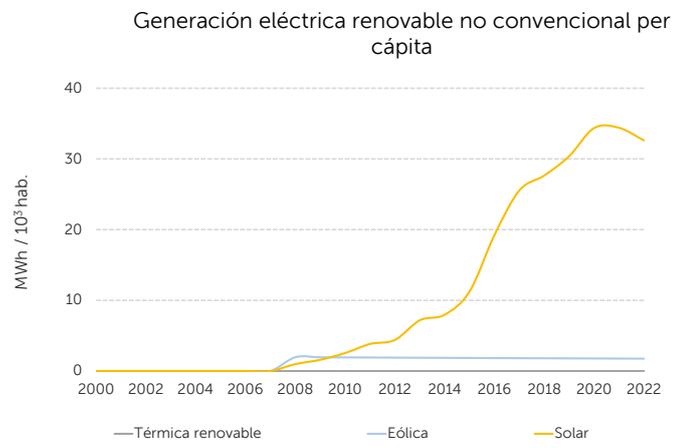
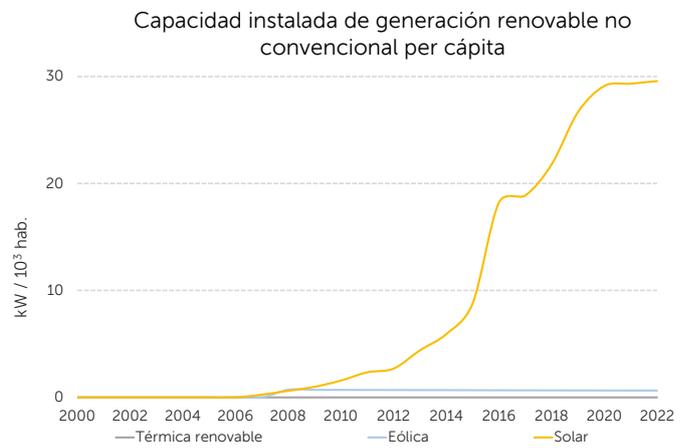
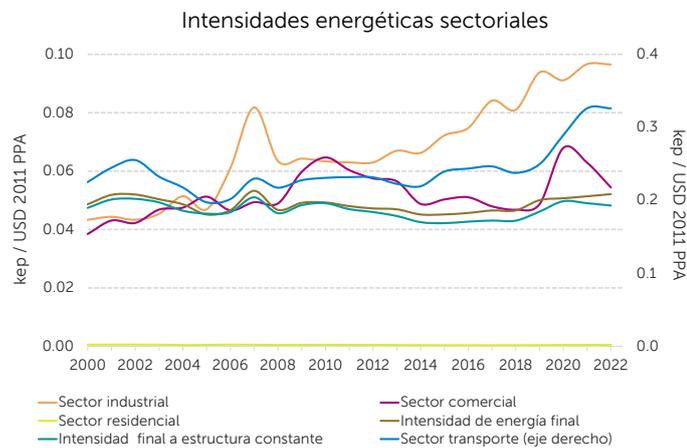
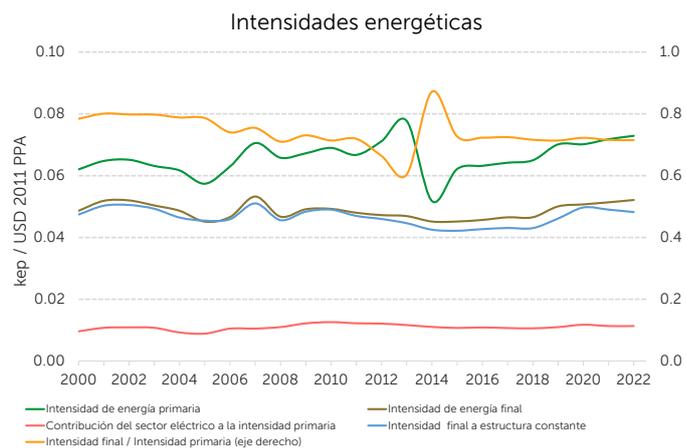
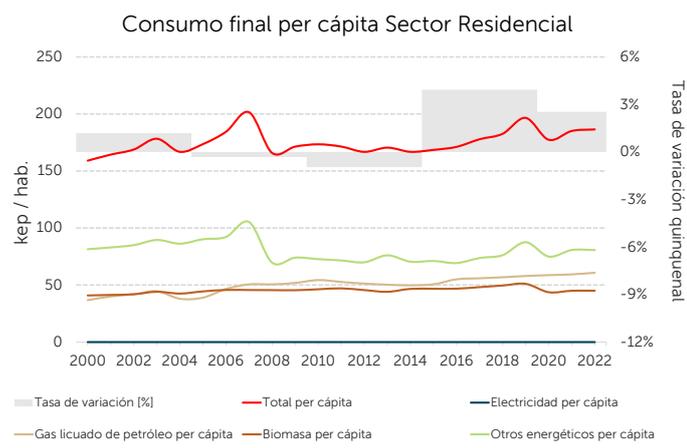


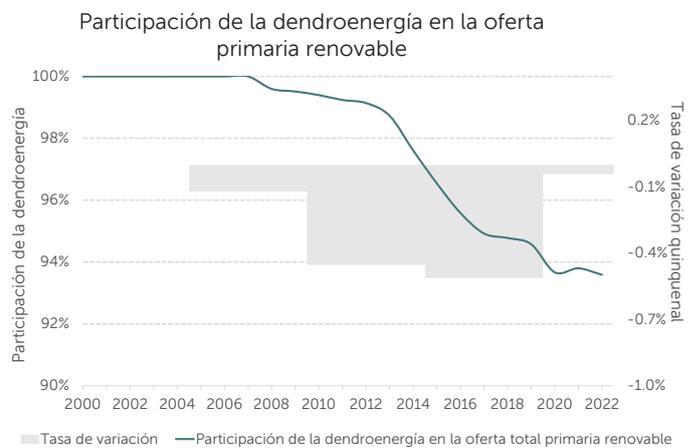
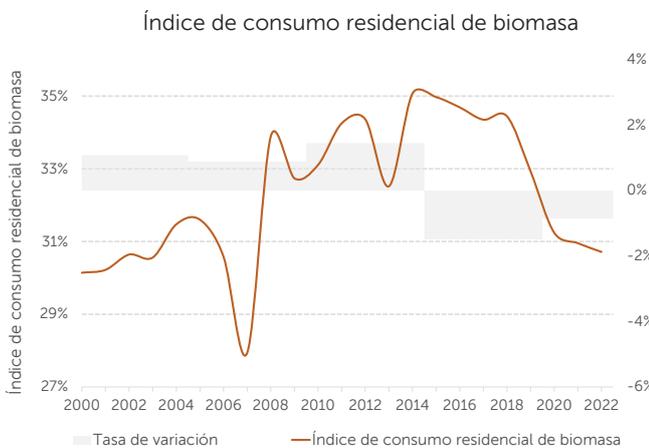
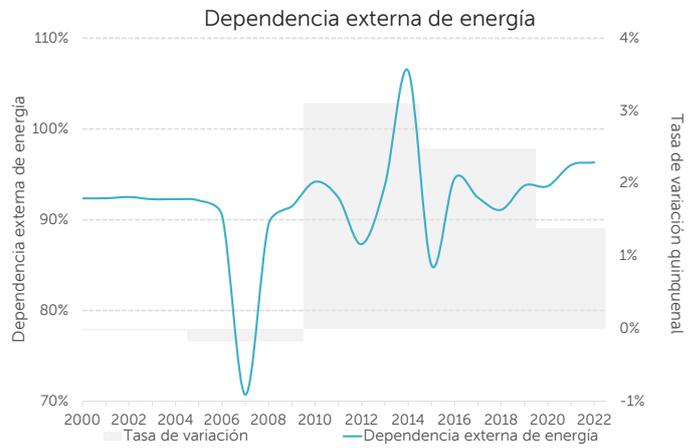
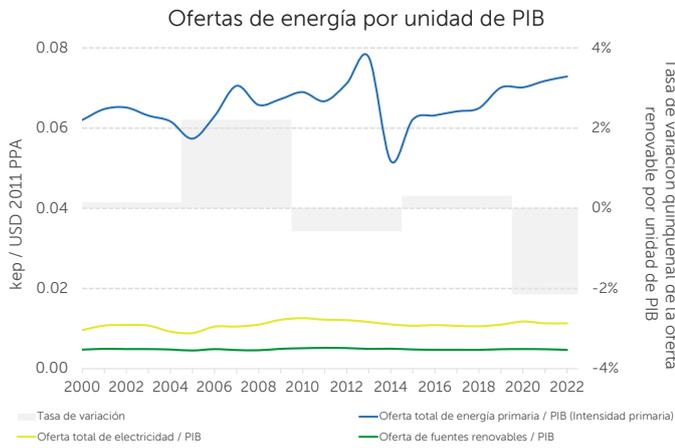
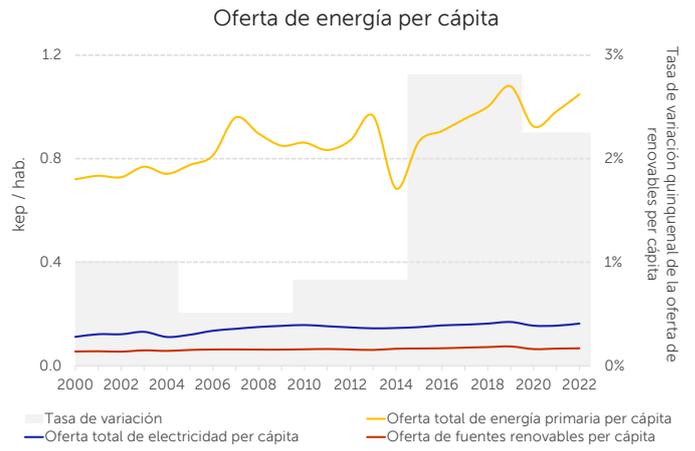
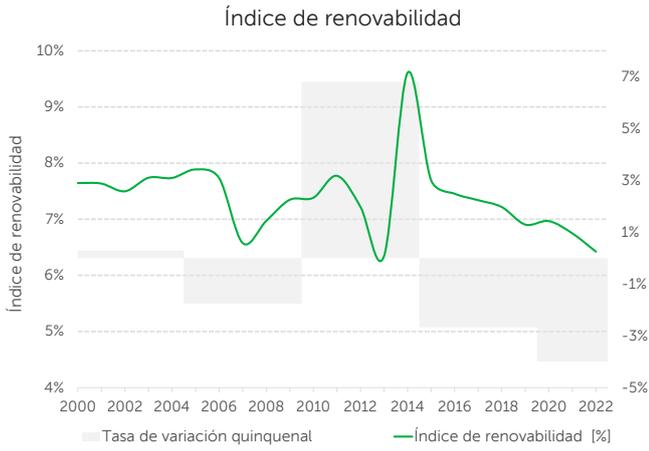
Consumo final del Sector Transporte



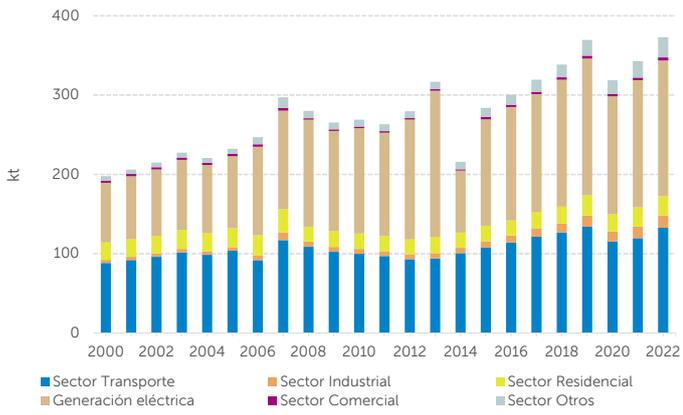
Consumo final del Sector Residencial



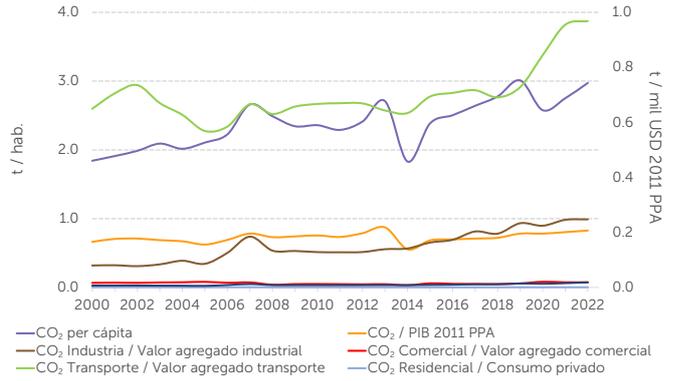




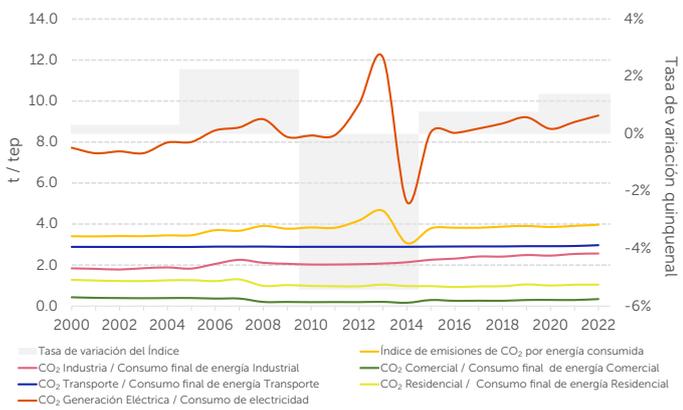
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



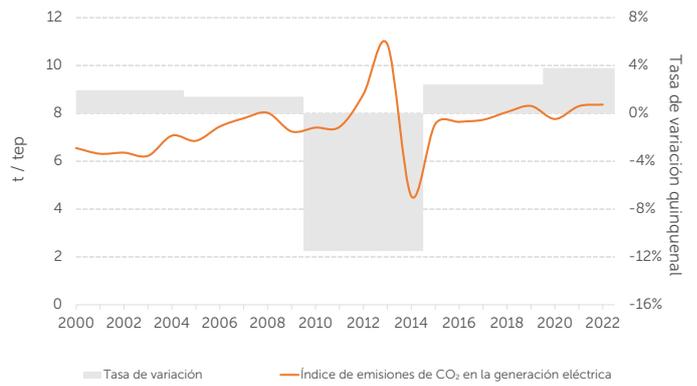
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

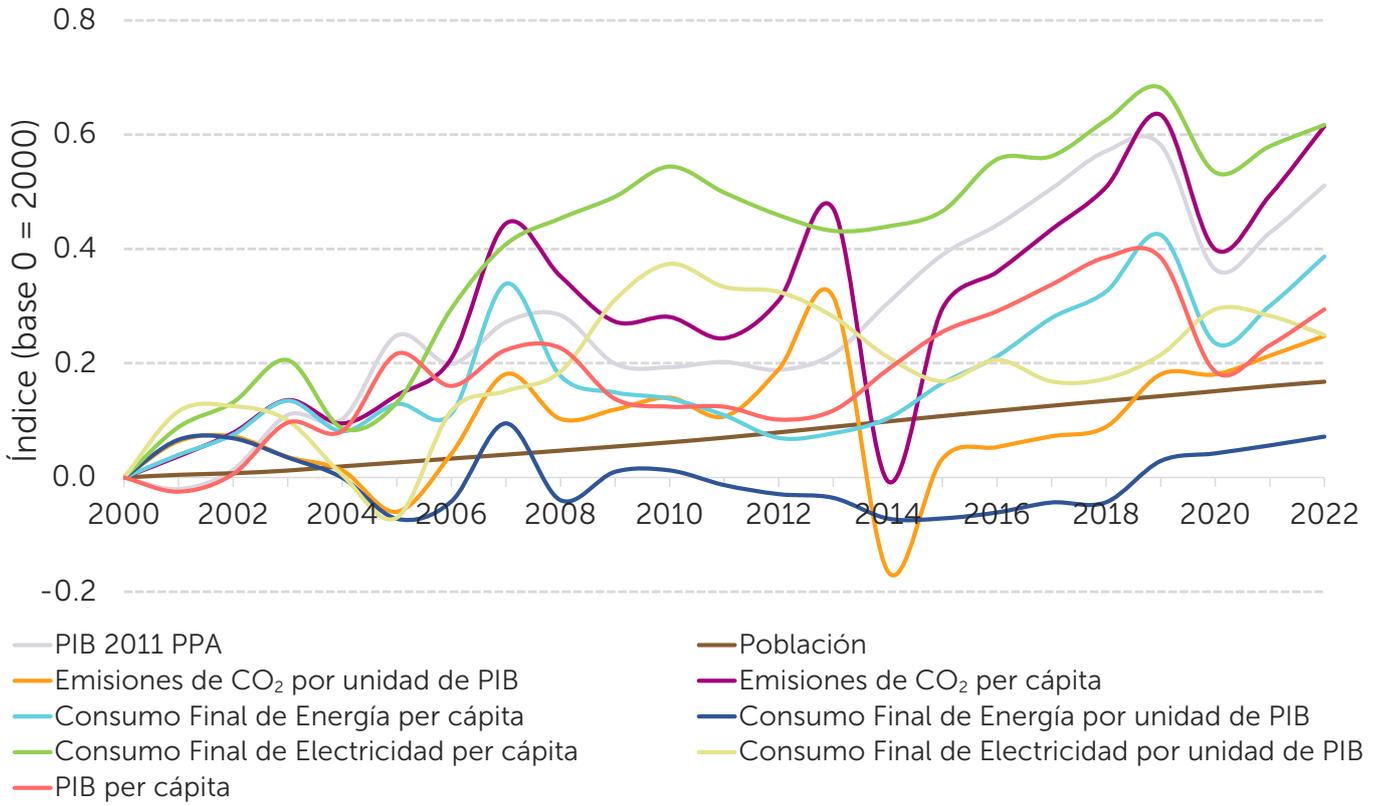


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores







GUATEMALA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	17,358
Superficie (km ²)	108,889
Densidad de población (hab. / km ²)	159
Población urbana (%)	53
PIB USD 2018 (MUSD)	84,232
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	159,034
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9.2

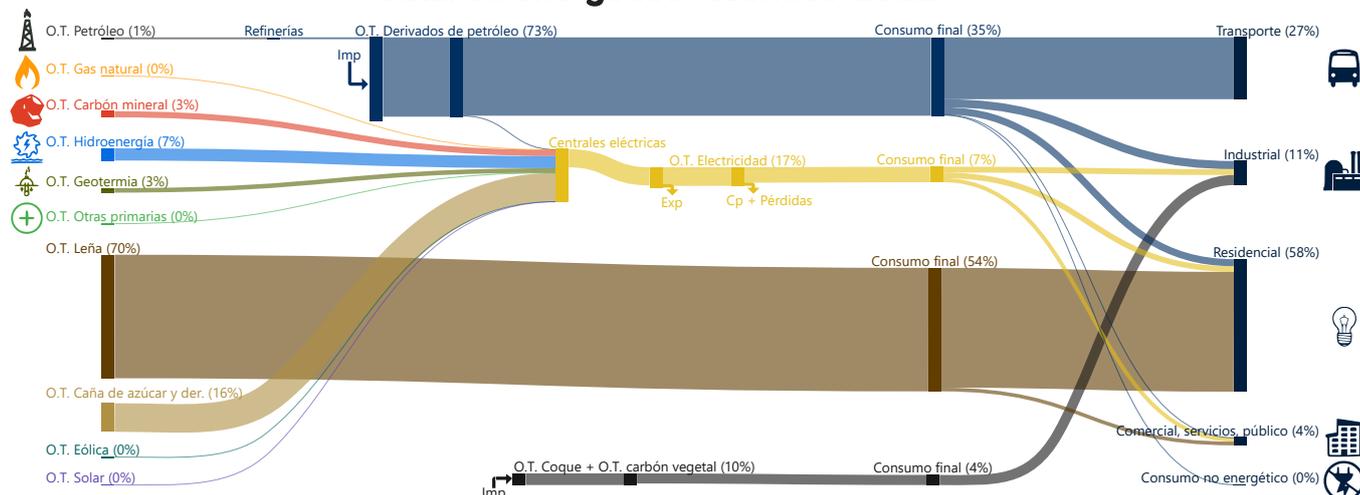
Sector Energético 2022



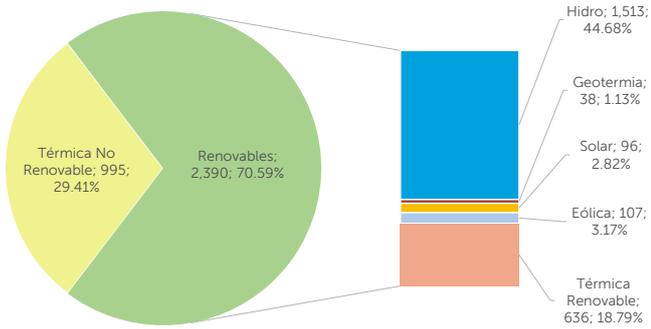
¹ Incluye consumo no energético.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
648	0.82	89.94	16.58	10.78	6.61	0.49	14.20	5.0	3.39	0.10 / 0.09	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

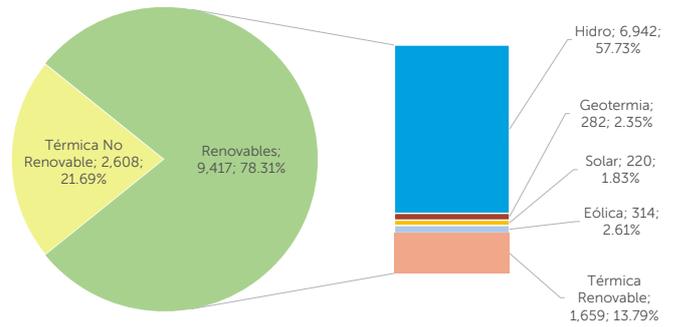
Balance energético resumido 2022



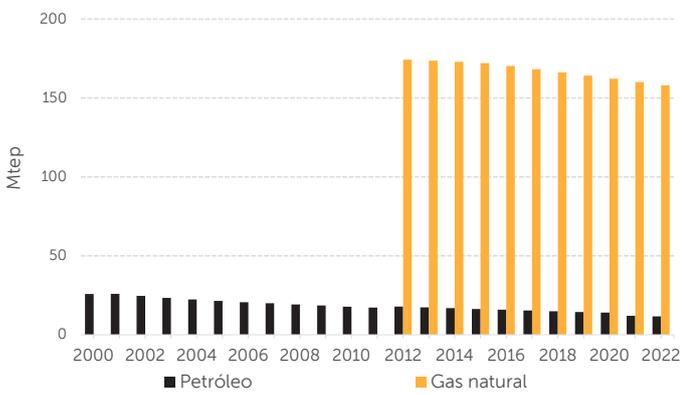
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



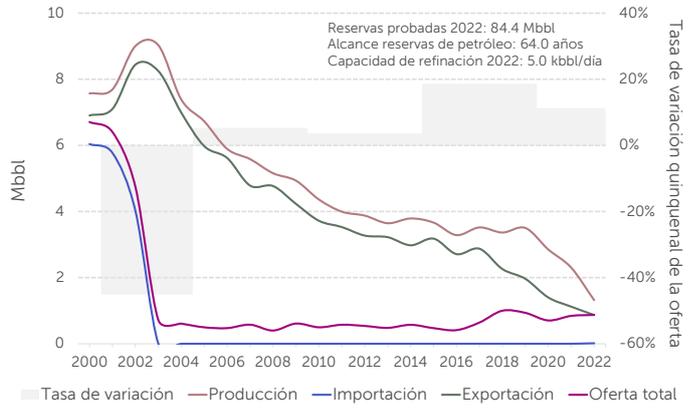
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



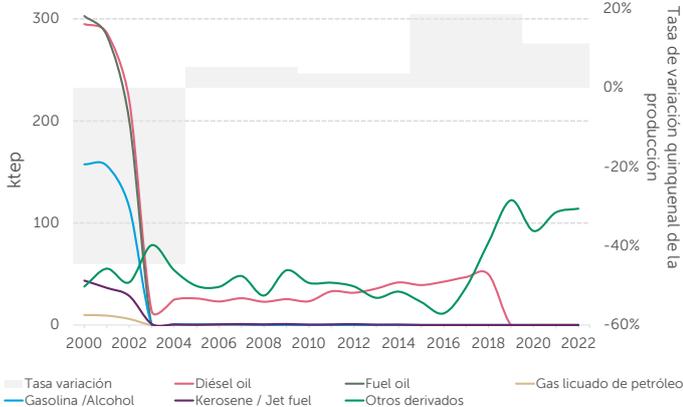
Reservas probadas de petróleo y gas natural



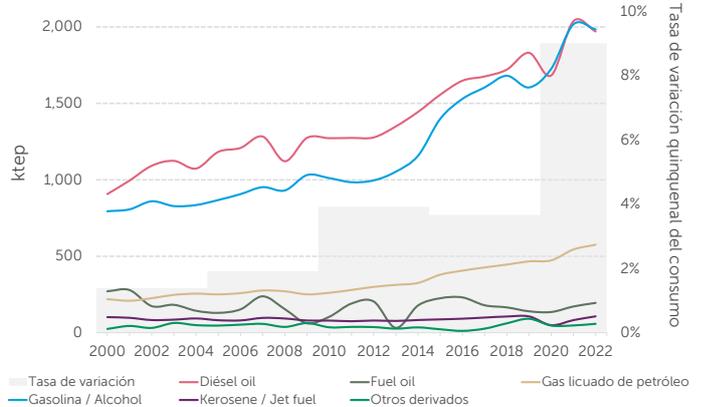
Oferta de petróleo



Producción derivados de petróleo



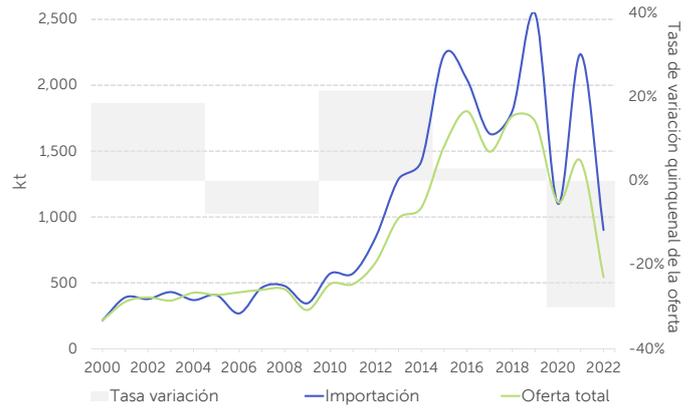
Consumo derivados de petróleo



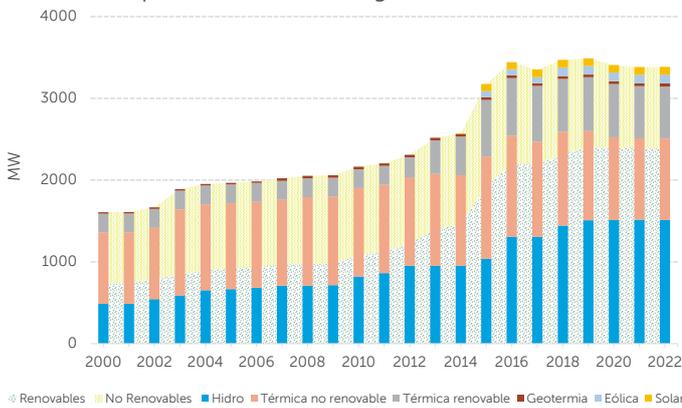


Durante el 2022 Guatemala alcanzó un record del 78 % de generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables, este total constituye el porcentaje más alto obtenido desde 2001. El 52 % de la energía generada durante el 2022 provino de fuente hidroeléctrica, esto se debió en gran medida a las condiciones climáticas favorables para este tipo de generación. Durante el 2022 comenzaron a marginar en el mercado mayorista las plantas de generación eléctrica GDR WAK GUAYASAMIN y GRANJA SOLAR LAS PILAS (GDR) ambas consideradas como Generadoras Distribuidas Renovables.

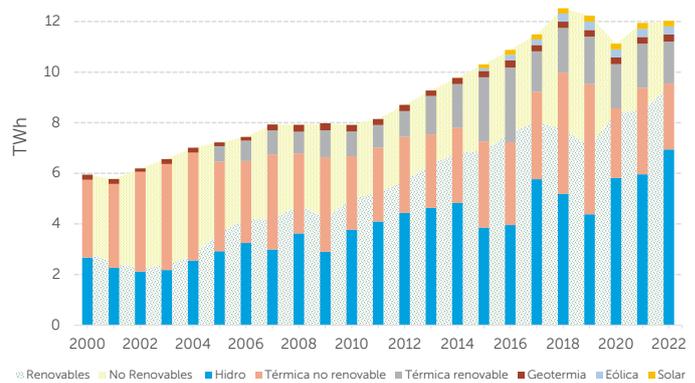
Oferta de carbón mineral



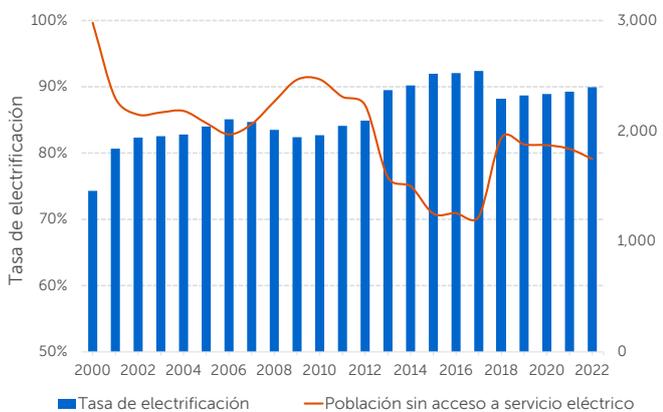
Capacidad instalada de generación eléctrica



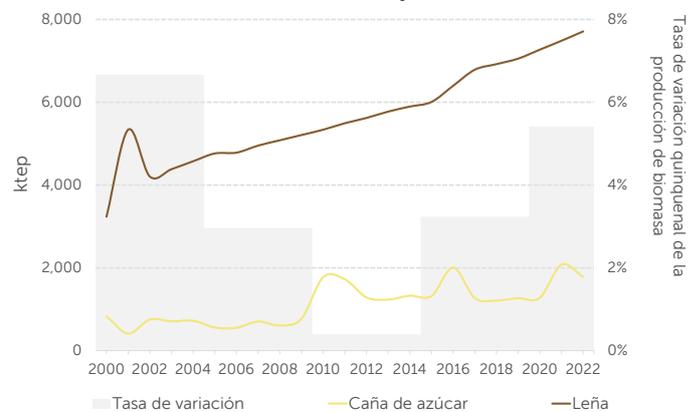
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

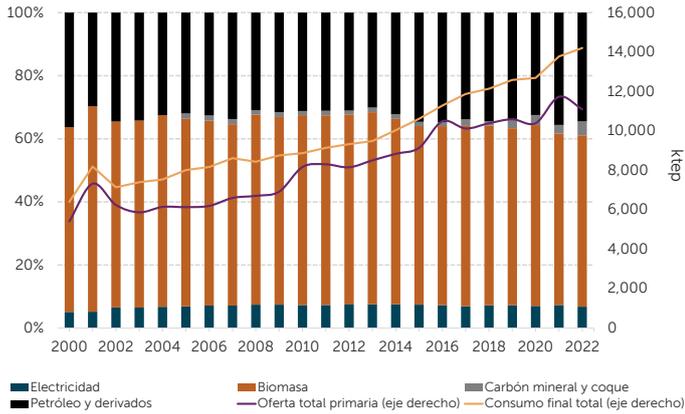


Producción de biomasa y biocombustibles

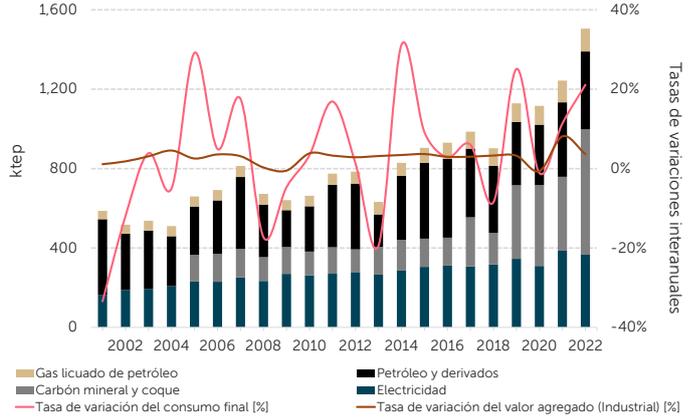


GUATEMALA

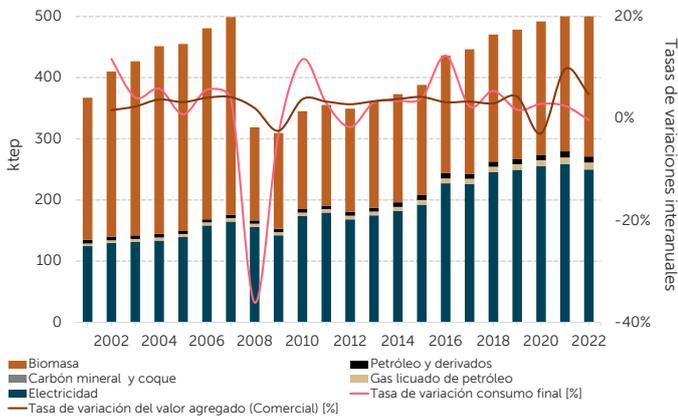
Consumo final de energía por fuente de energía



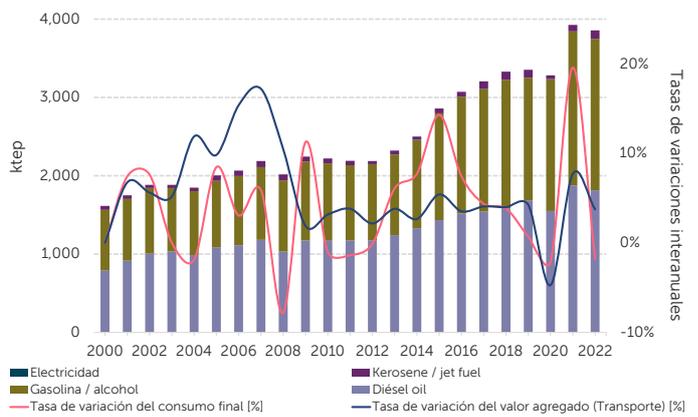
Consumo final del Sector Industrial



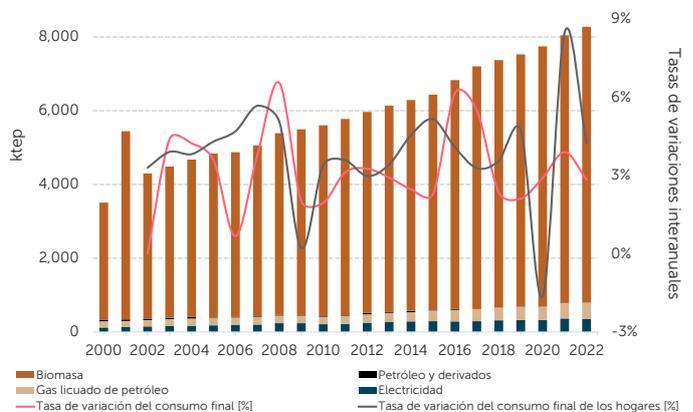
Consumo final del Sector Comercial



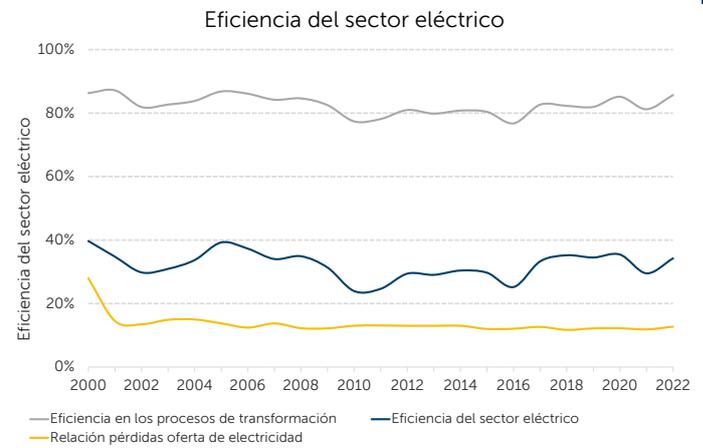
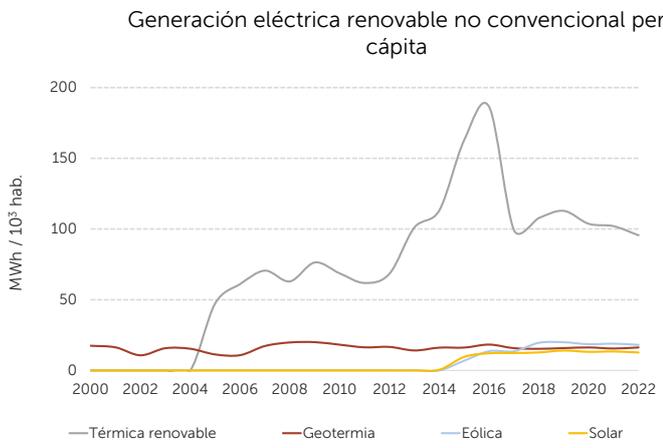
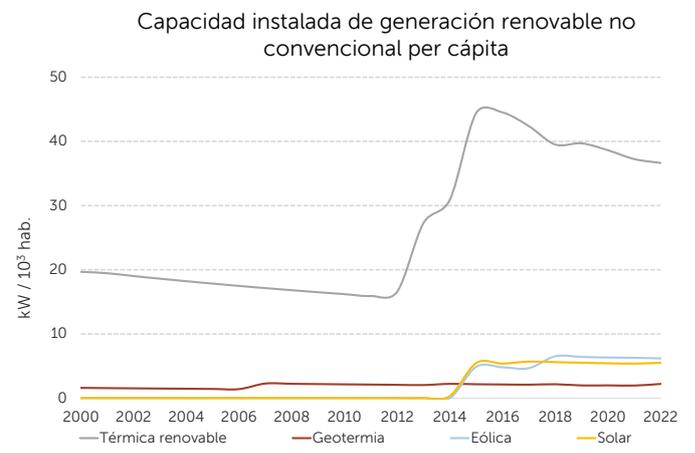
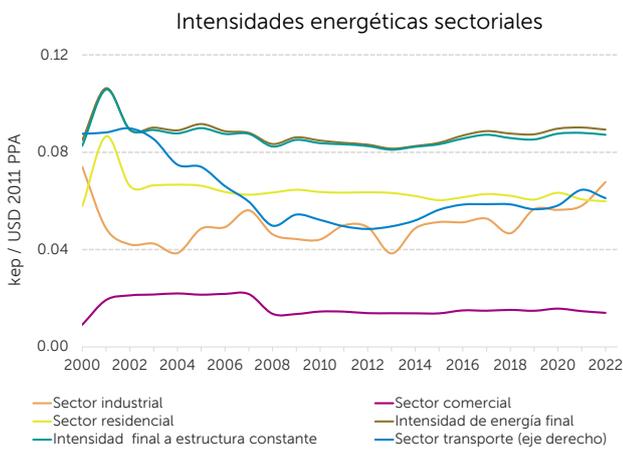
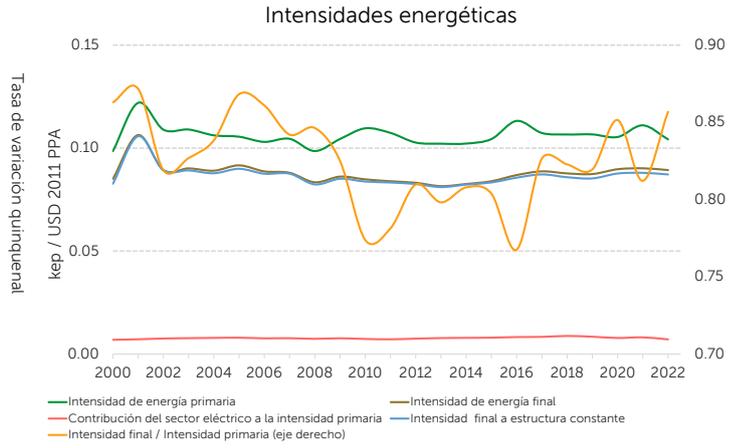
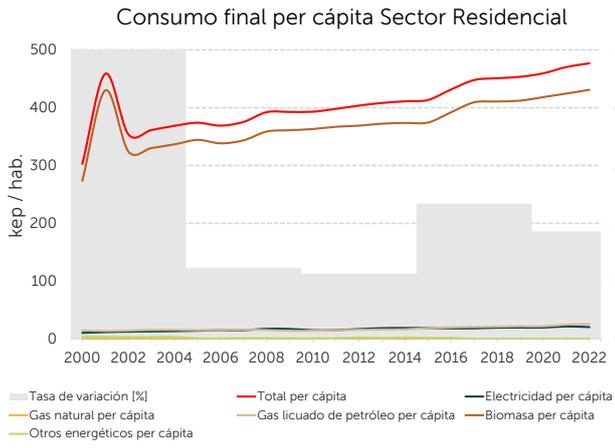
Consumo final del Sector Transporte

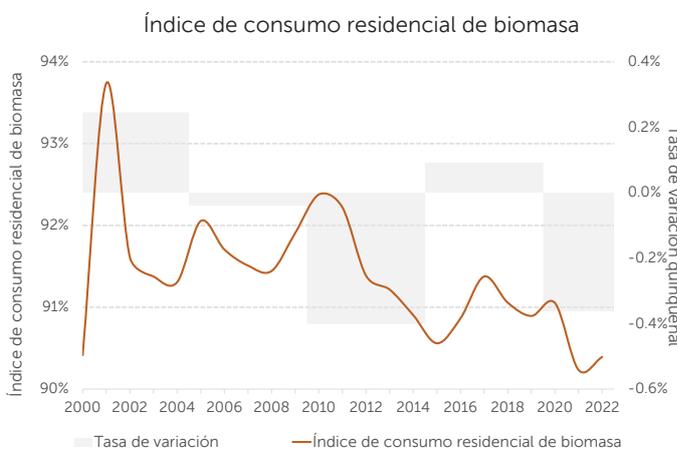
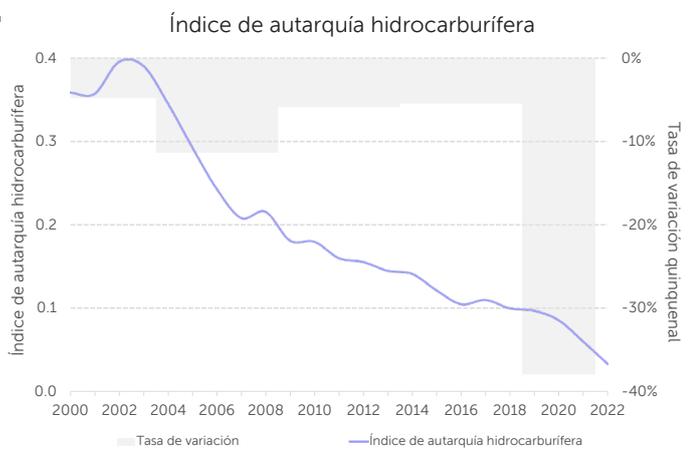
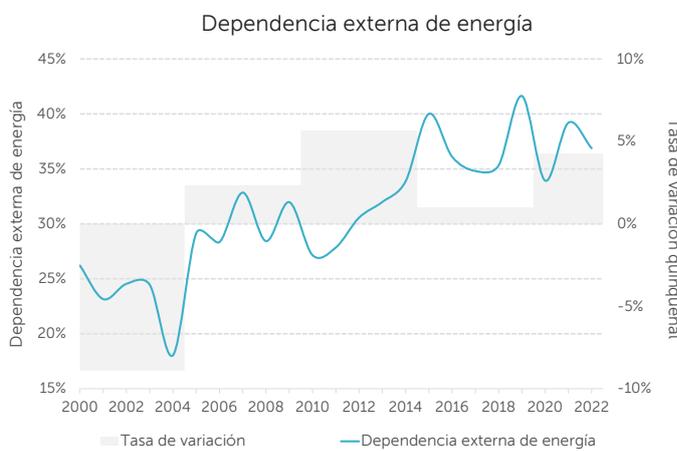
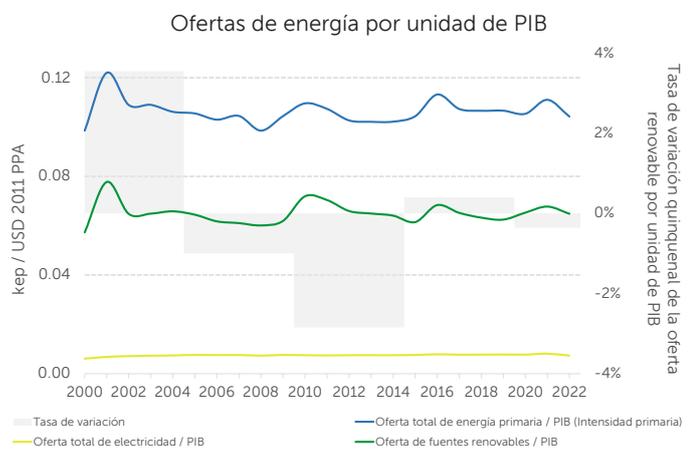
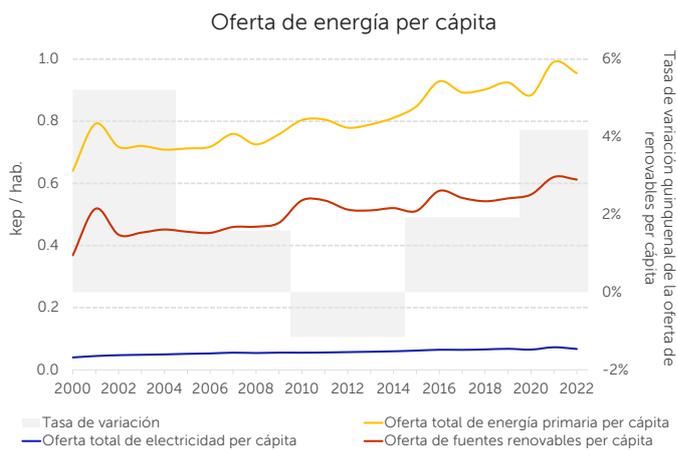
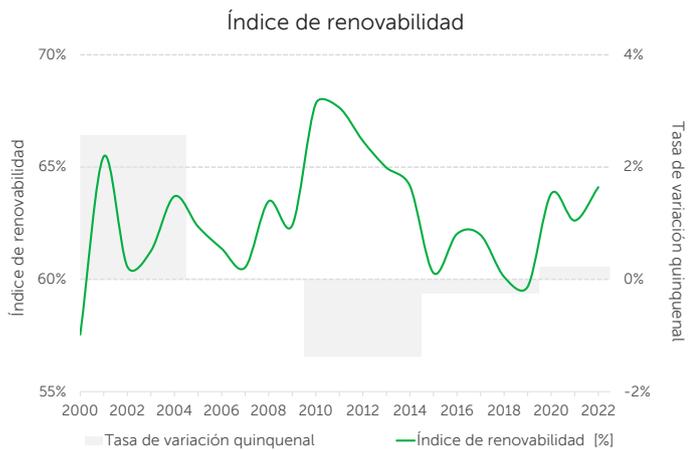


Consumo final del Sector Residencial



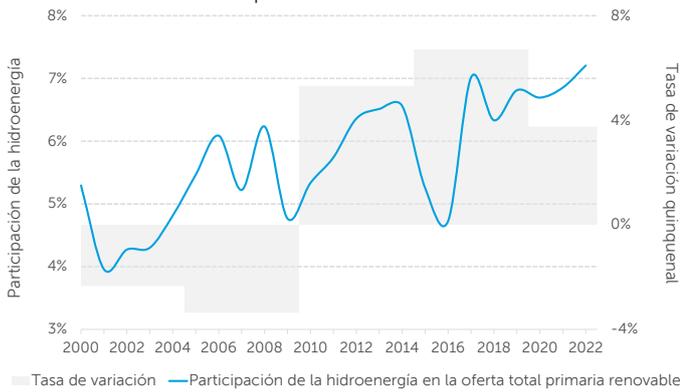
El 3 de mayo de 2022, con el objetivo de crear un diálogo cooperativo entre funcionarios y representantes de la industria de biocombustibles de Guatemala y Brasil, se inauguró el primer seminario de movilidad sostenible “Ethanol Talks” con la participación de 9 expertos brasileños y más de 8 guatemaltecos quienes abordaron el uso del etanol como alternativa de movilidad baja en carbono, destacando que es una solución que contribuye con el cuidado del medio ambiente, fortalece la economía y favorece la salud de los guatemaltecos.



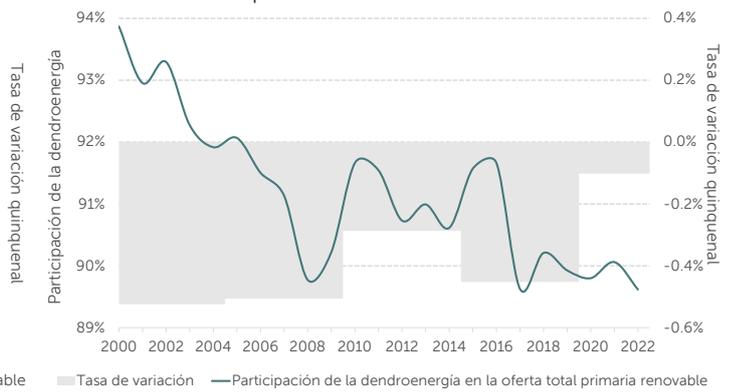




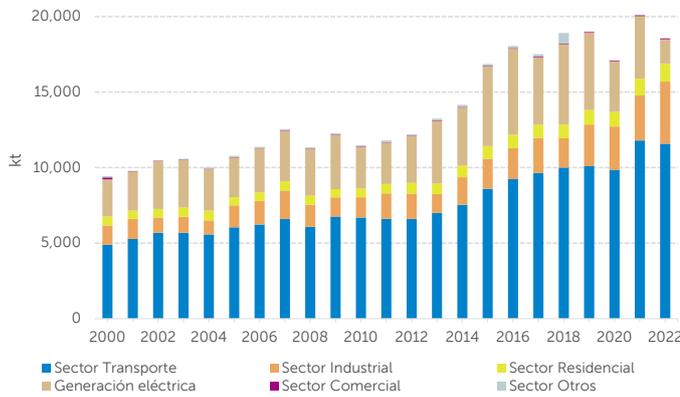
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



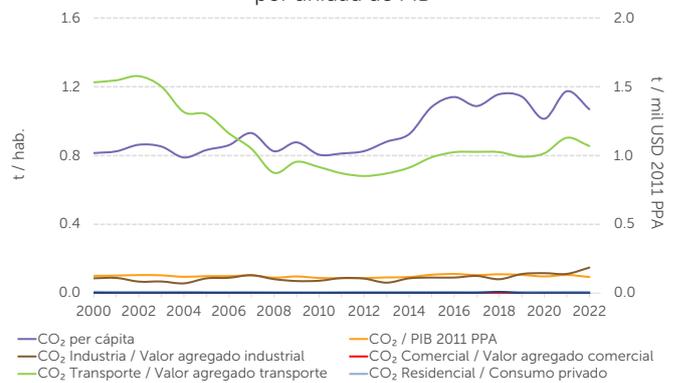
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



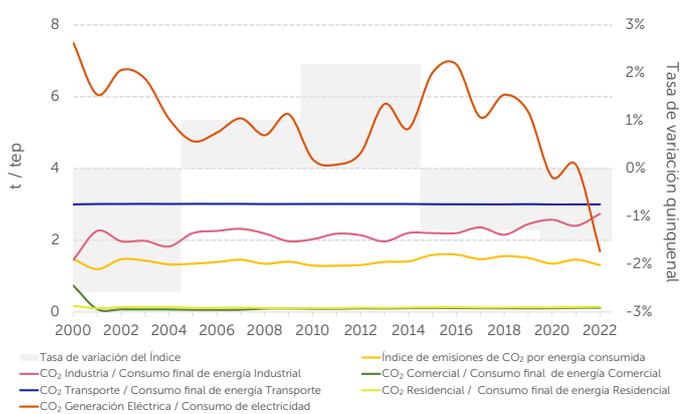
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



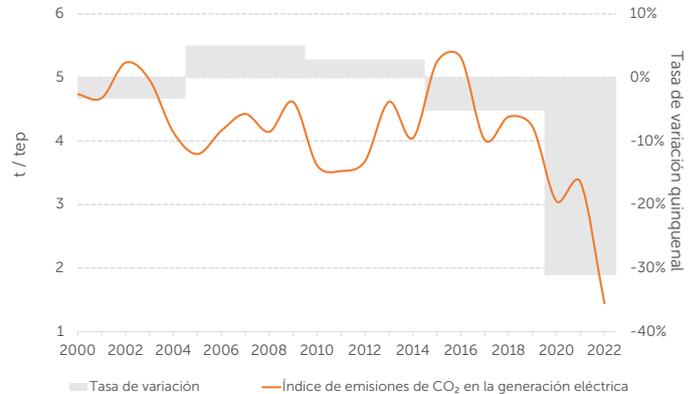
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

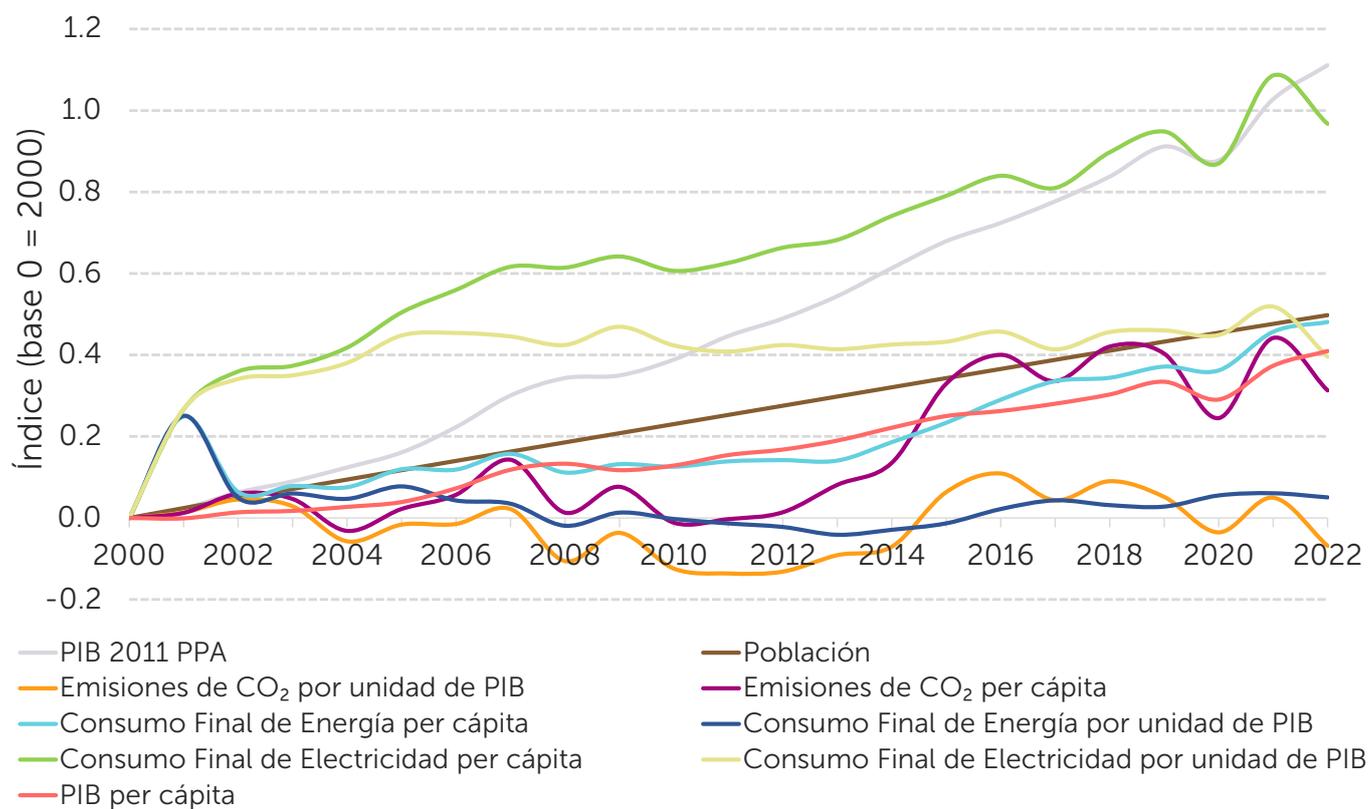


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



GUATEMALA

Resumen de los principales indicadores





GUYANA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	776 ¹
Superficie (km ²)	214,970
Densidad de población (hab. / km ²)	4
Población urbana (%)	27
PIB USD 2018 (MUSD)	14,102 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	27,836 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	36

Sector Energético 2022



¹ Fuente: Banco Mundial.

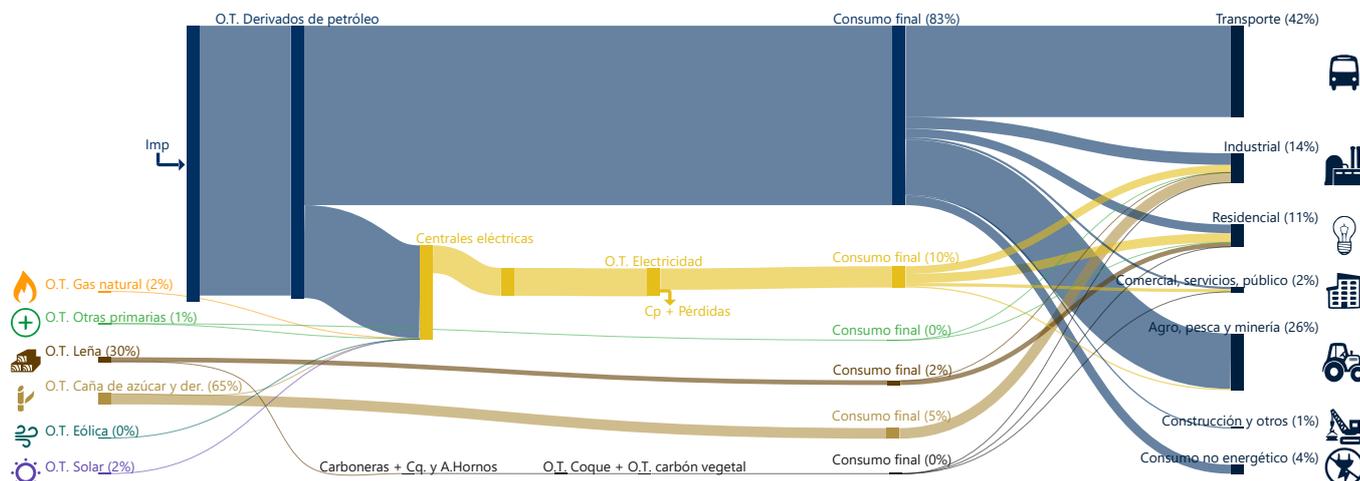
² Fuente: CEPAL.

³ Fuente: Ministerio de Recursos Naturales.

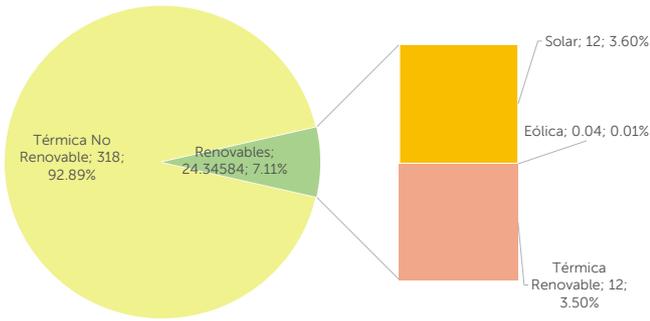
⁴ Dato correspondiente al 2019.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,250	29.03	90.00	27.23	30.73	9.94	10.24	22.52	0	0.34	0.98 / 0.81	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

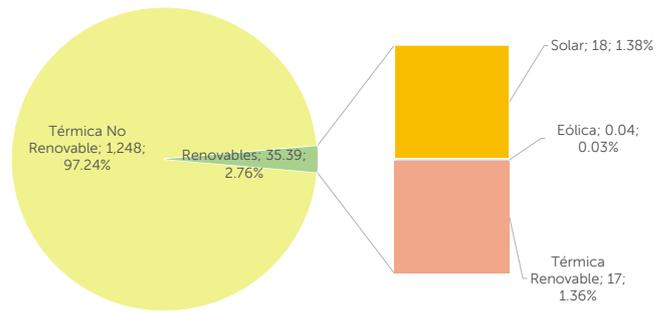
Balance energético resumido 2022



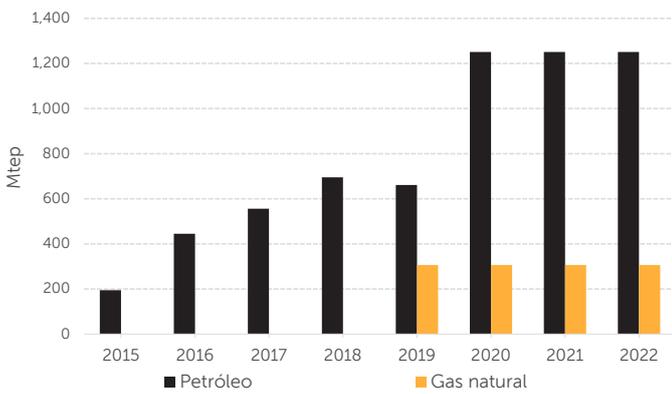
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



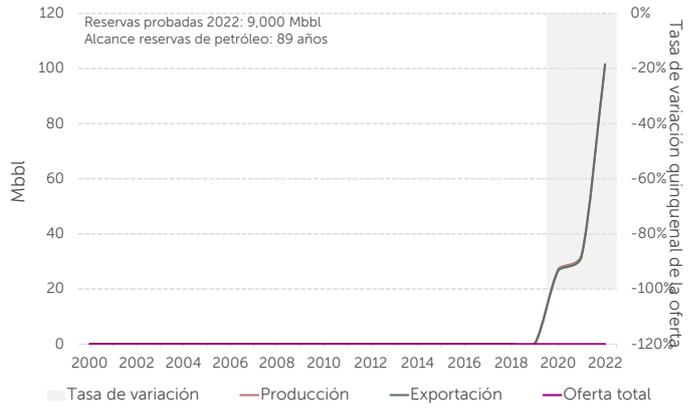
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo y gas natural

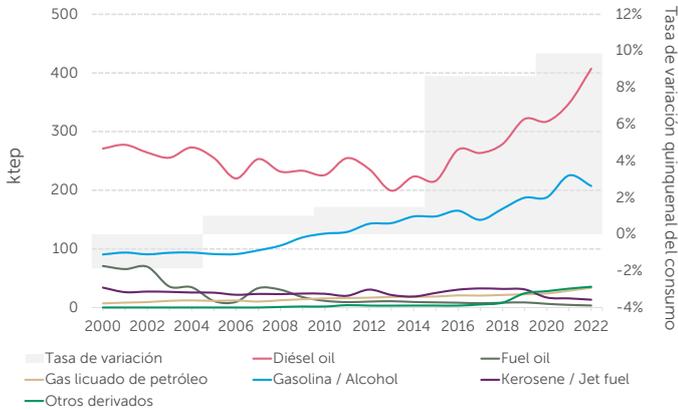


Oferta de petróleo

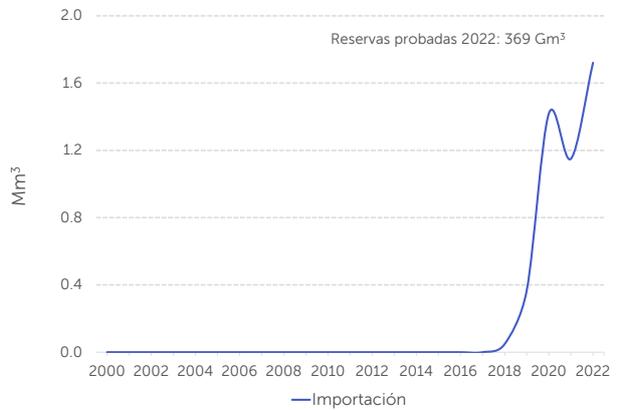


GUYANA

Consumo derivados de petróleo

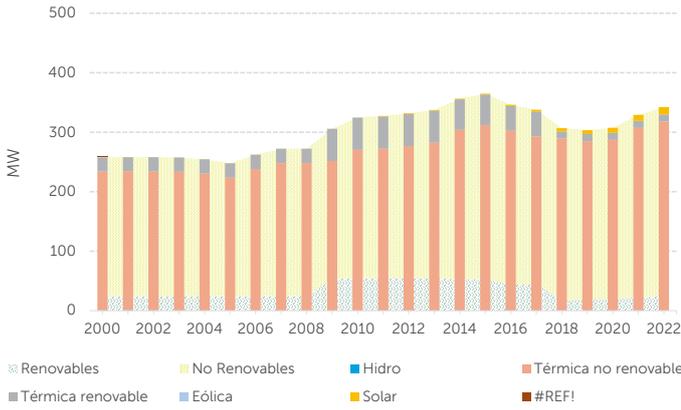


Oferta de gas natural

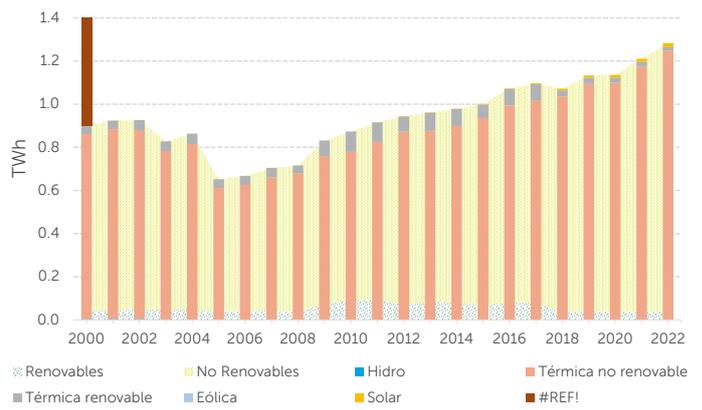




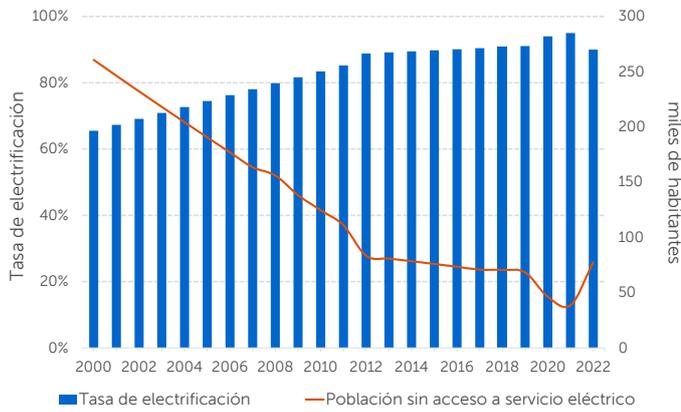
Capacidad instalada de generación eléctrica



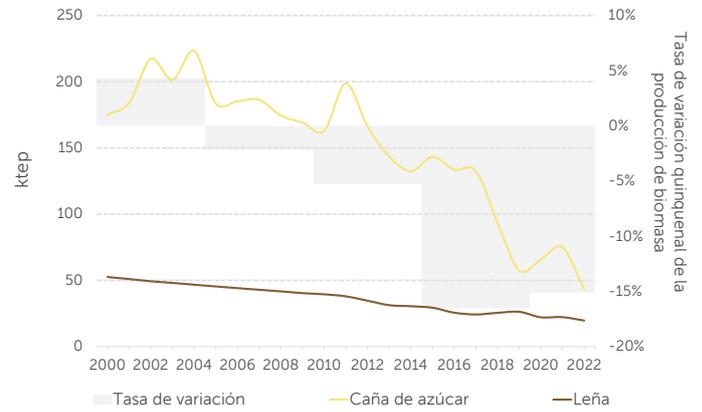
Generación eléctrica



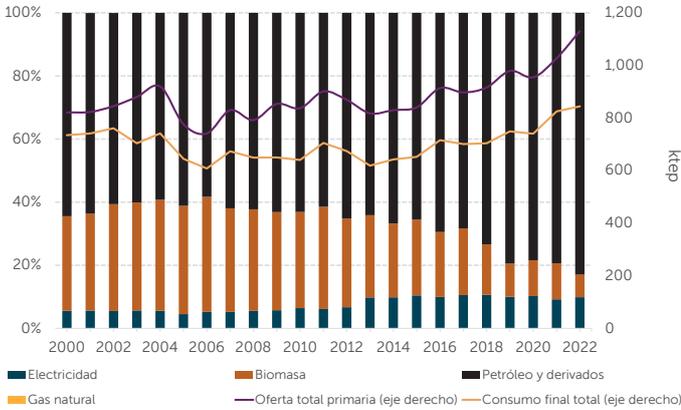
Tasa de electrificación



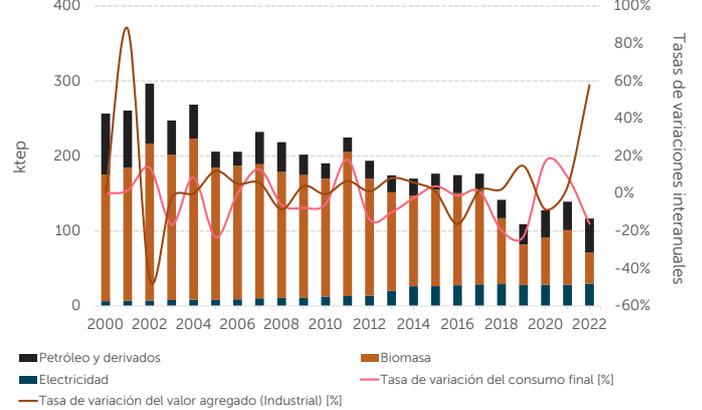
Producción de biomasa

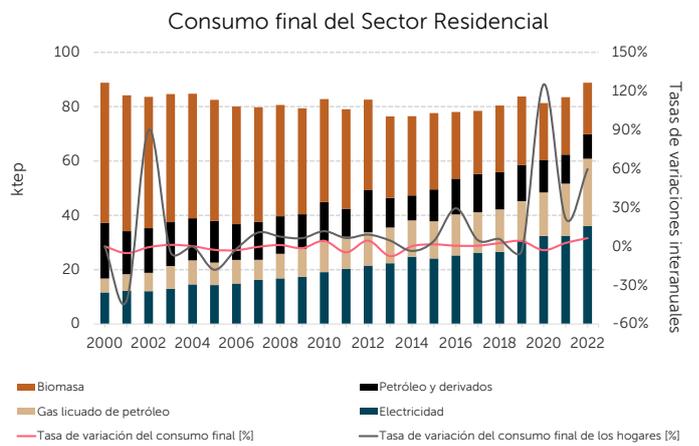
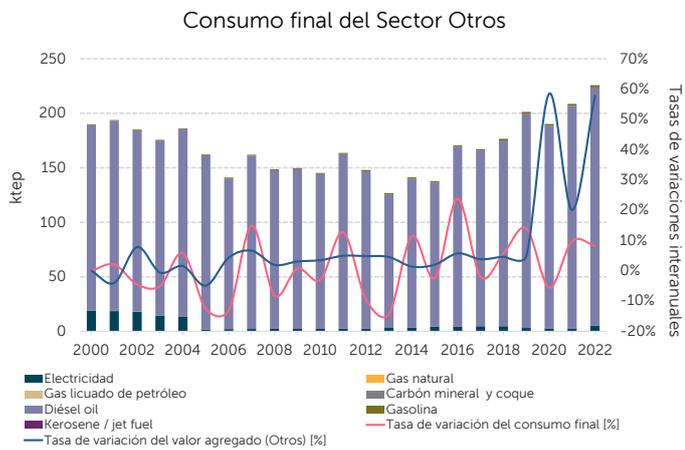
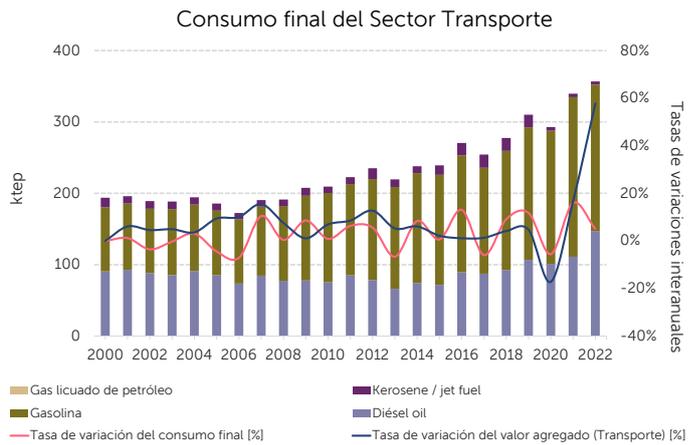
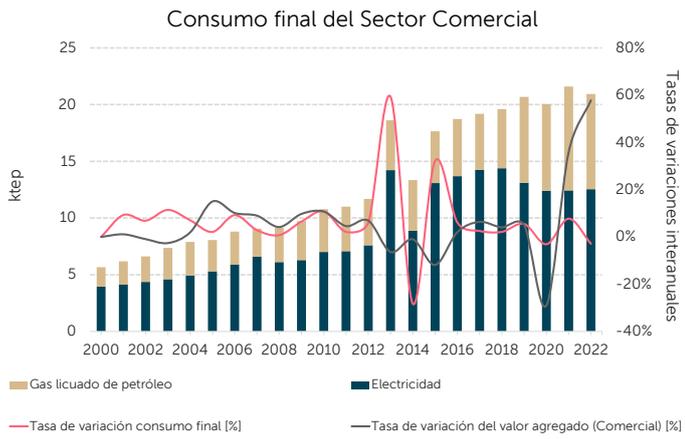


Consumo final de energía por fuente de energía

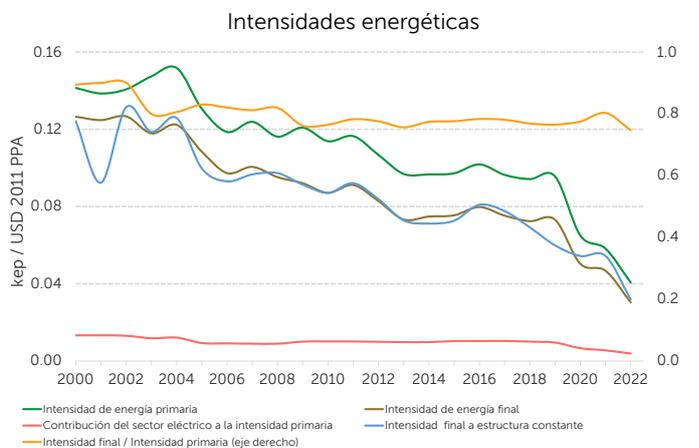
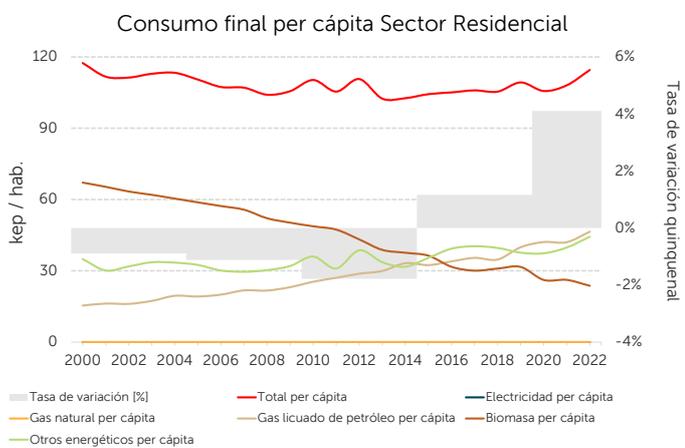


Consumo final del Sector Industrial



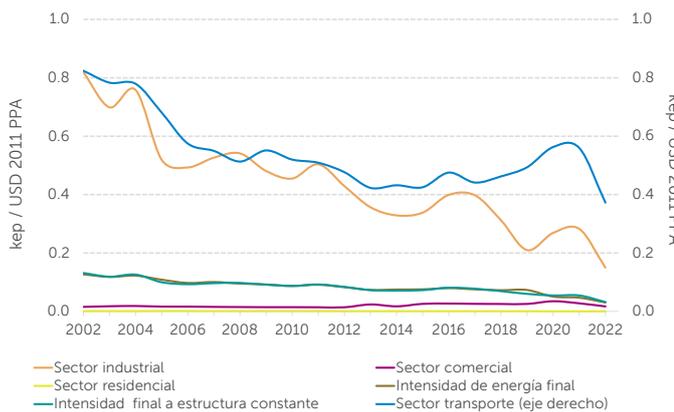


GUYANA

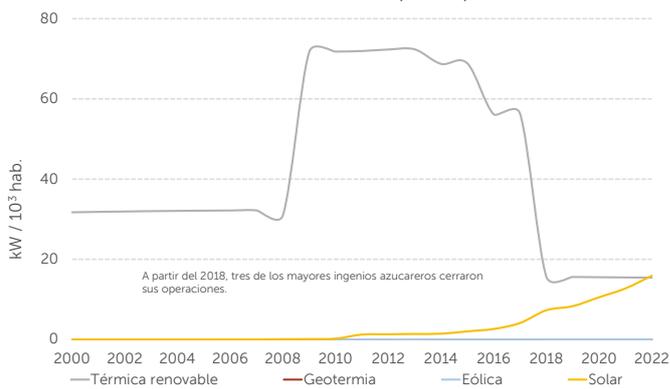




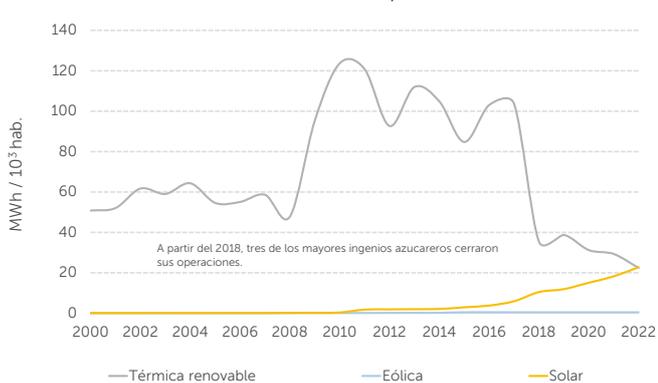
Intensidades energéticas sectoriales



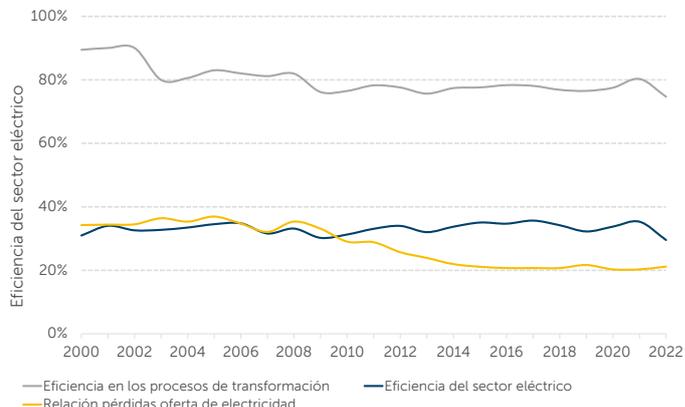
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



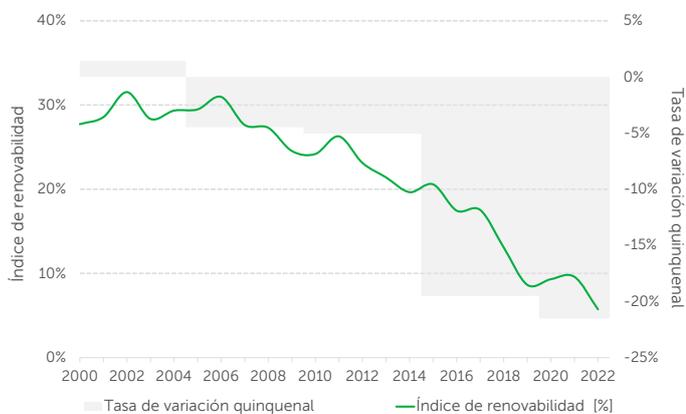
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



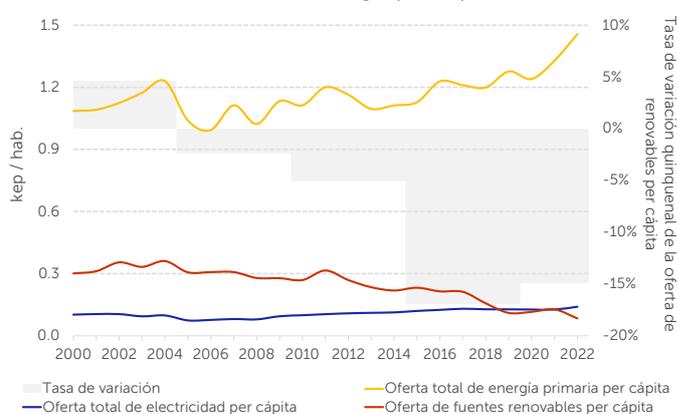
Eficiencia del sector eléctrico

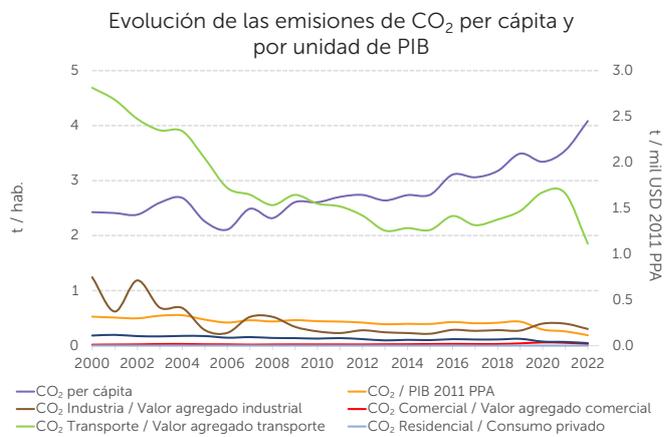
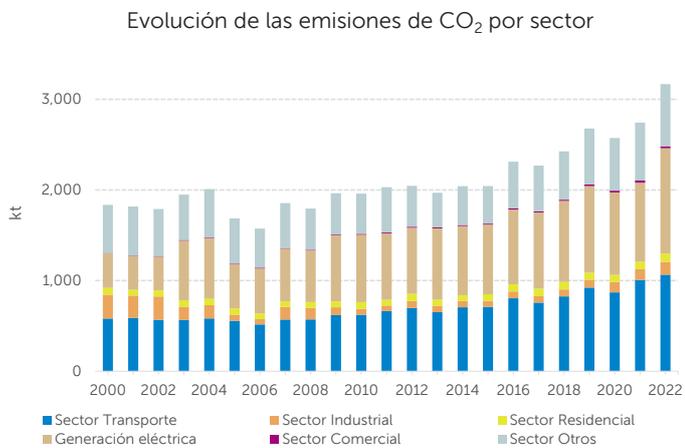
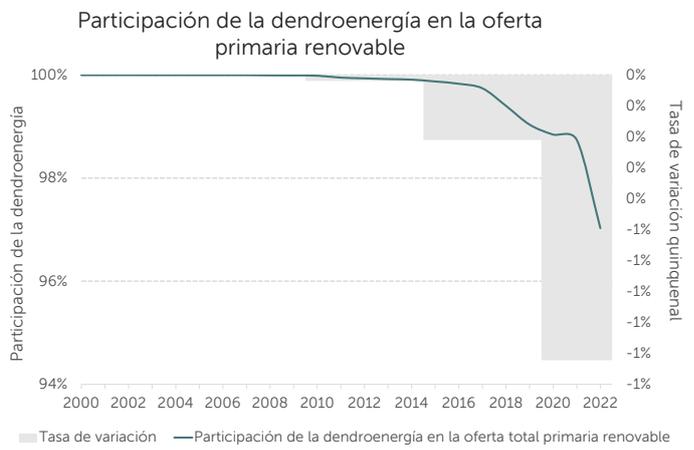
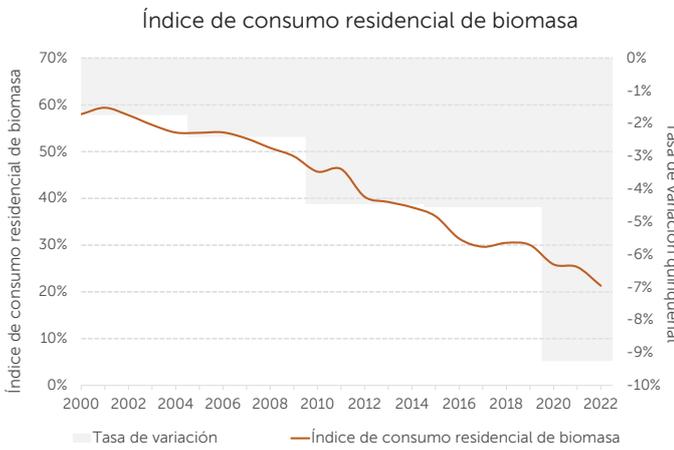
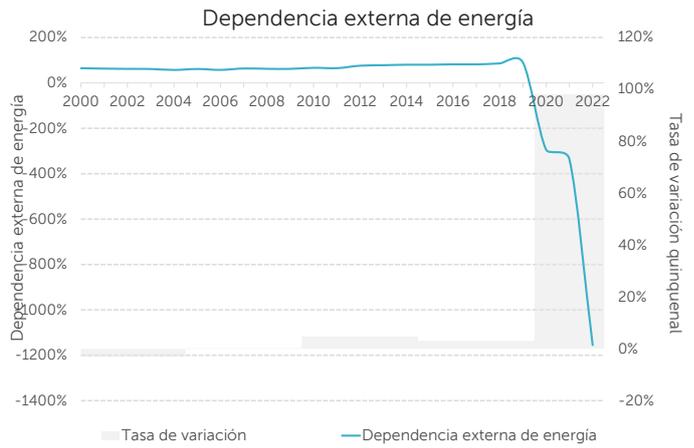
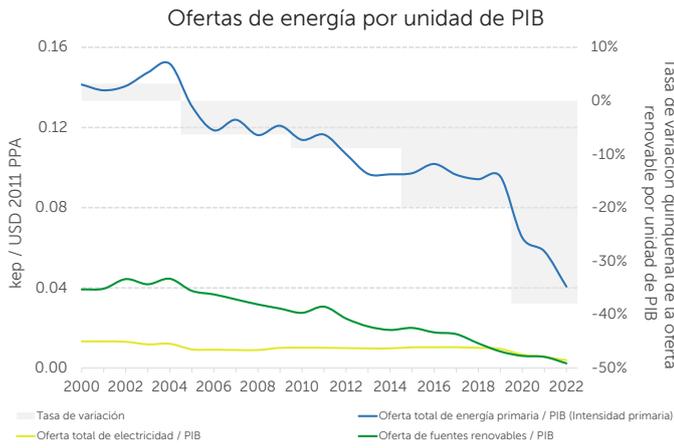


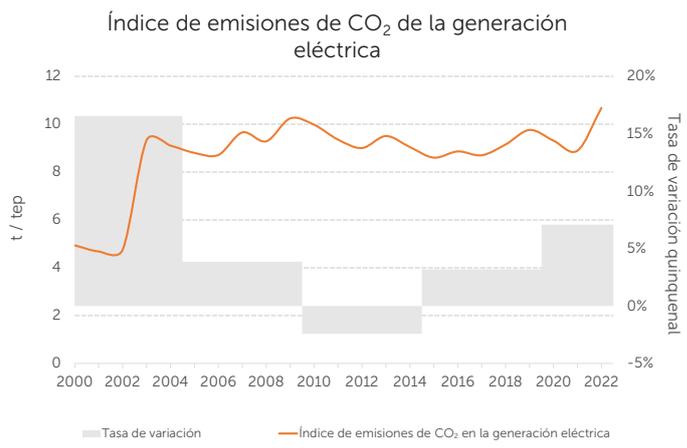
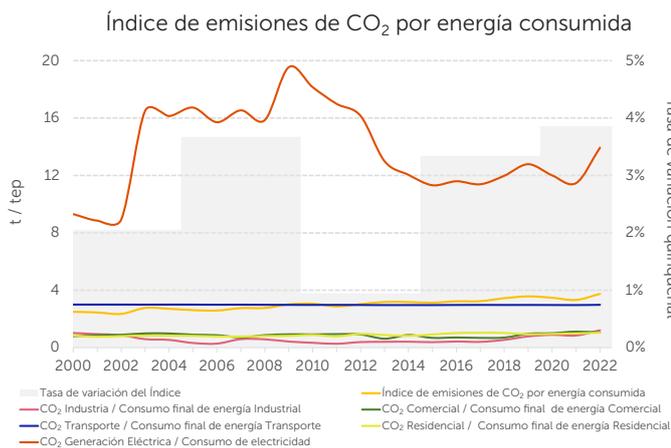
Índice de renovabilidad



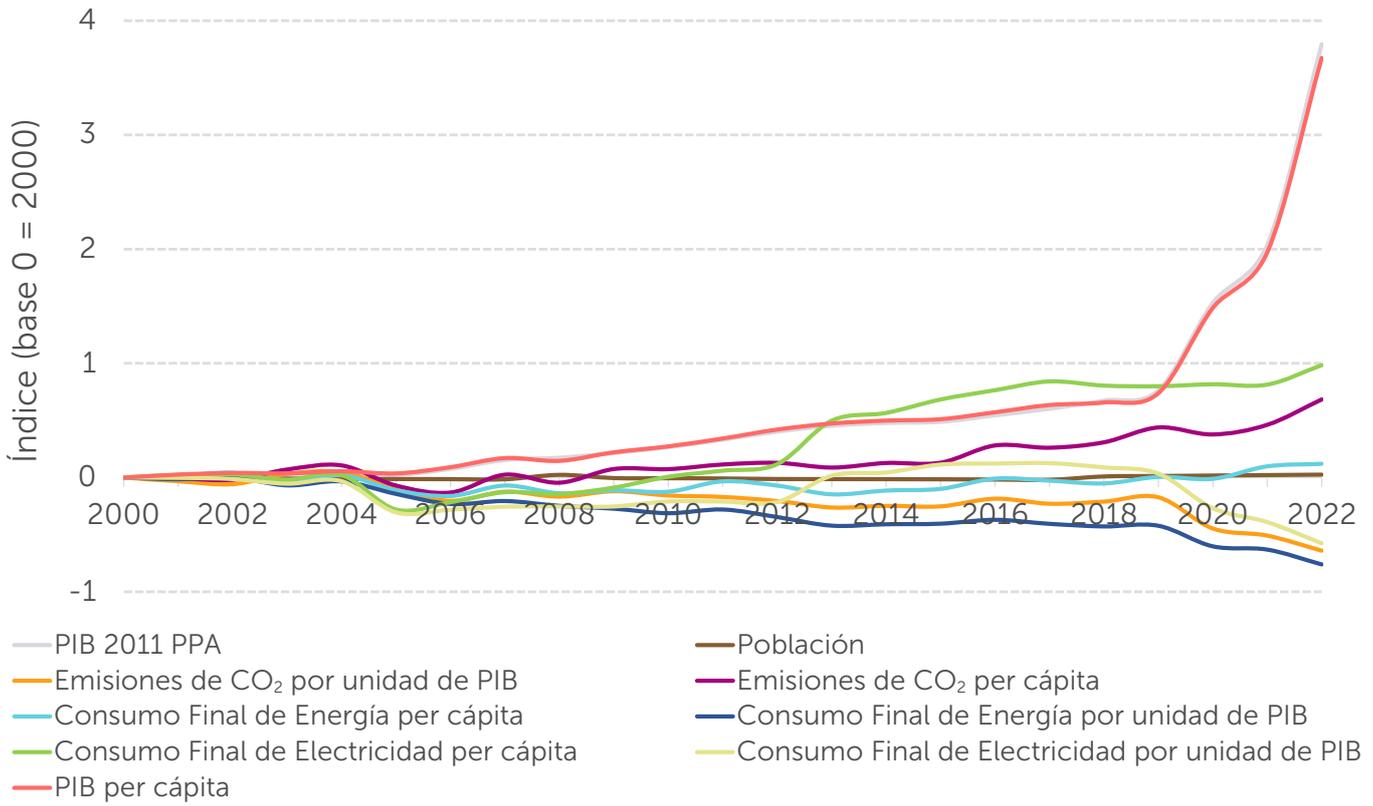
Oferta de energía per cápita





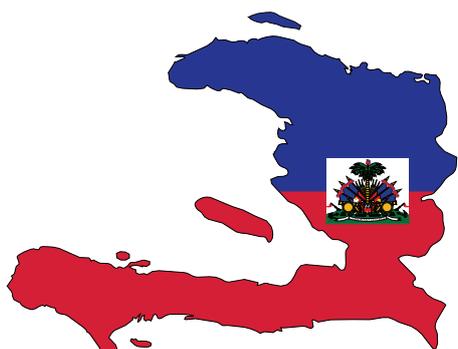


Resumen de los principales indicadores



GUYANA





HAITÍ

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	11,585 ¹
Superficie (km ²)	27,750
Densidad de población (hab. / km ²)	417
Población urbana (%)	59
PIB USD 2018 (MUSD)	14,470 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	32,428
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	3

Sector Energético 2022



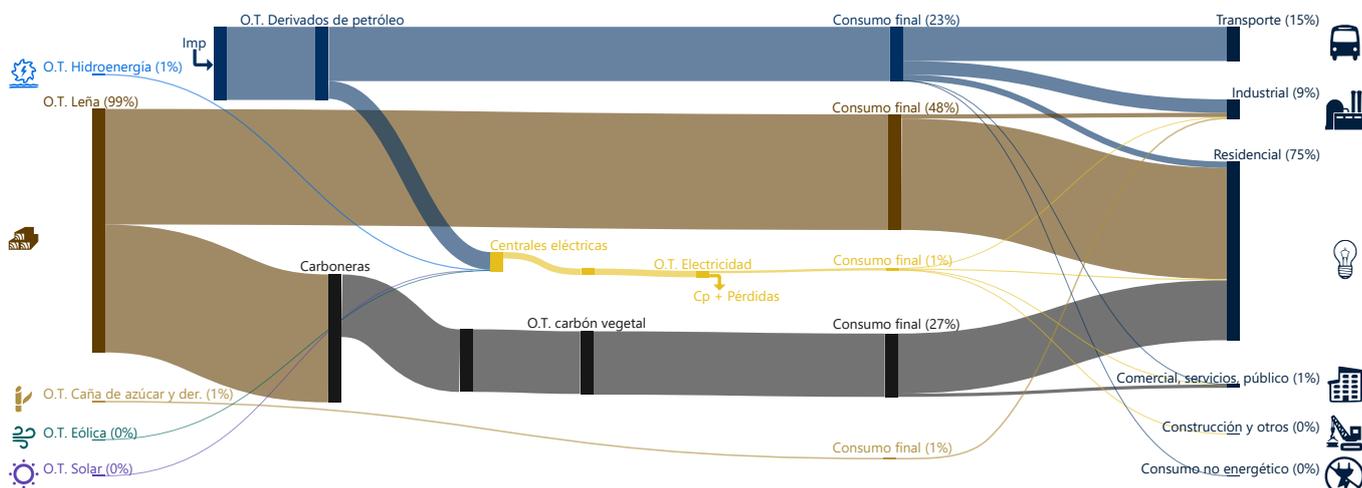
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

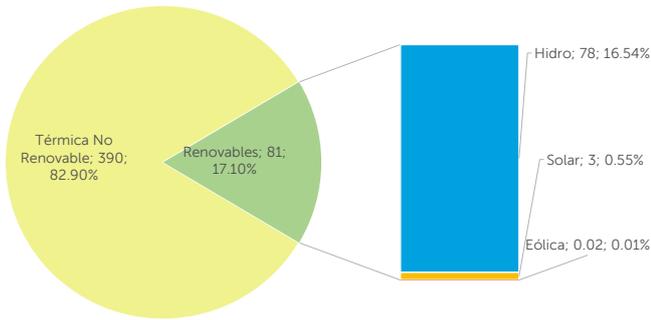
Nota: Los datos de oferta y demanda para el período 2000 -2022 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
33	0.28	47.18	4.43	3.48	1.01	0.00	3.30	n.a.	0.47	0.14 / 0.10
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

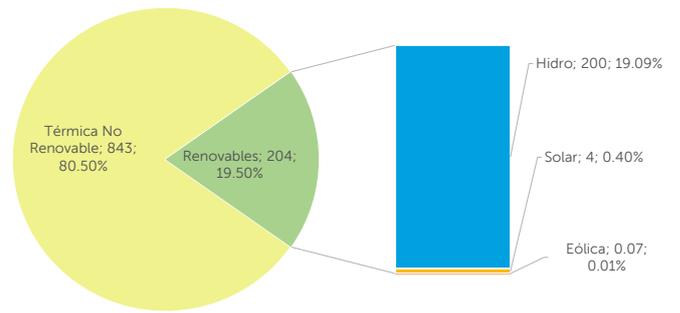
Balance energético resumido 2022



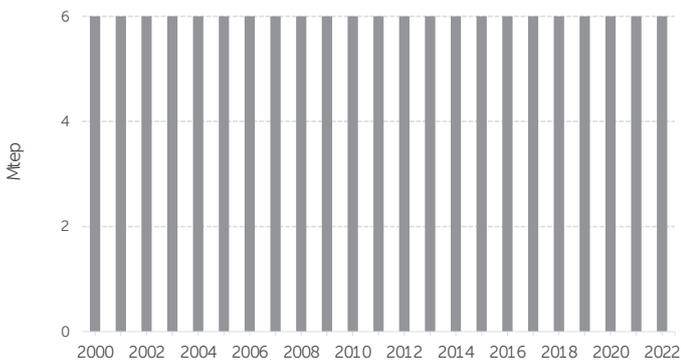
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



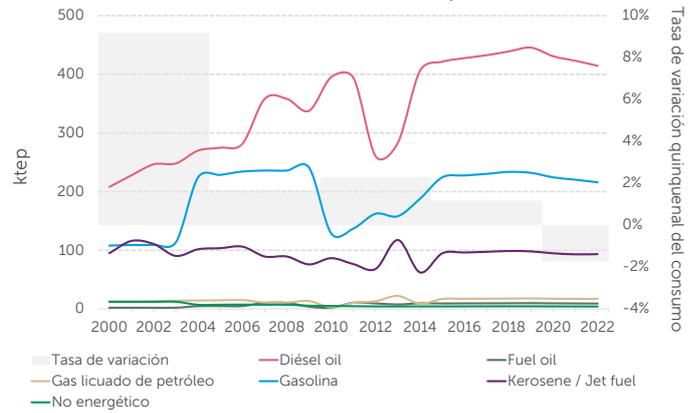
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de carbón mineral

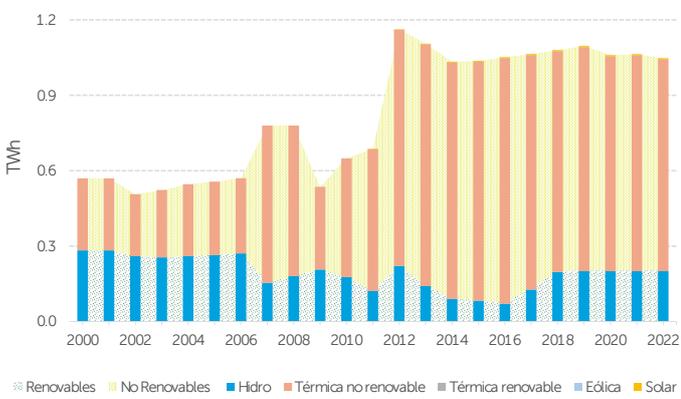


Consumo derivados de petróleo

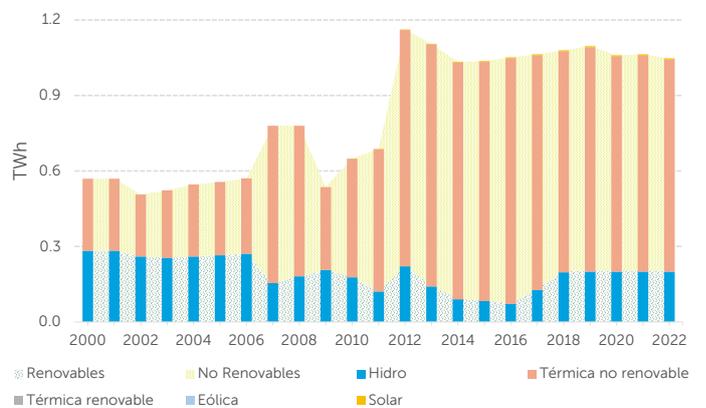


HAITÍ

Generación eléctrica

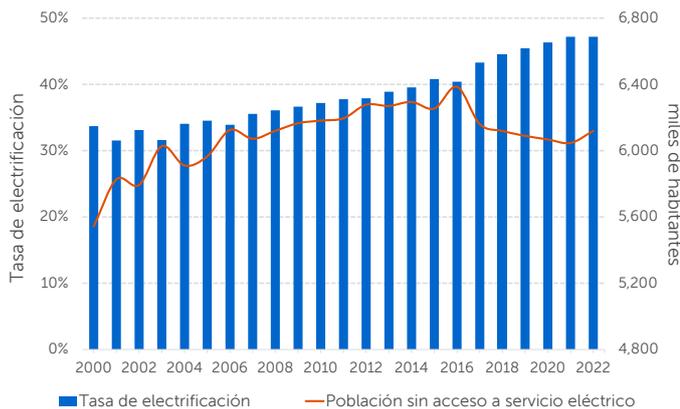


Generación eléctrica

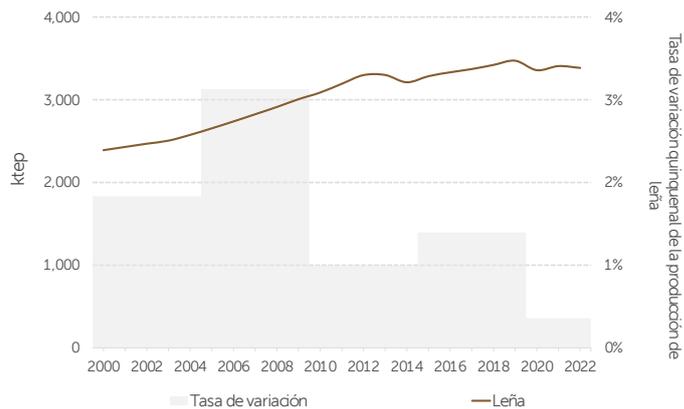




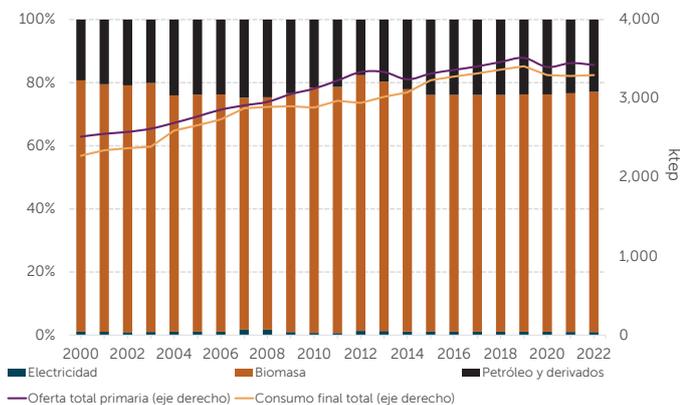
Tasa de electrificación



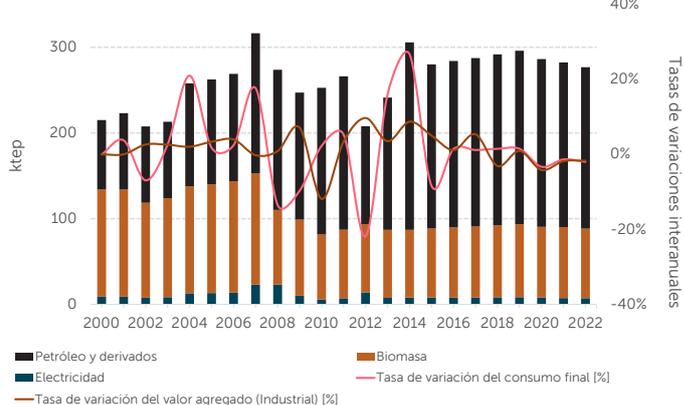
Producción de leña



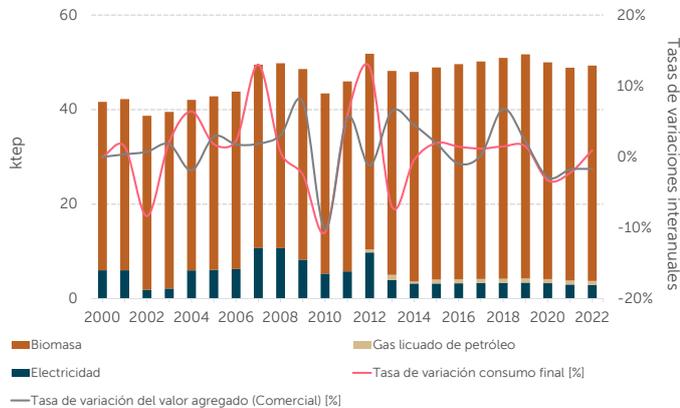
Consumo final de energía por fuente de energía



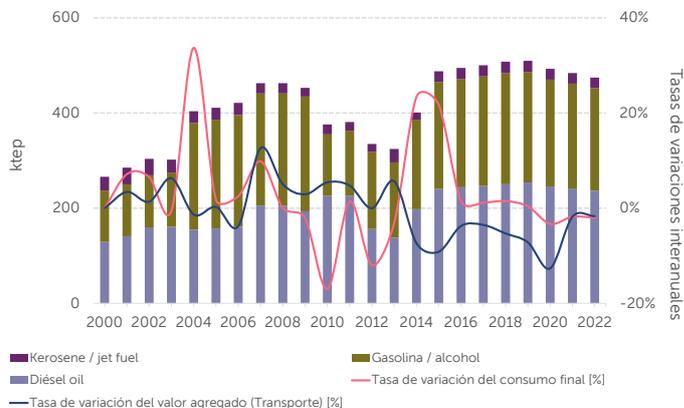
Consumo final del Sector Industrial



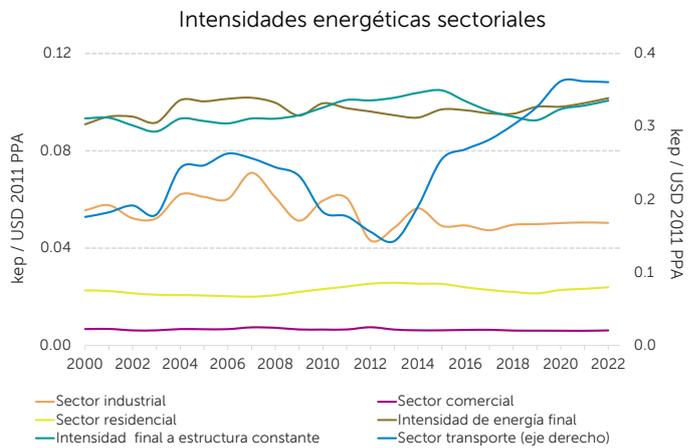
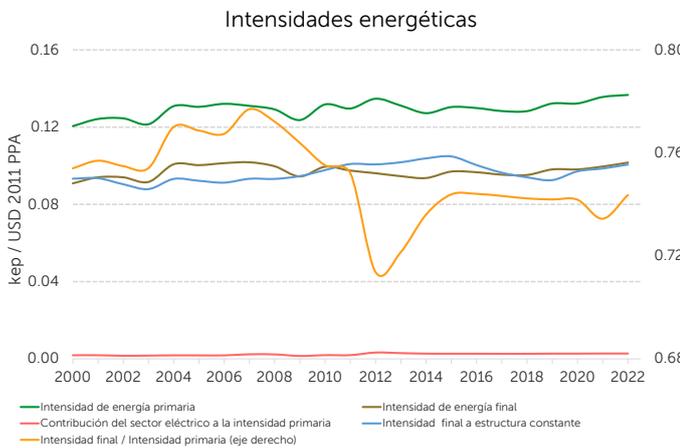
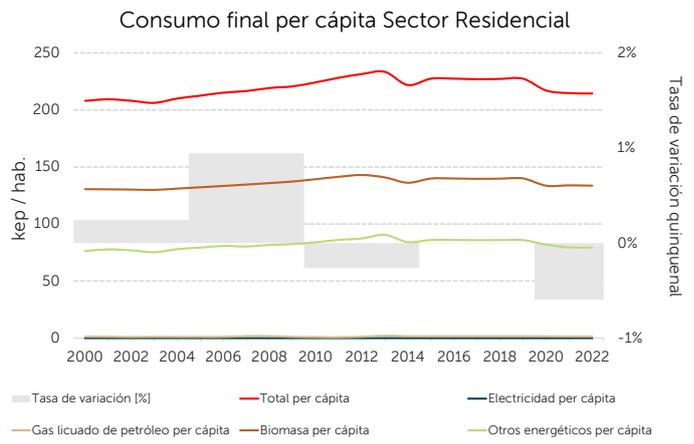
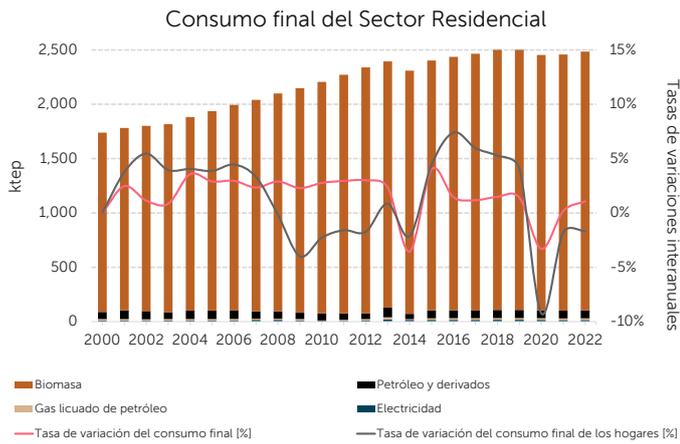
Consumo final del Sector Comercial



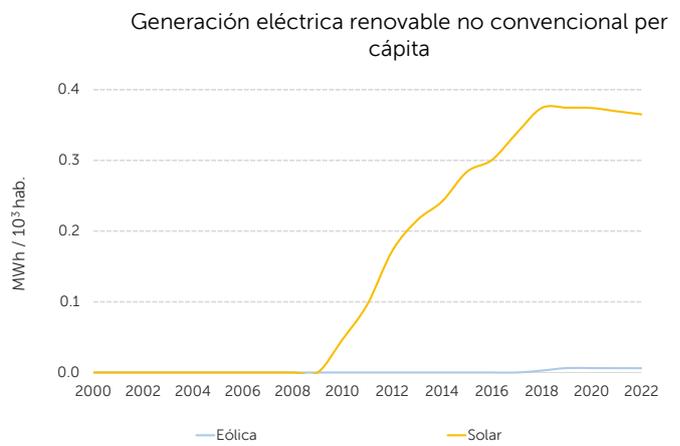
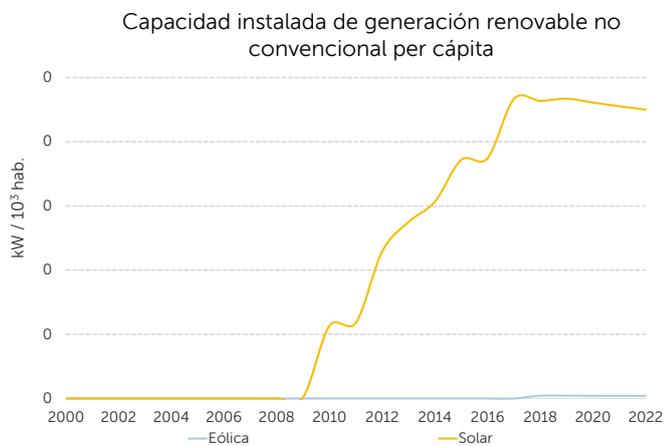
Consumo final del Sector Transporte



HAÏTÍ



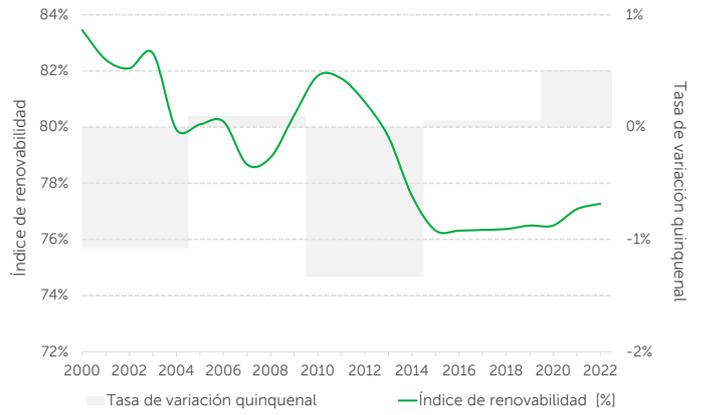
HAÍTÍ



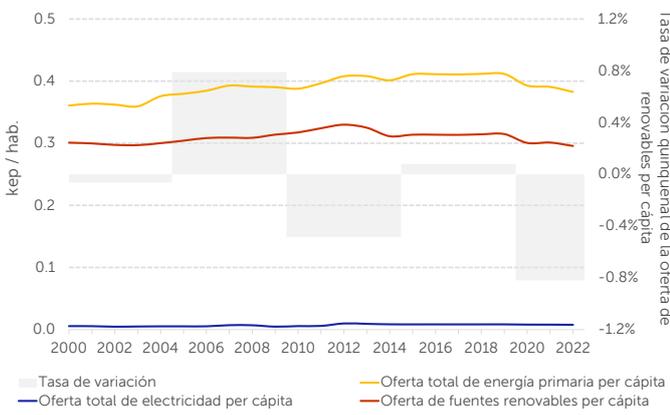
Eficiencia del sector eléctrico



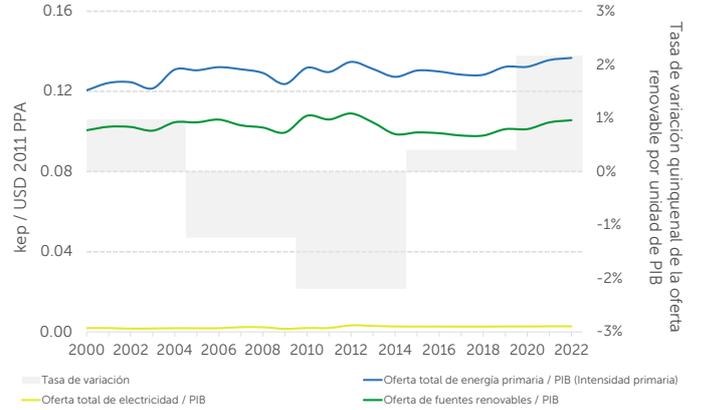
Índice de renovabilidad



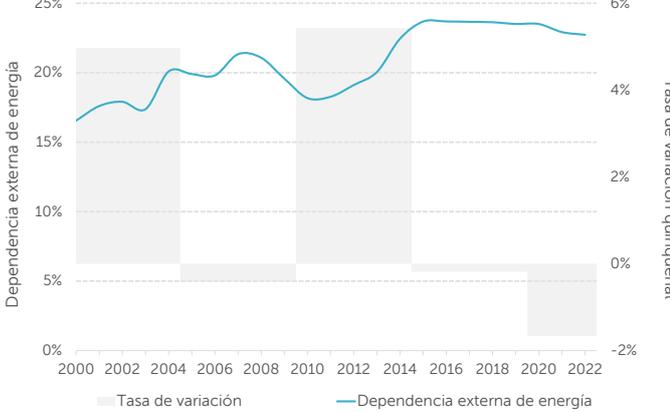
Oferta de energía per cápita



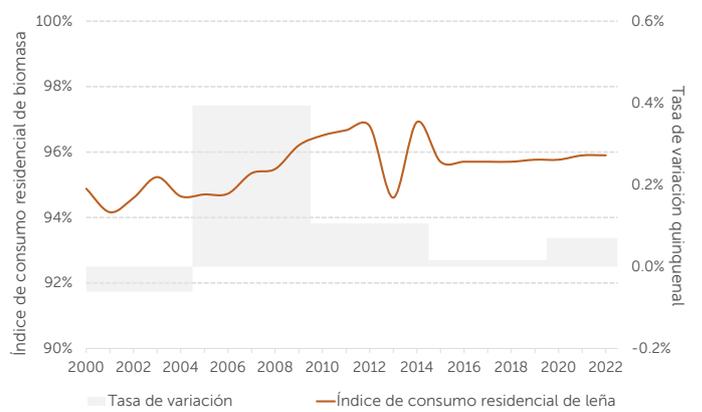
Ofertas de energía por unidad de PIB

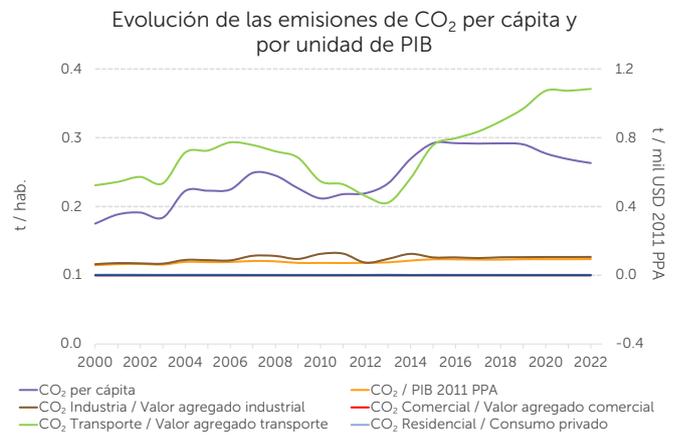
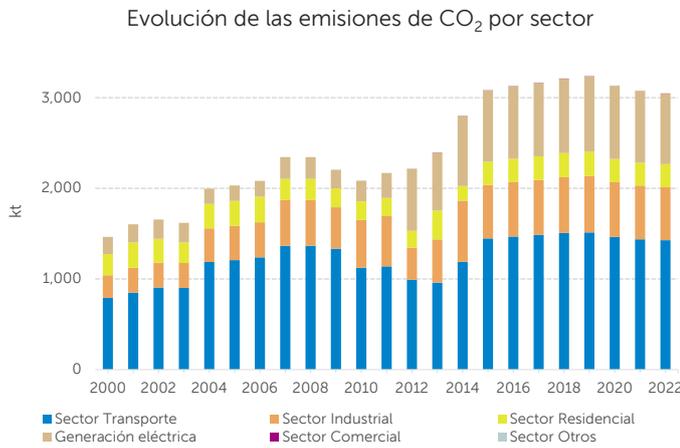
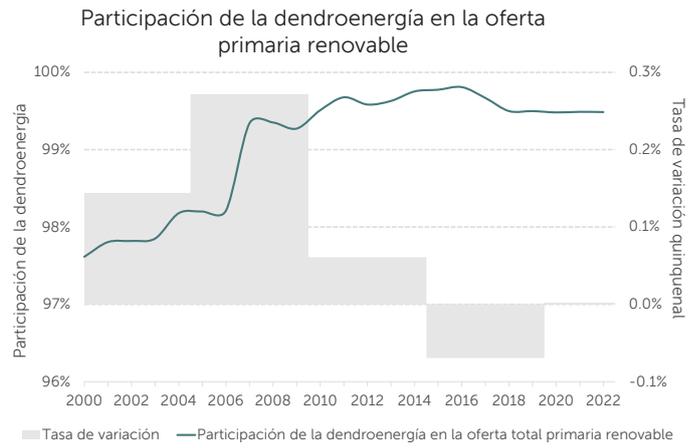
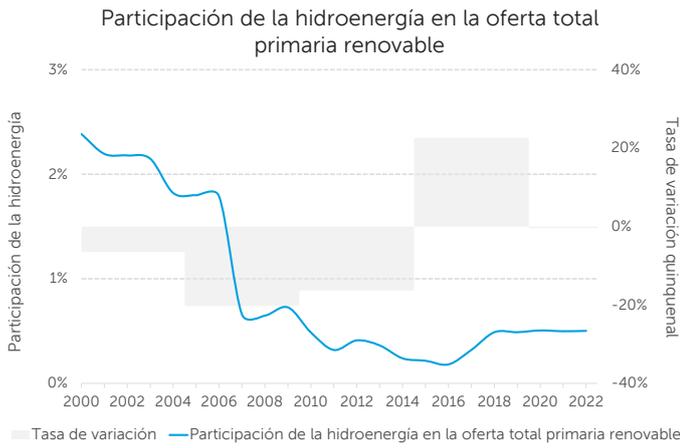


Dependencia externa de energía

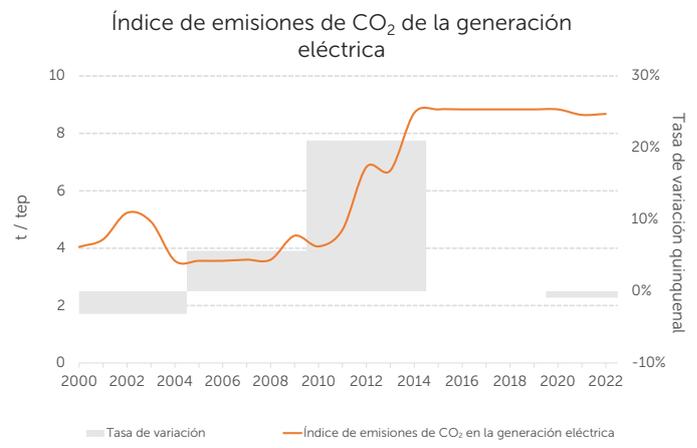
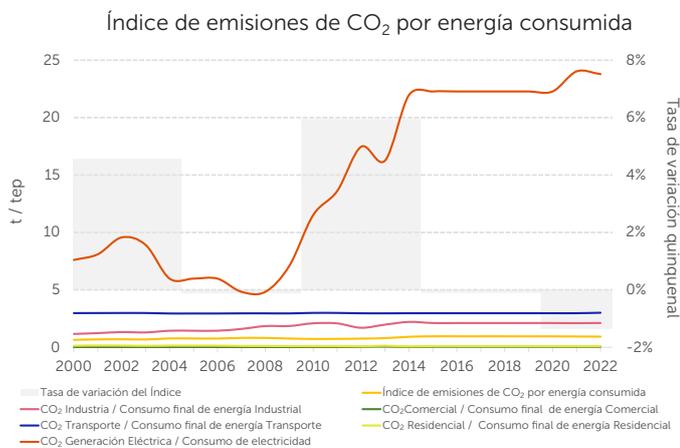


Índice de consumo residencial de biomasa



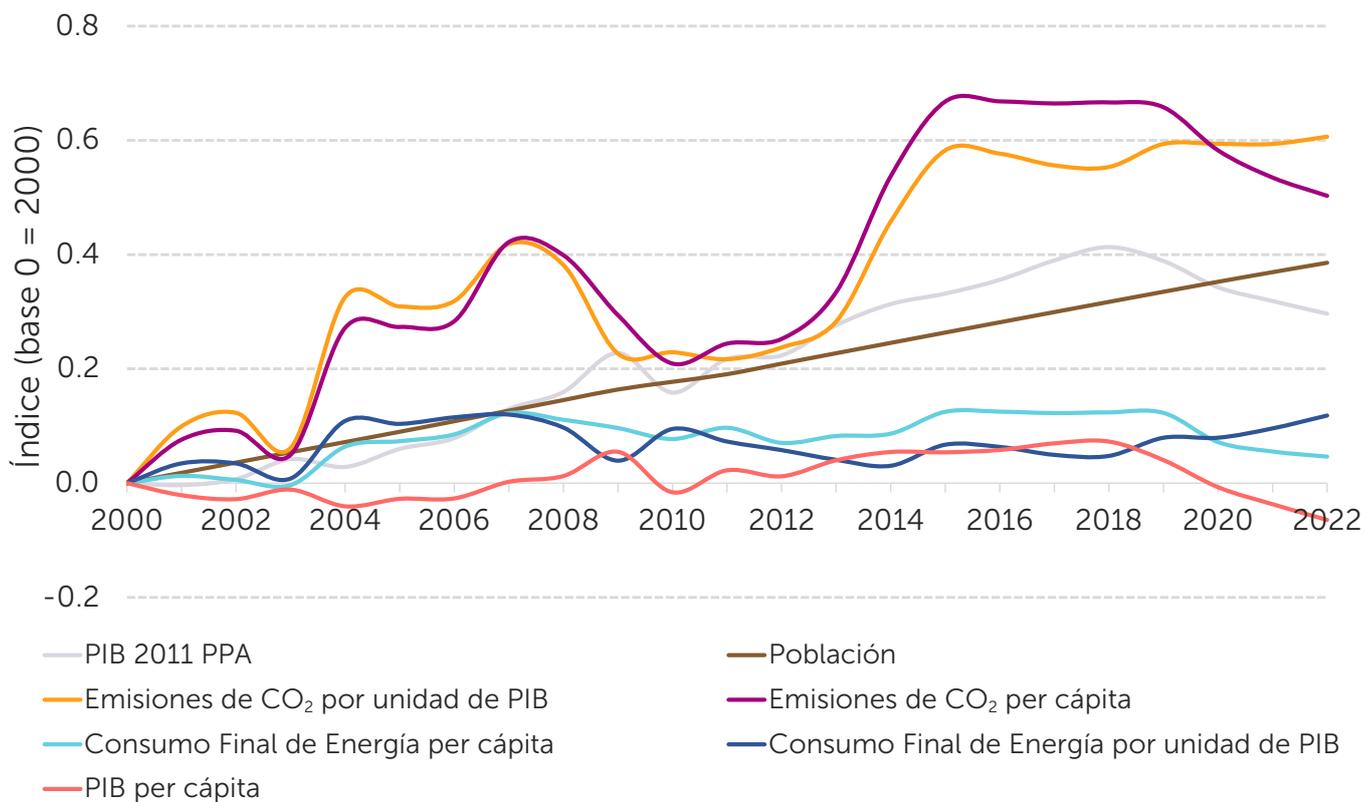


HAITÍ





Resumen de los principales indicadores





HONDURAS

Datos Generales 2022



Población (mil hab.)	9,598
Superficie (km ²)	112,492
Densidad de población (hab. / km ²)	85
Población urbana (%)	55
PIB USD 2022 (año base 2018) (MUSD)	26,315
PIB USD 2022 PPA (año base 2011) (MUSD)	59,562
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	6.2

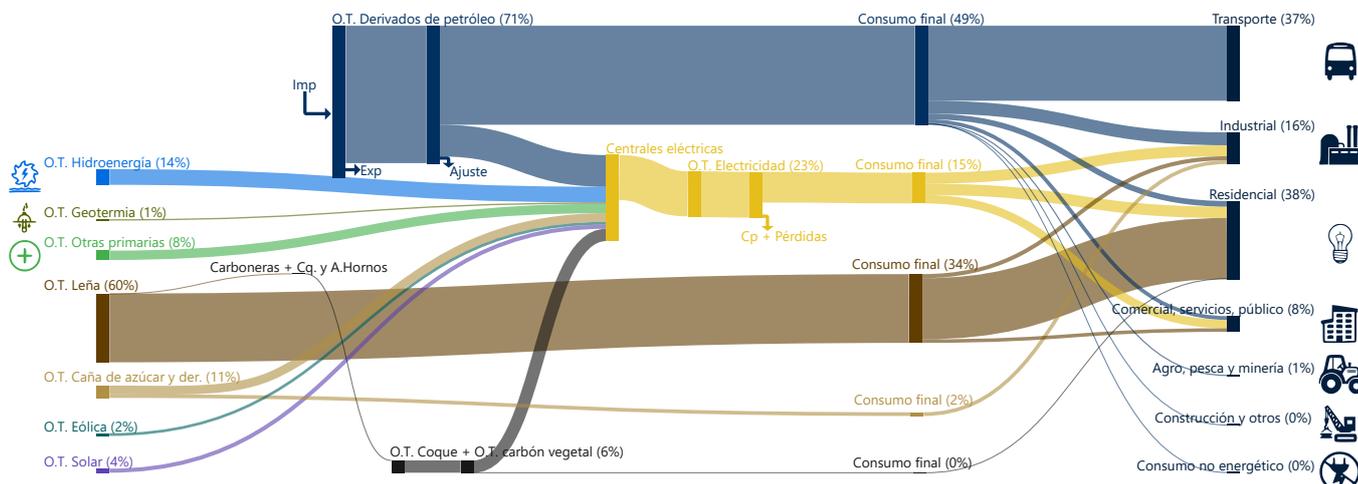
Sector Energético 2022



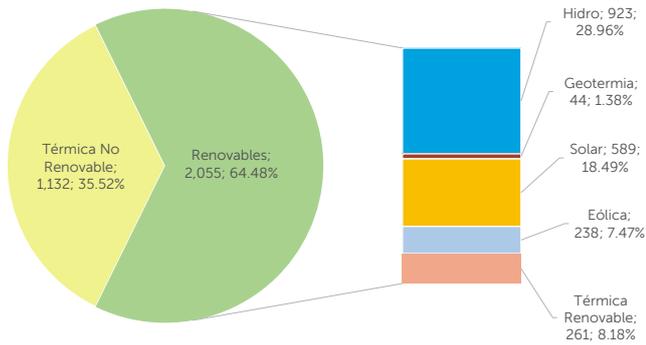
¹ Corresponde al índice de Cobertura Eléctrica.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
792	0.45	85.63 ¹	5.67	2.44	3.52	0.31	4.30	n.a.	3.19	0.10 / 0.07
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética total

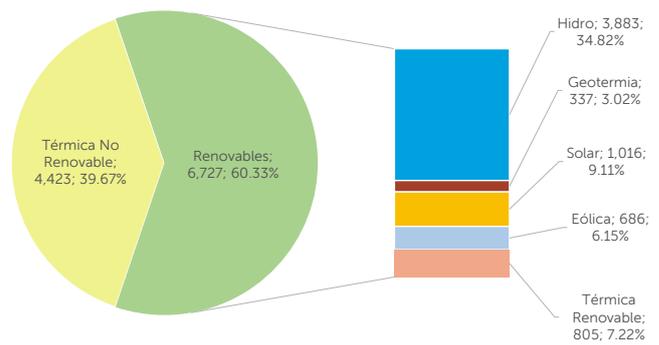
Balance energético resumido 2022



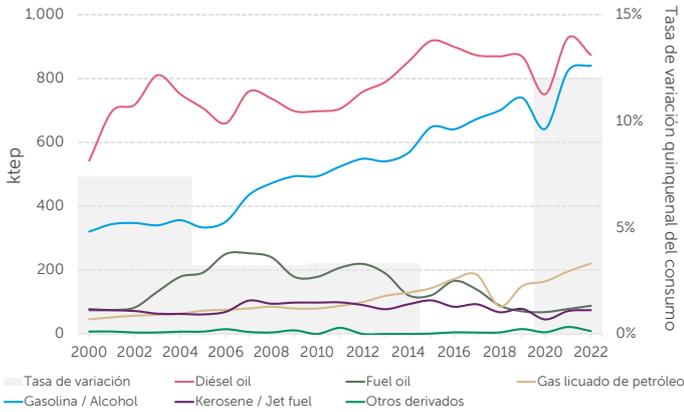
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



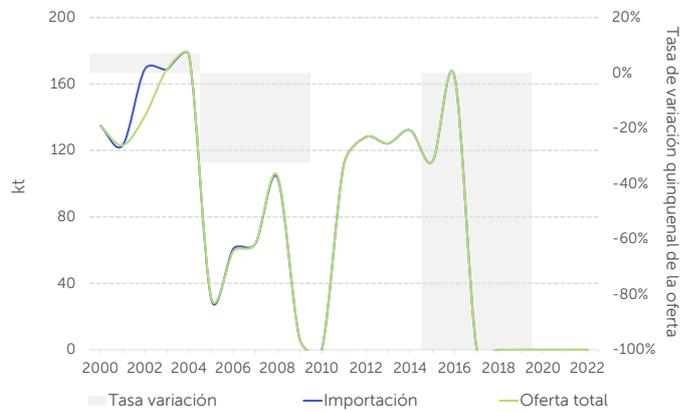
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



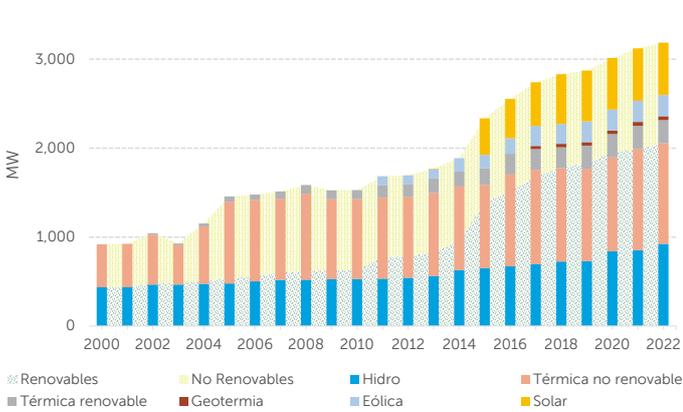
Consumo derivados de petróleo



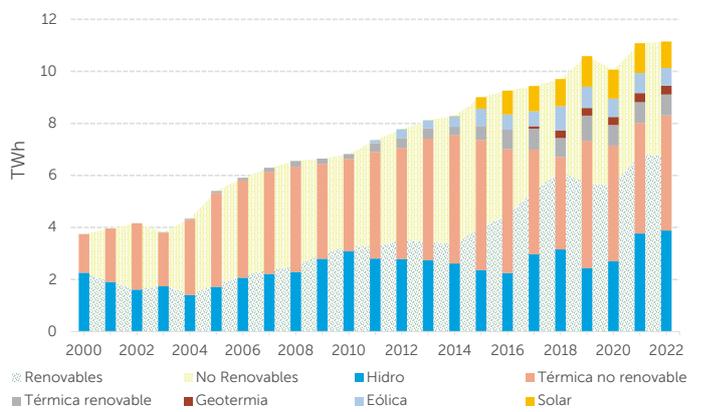
Oferta de carbón mineral

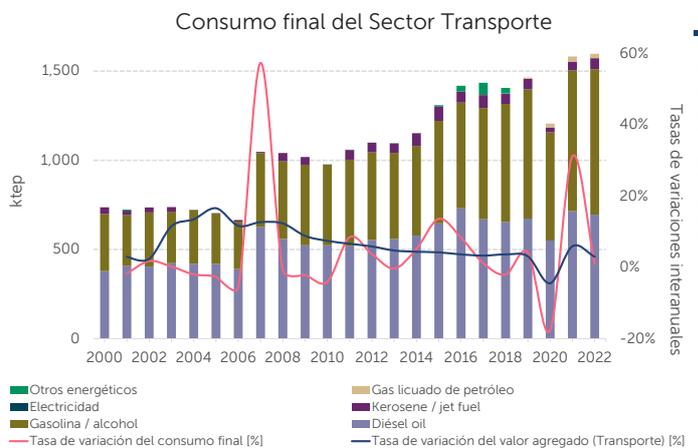
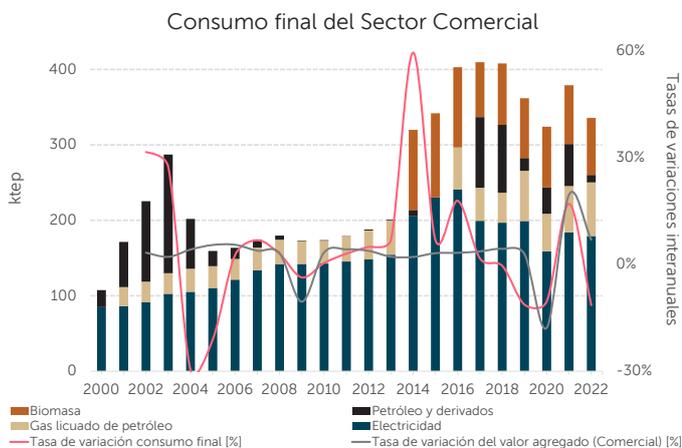
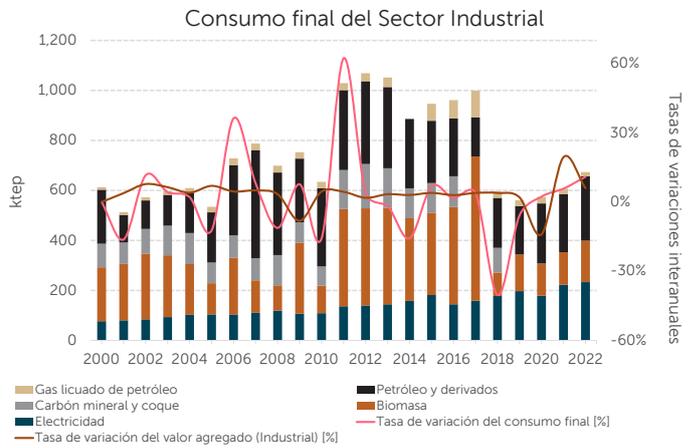
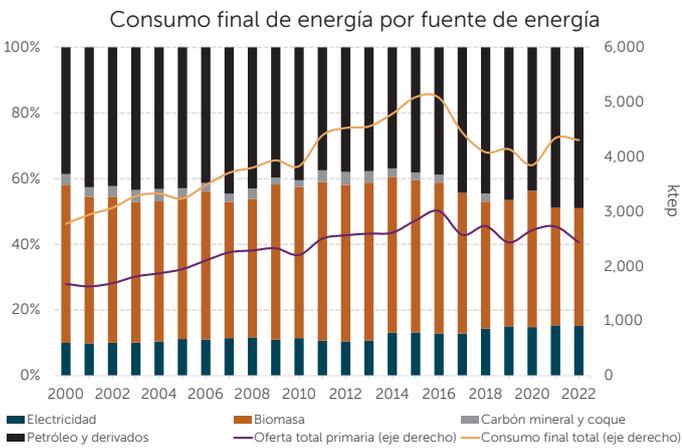
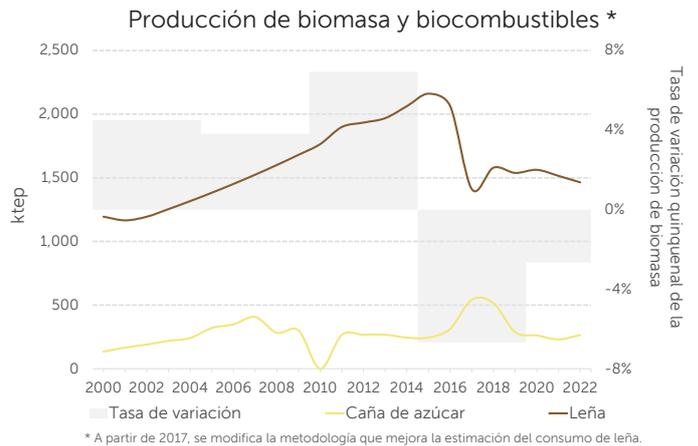
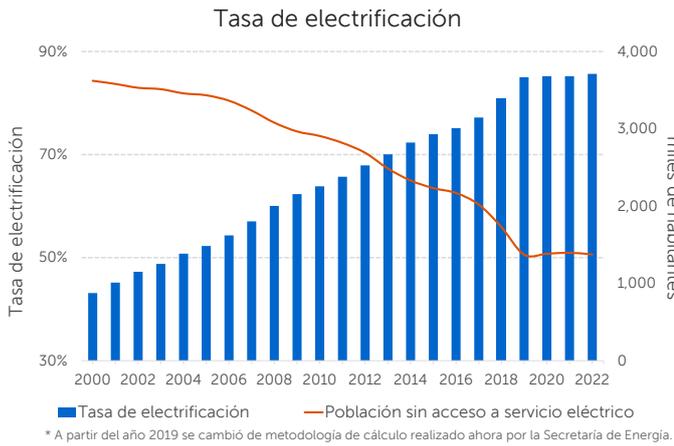


Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

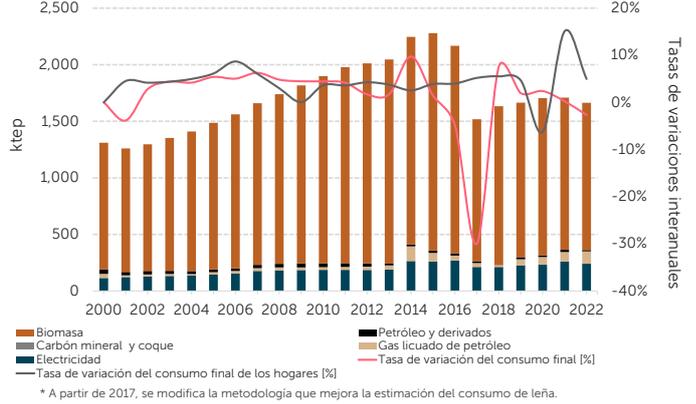




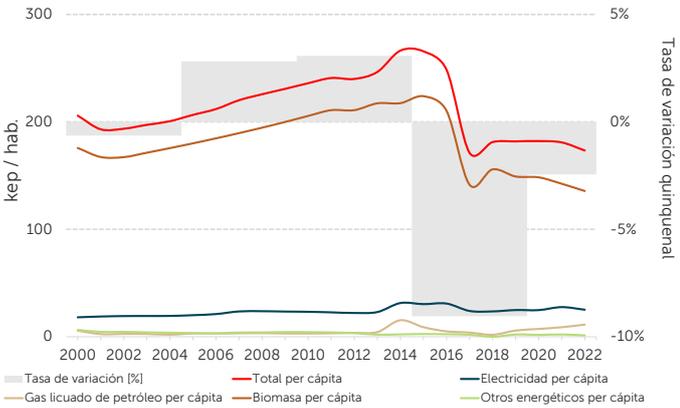
Consumo final del Sector Otros *



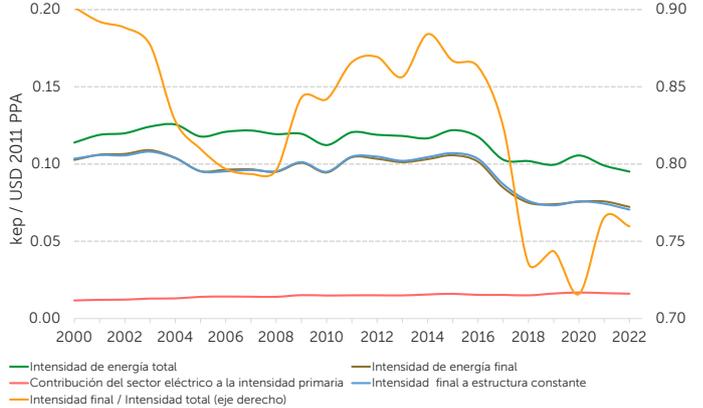
Consumo final del Sector Residencial



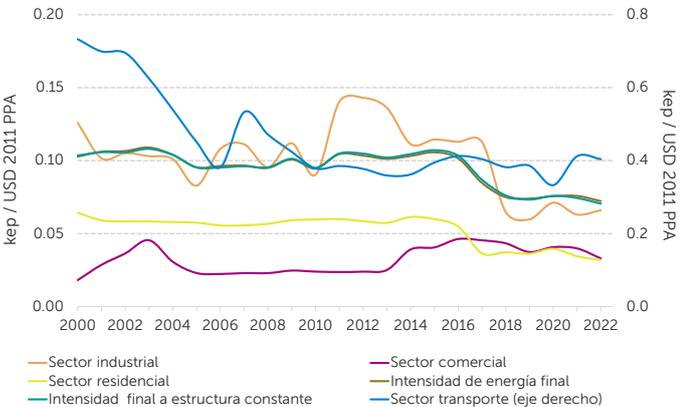
Consumo final per cápita Sector Residencial



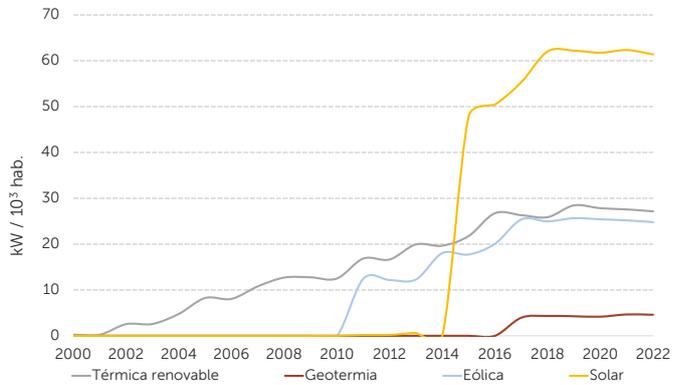
Intensidades energéticas



Intensidades energéticas sectoriales

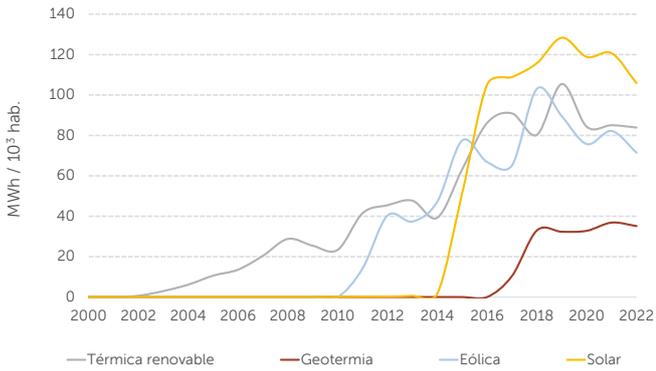


Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita

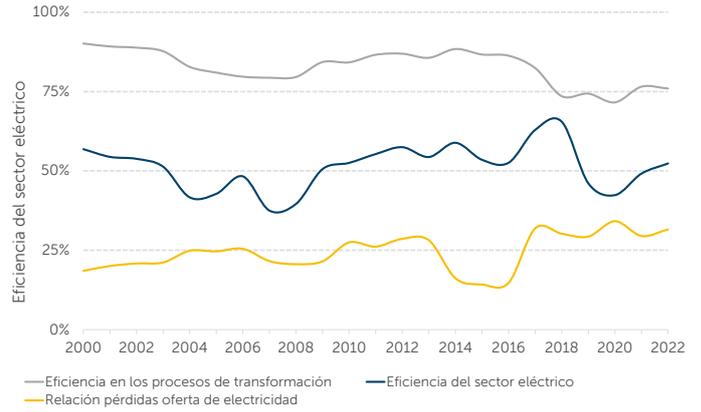




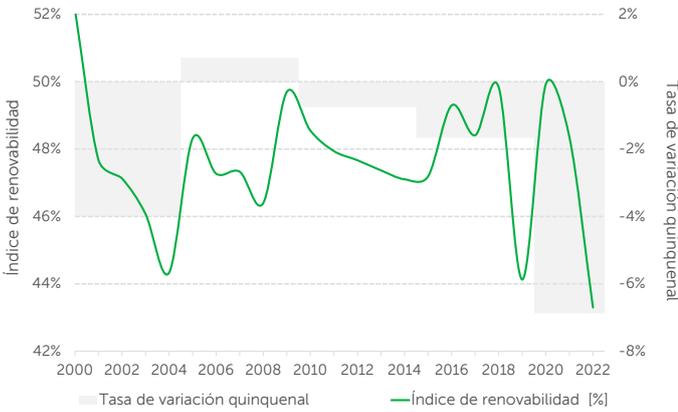
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



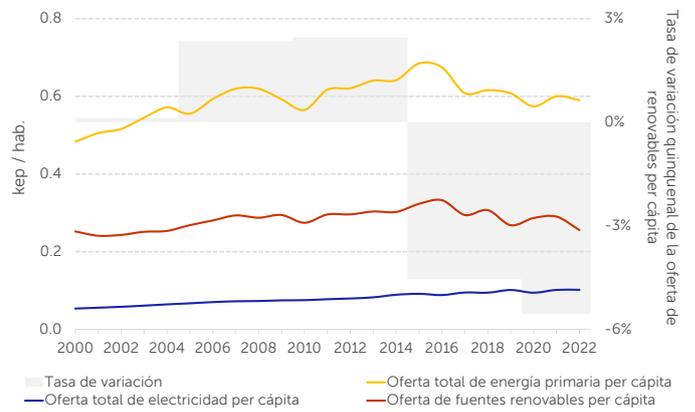
Eficiencia del sector eléctrico



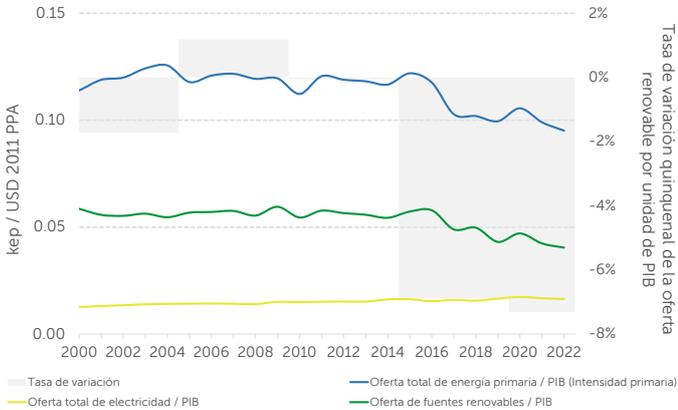
Índice de renovabilidad



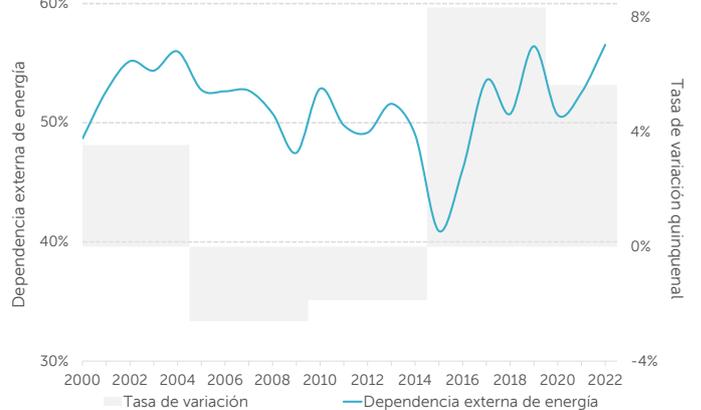
Oferta de energía per cápita

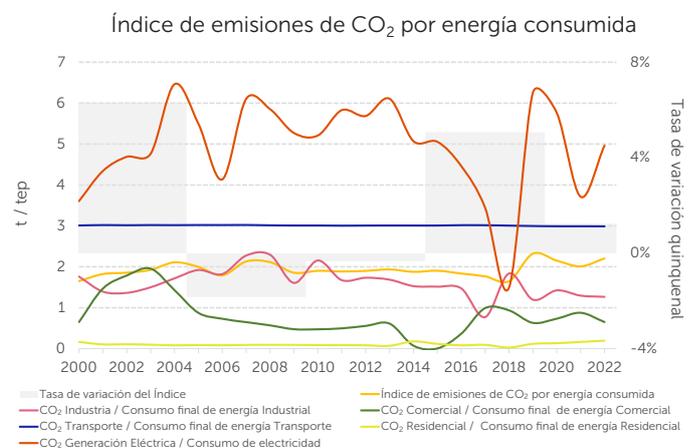
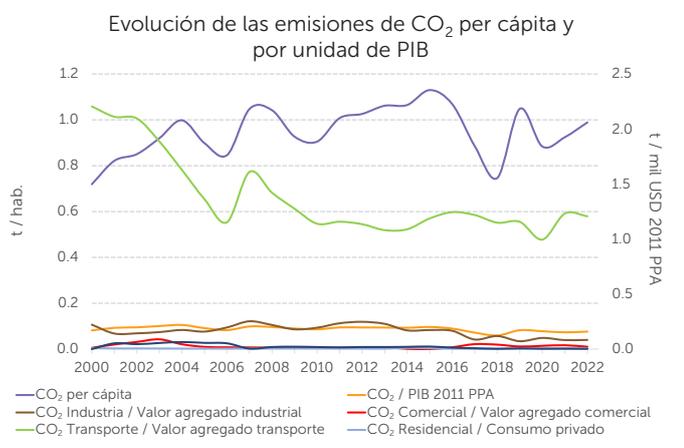
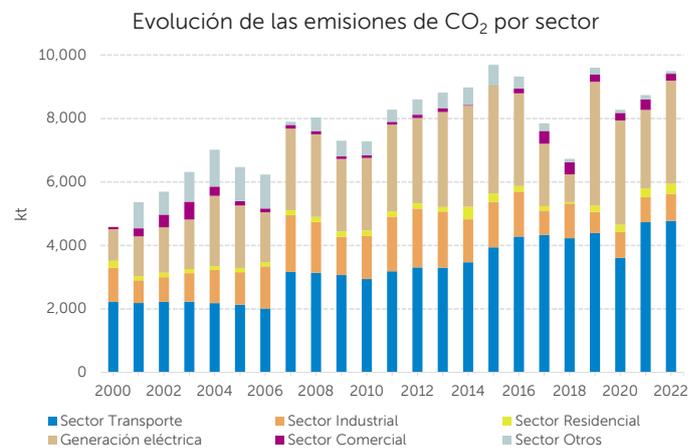
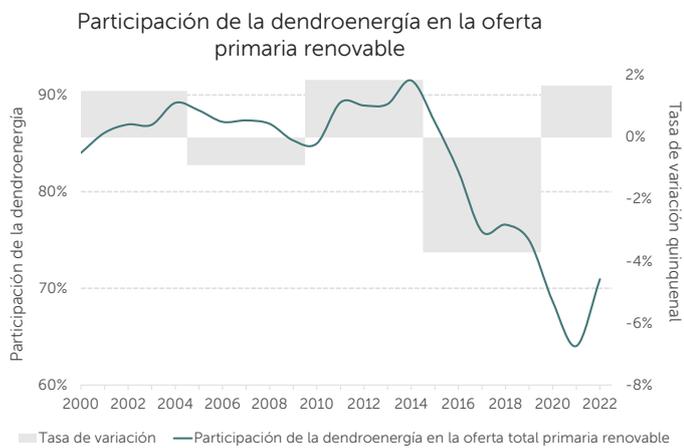
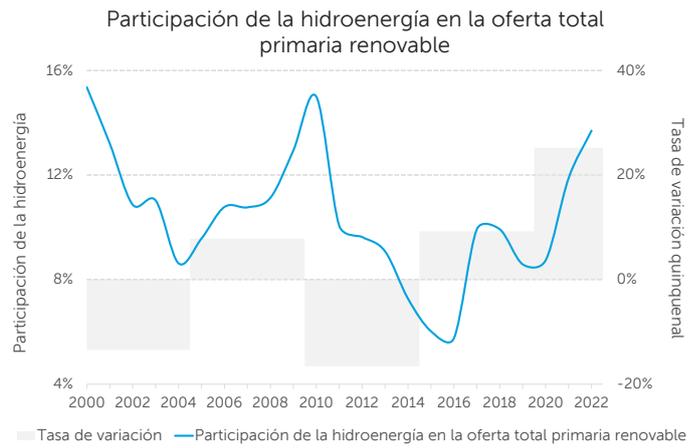
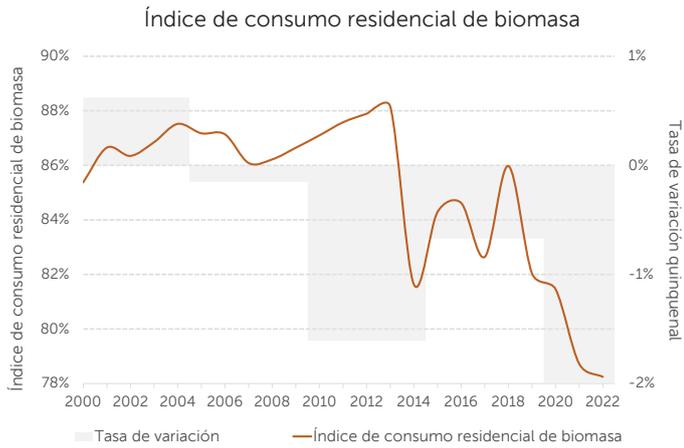


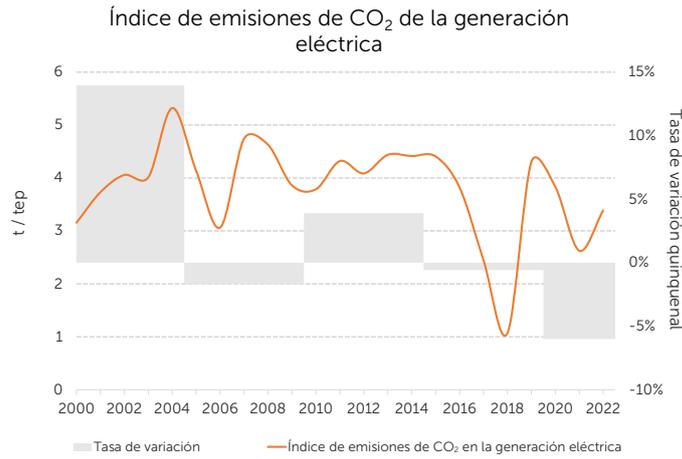
Ofertas de energía por unidad de PIB



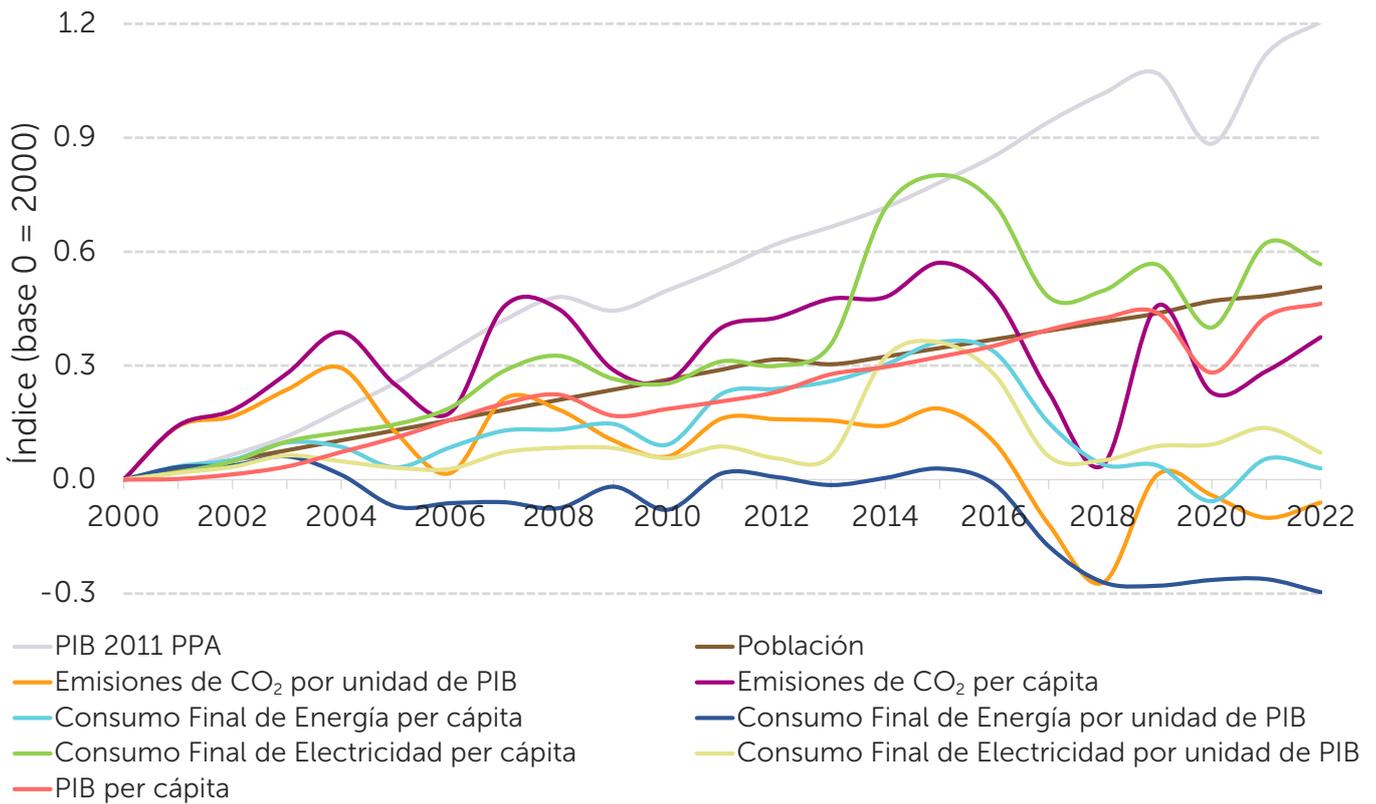
Dependencia externa de energía







Resumen de los principales indicadores





JAMAICA

Datos Generales 2022



Población (mil hab.)	2,827 ¹
Superficie (km ²)	10,990
Densidad de población (hab. / km ²)	257
Población urbana (%)	57
PIB USD 2018 (MUSD)	15,546 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	28,307 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10

Sector Energético 2022



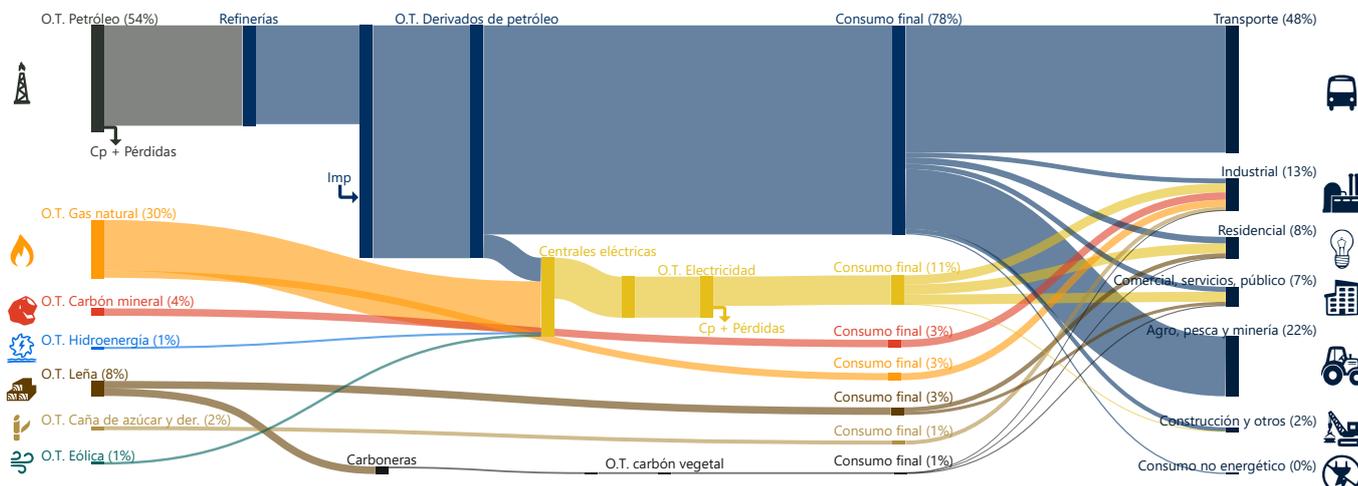
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

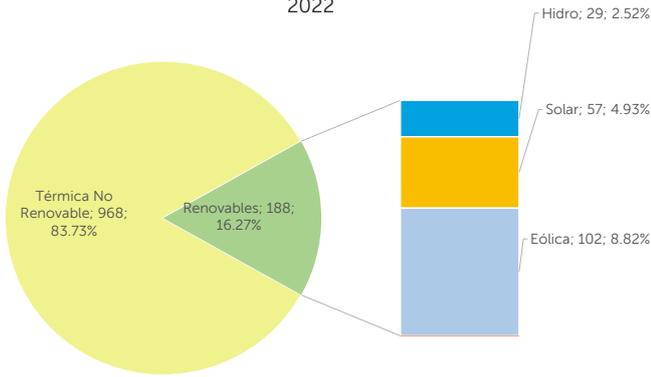
Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2022 presentados en esta publicación son preliminares y están sujetos a revisión por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,120	0.87	97.50	3.07	0.23	2.83	n.a.	2.47	35	1.16	0.11 / 0.09	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

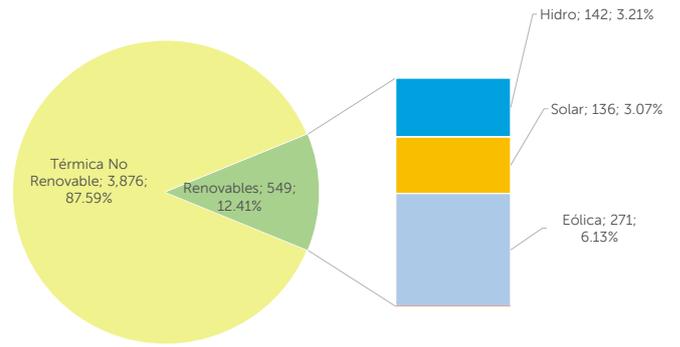
Balance energético resumido 2022



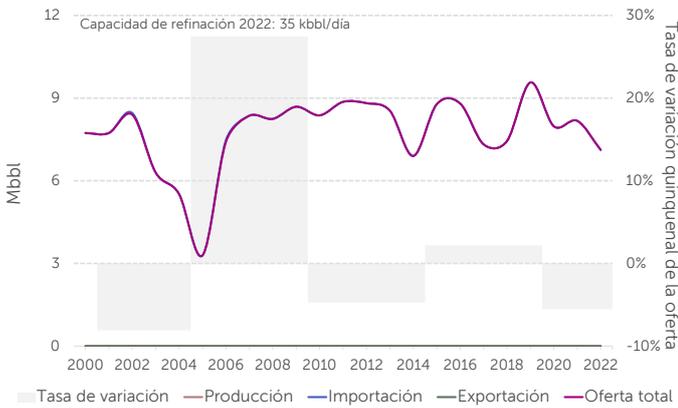
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



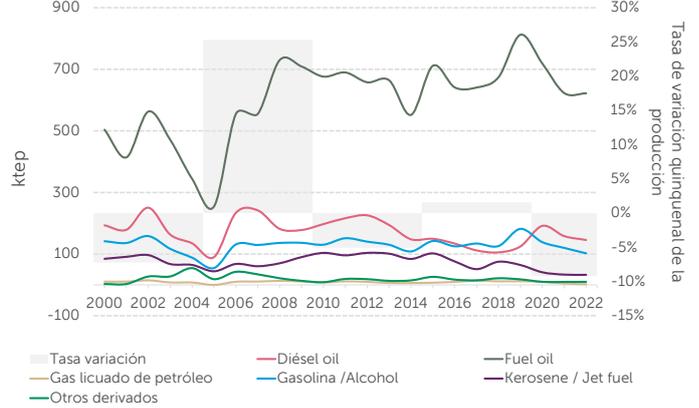
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Oferta de petróleo

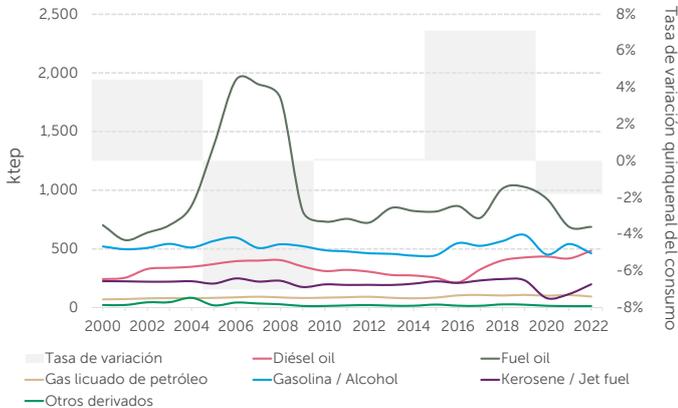


Producción derivados de petróleo

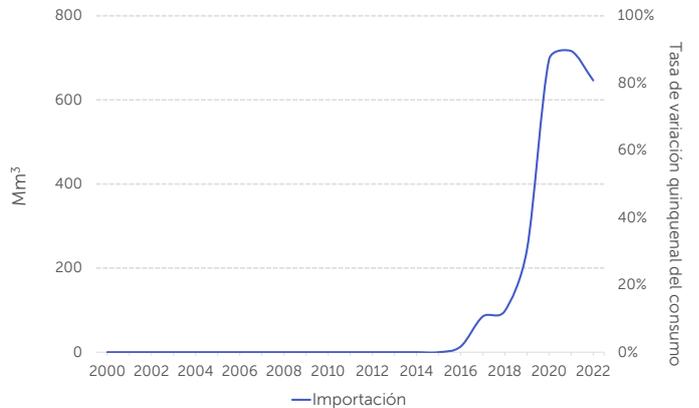


JAMAICA

Consumo derivados de petróleo

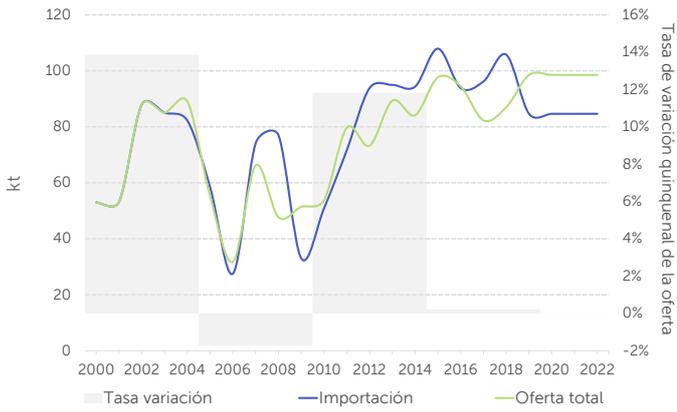


Oferta de gas natural

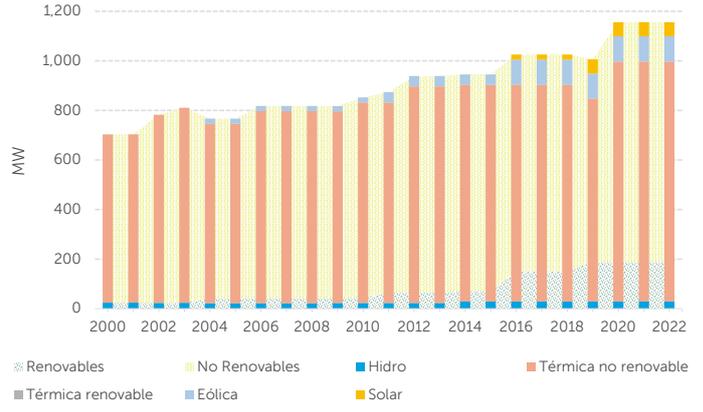




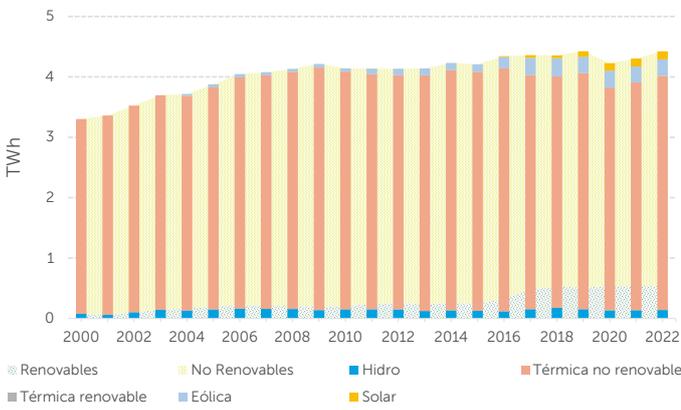
Oferta de carbón mineral



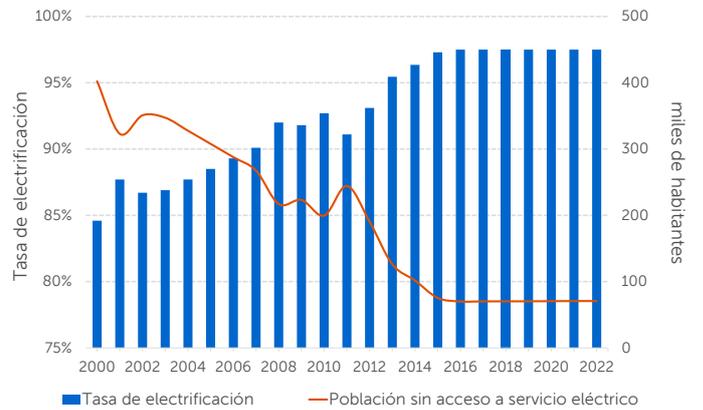
Capacidad instalada de generación eléctrica



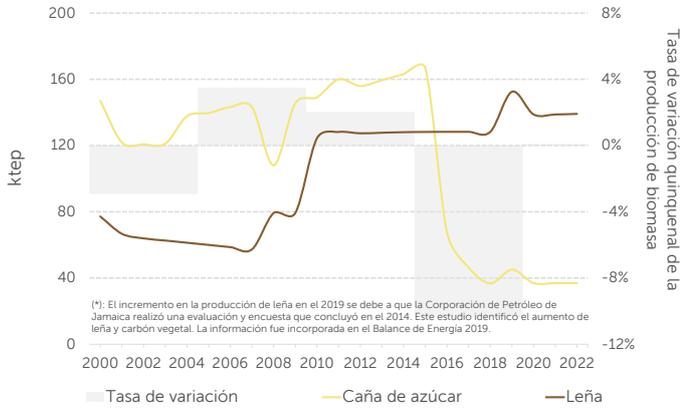
Generación eléctrica



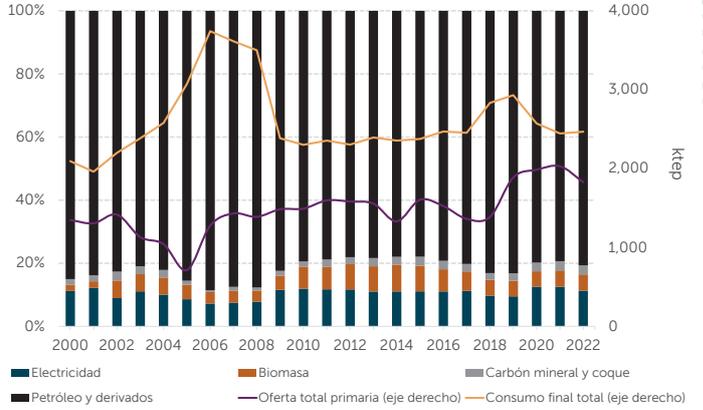
Tasa de electrificación

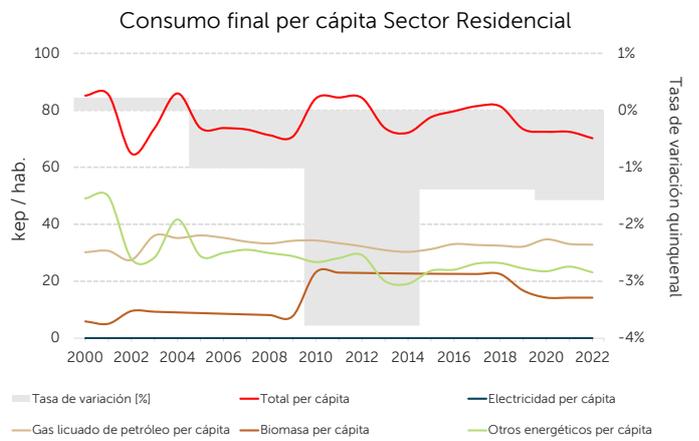
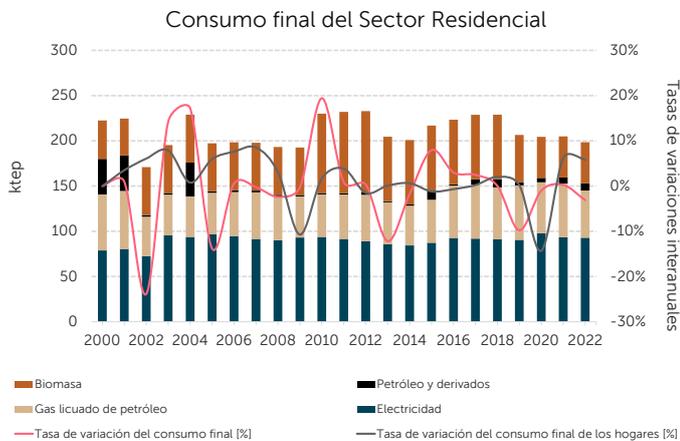
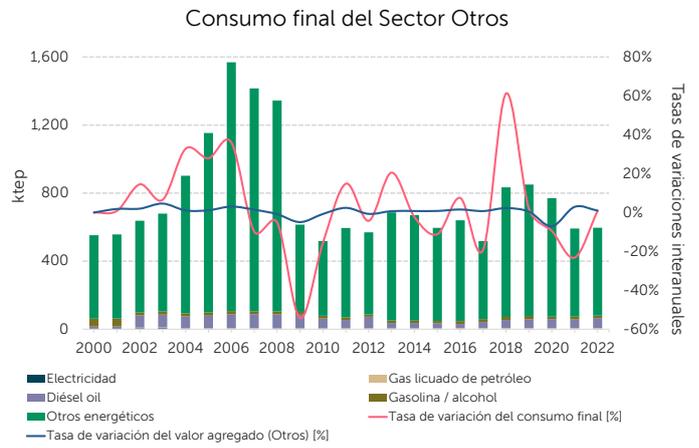
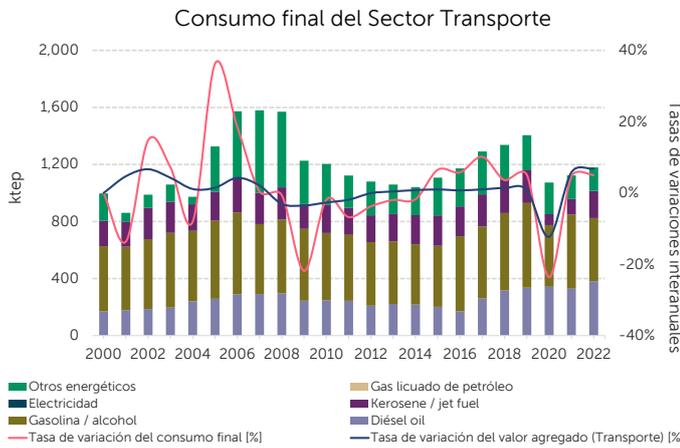
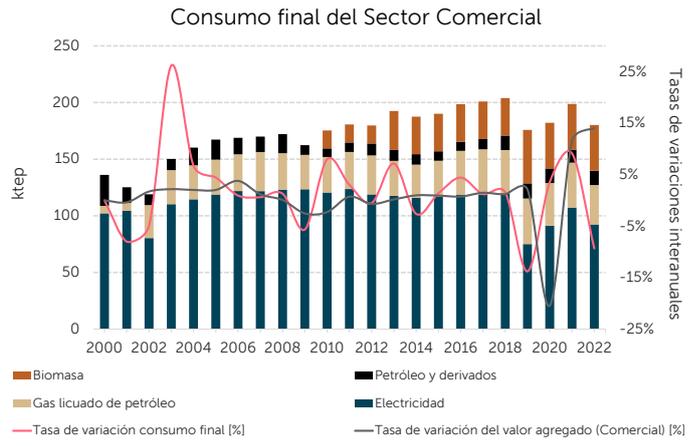
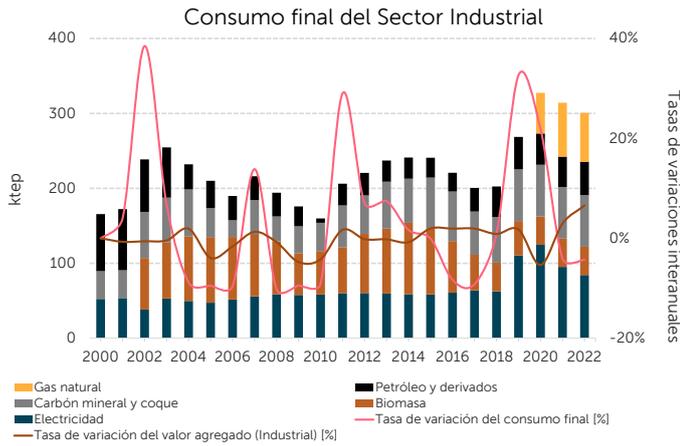


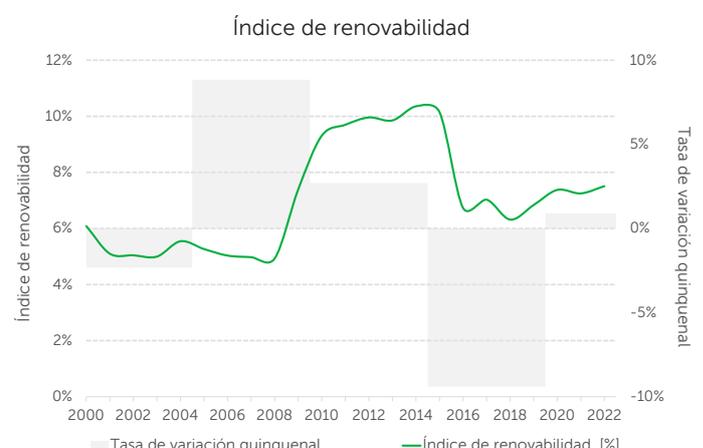
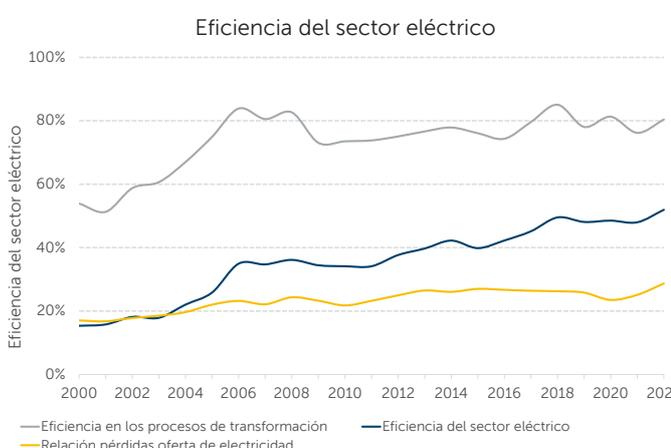
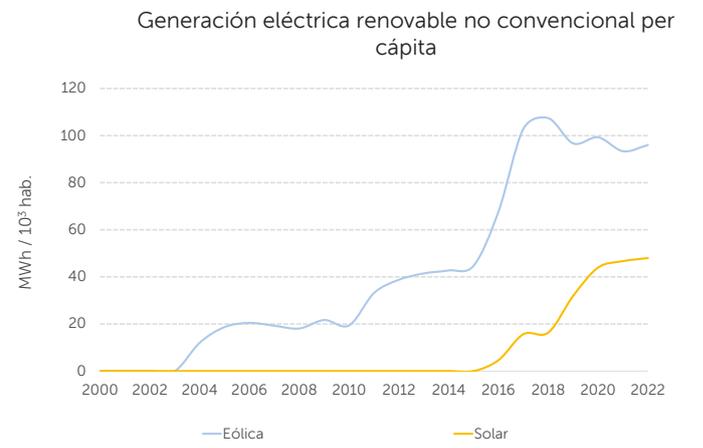
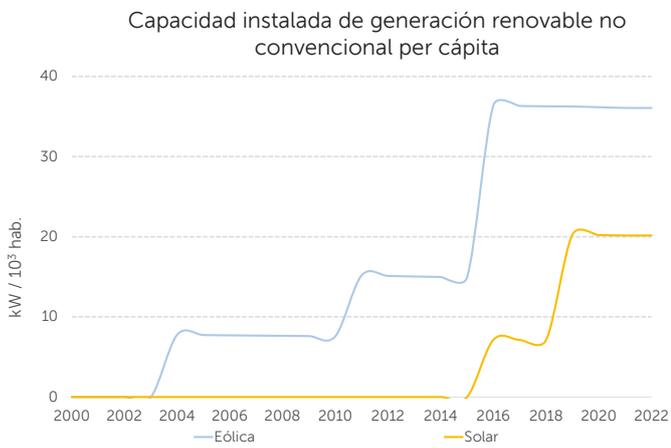
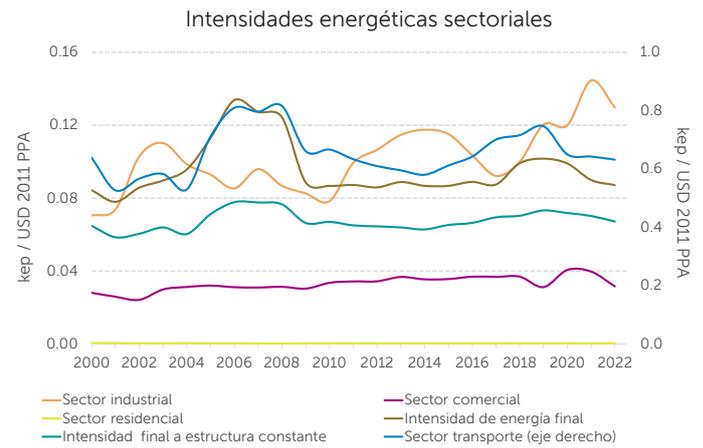
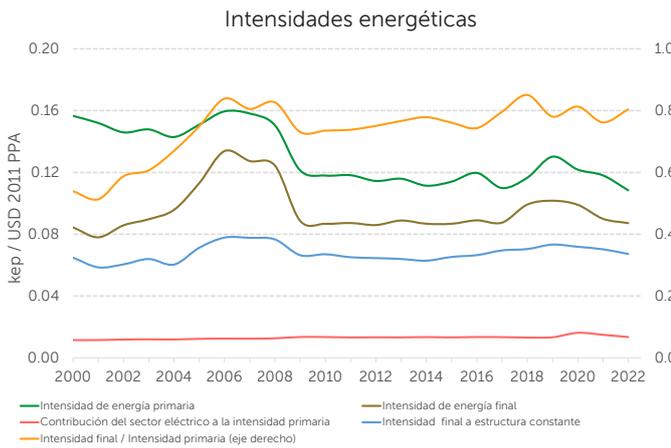
Producción de biomasa

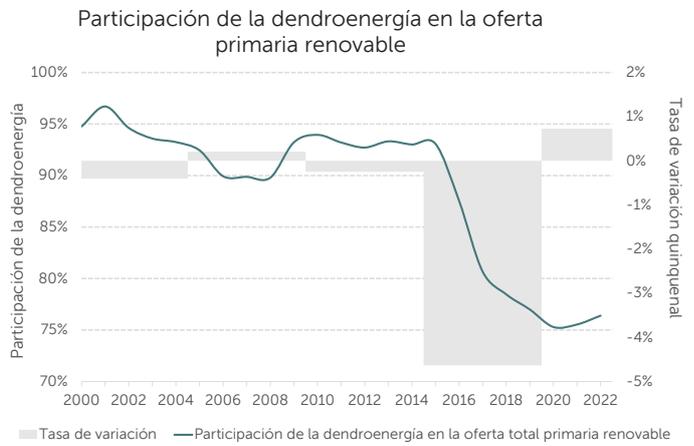
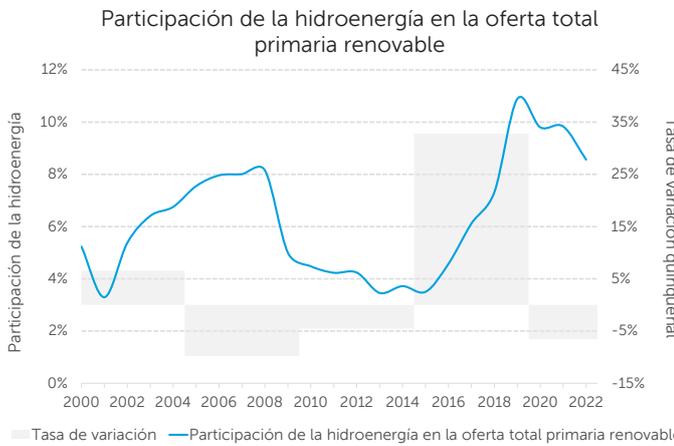
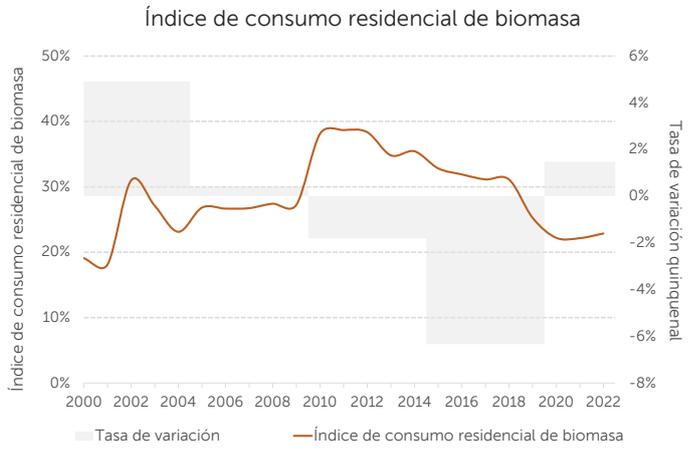
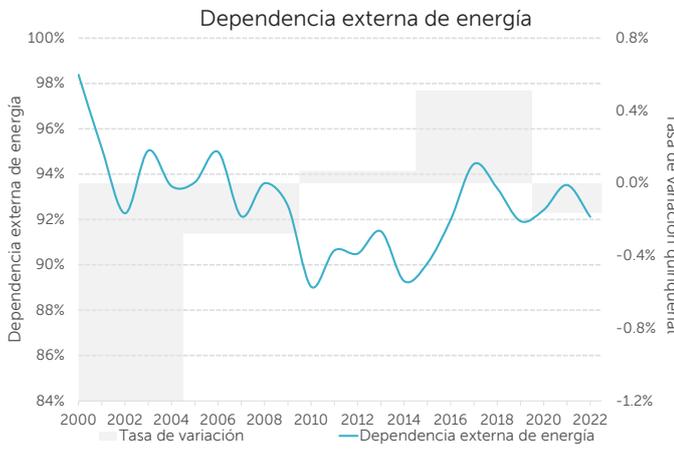
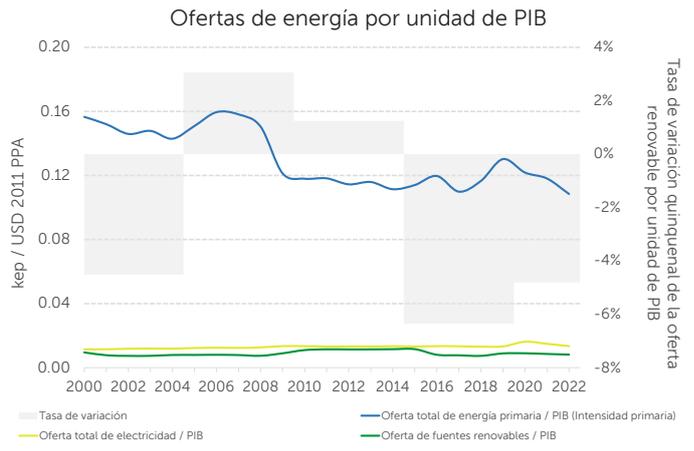
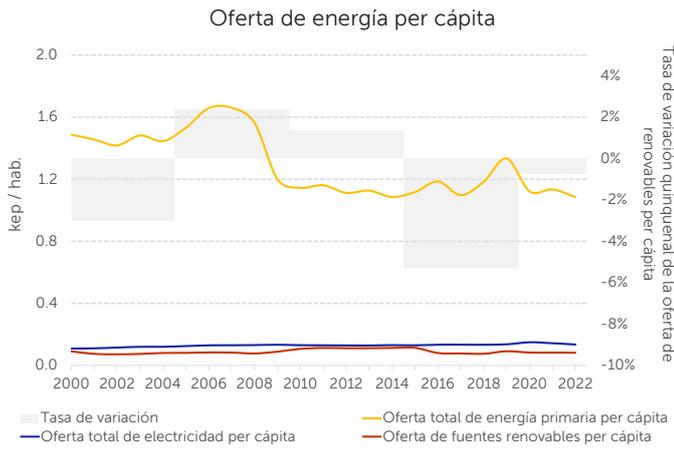


Consumo final de energía por fuente de energía



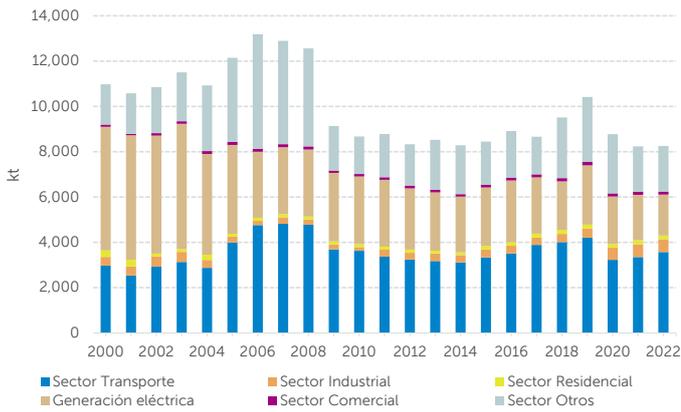




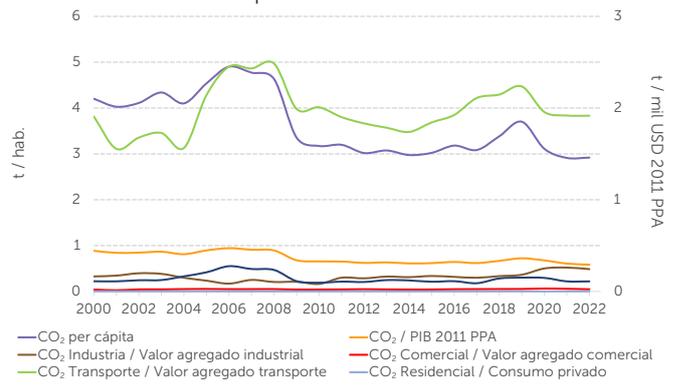




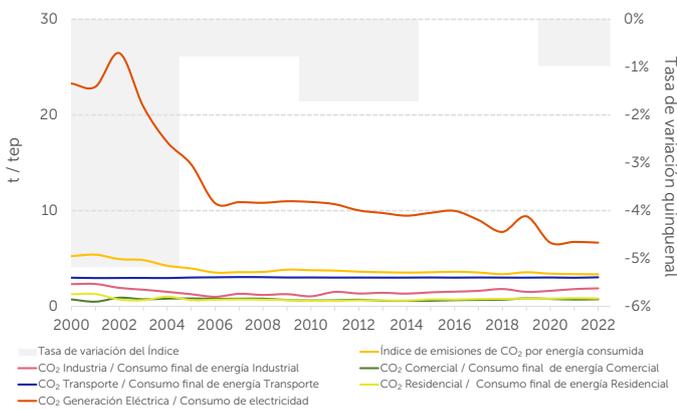
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



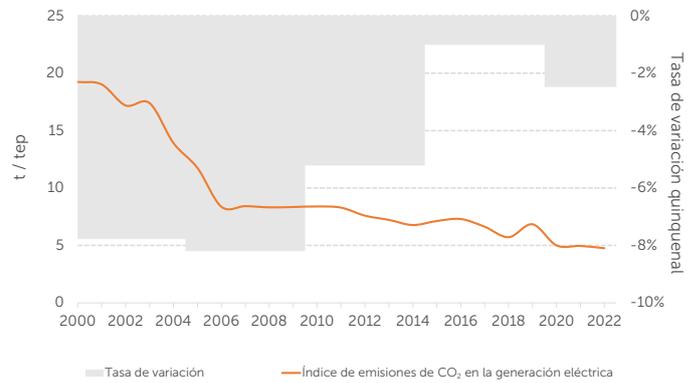
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



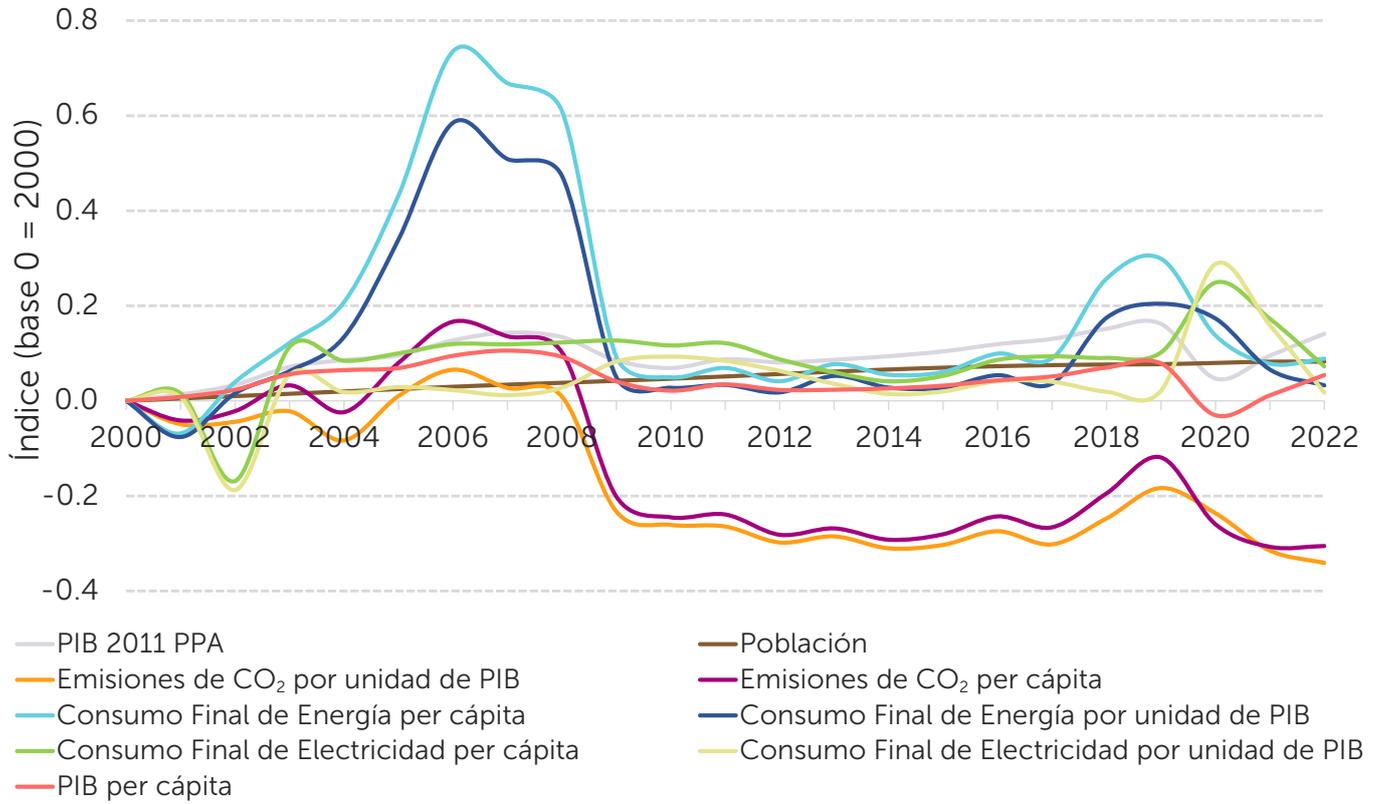
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





MÉXICO

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	127,504 ¹
Superficie (km ²)	1,964,375
Densidad de población (hab. / km ²)	65
Población urbana (%)	81
PIB USD 2018 (MUSD)	1,210,862
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,492,365
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

Sector Energético 2022*



¹ Fuente: Banco Mundial.

² Informe PRODESEN 2022-2036.

³ Base de datos institucional de Pemex y Comisión Nacional de Hidrocarburos.

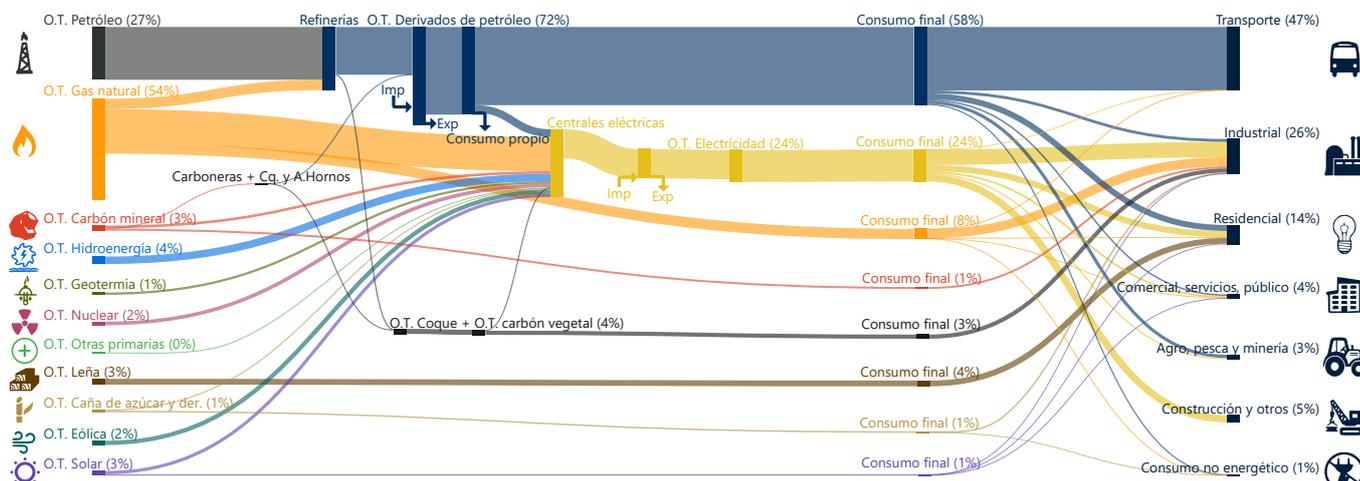
⁴ BP Statistical Review of World Energy.

⁵ PEMEX en cifras.

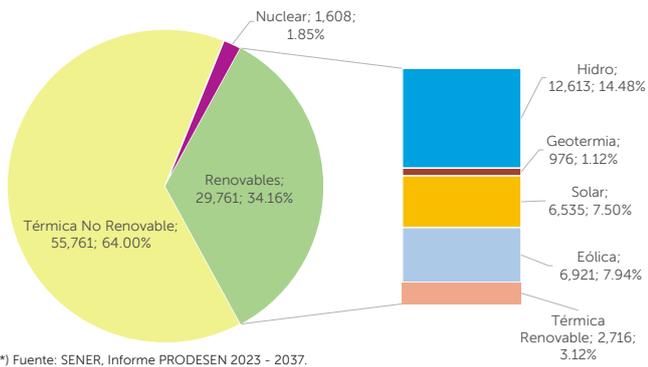
⁶ SENER, Informe PRODESEN 2023 - 2037.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,924	1.06	99.29 ²	231.77	187.22	103.28	64.30	135.78	1,640 ⁵	87.13 ⁶	0.09 / 0.05	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

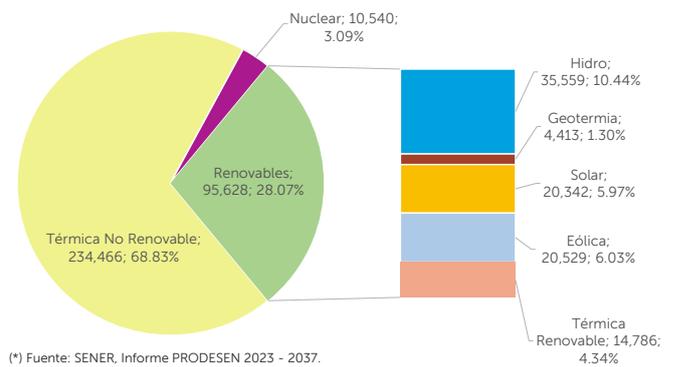
Balance energético resumido 2022



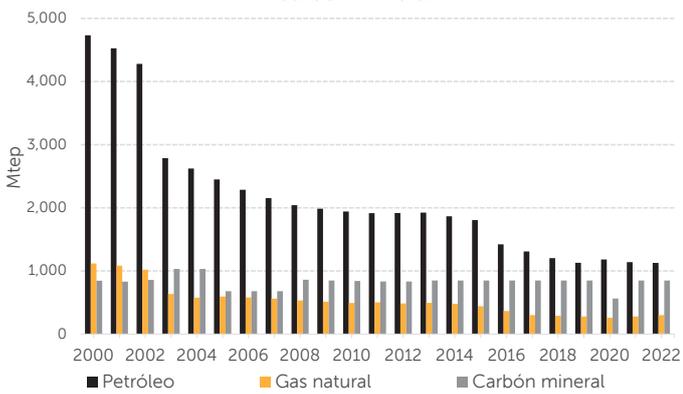
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022*



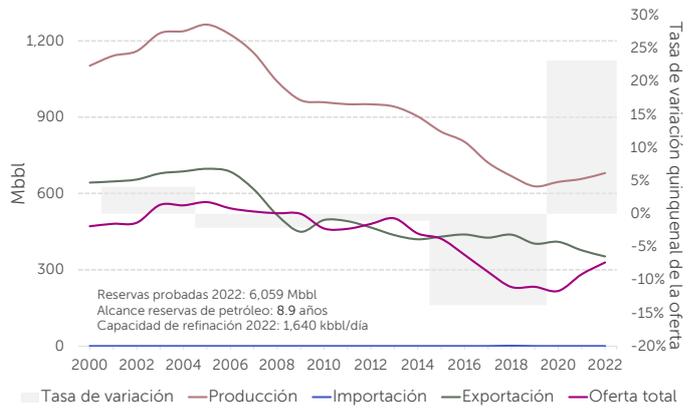
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022*



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

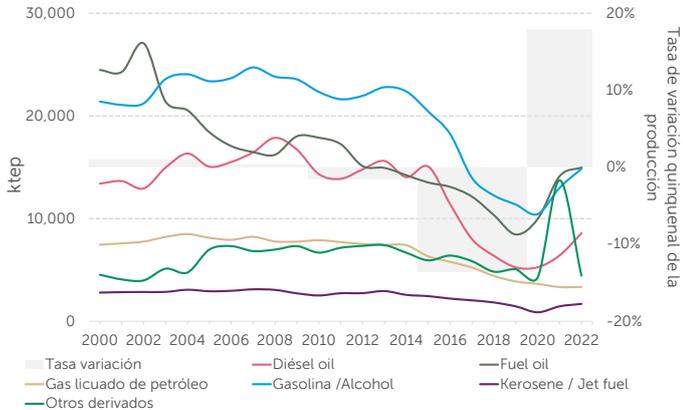


Oferta de petróleo

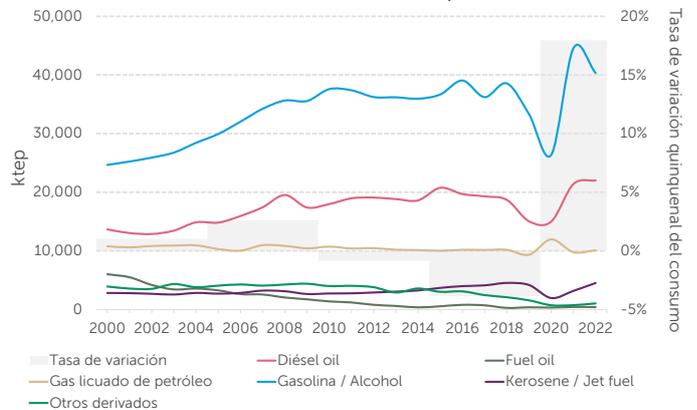


MÉXICO

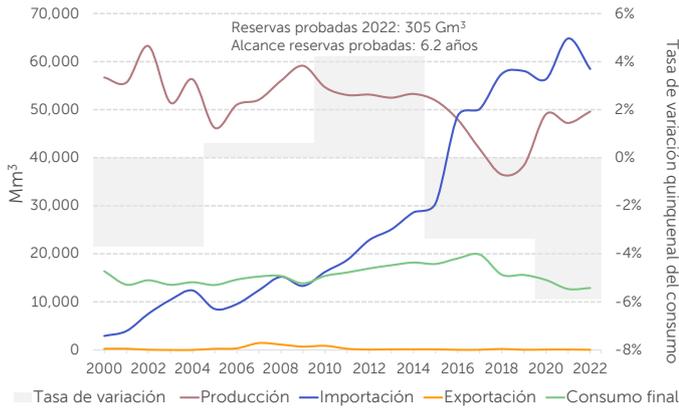
Producción derivados de petróleo



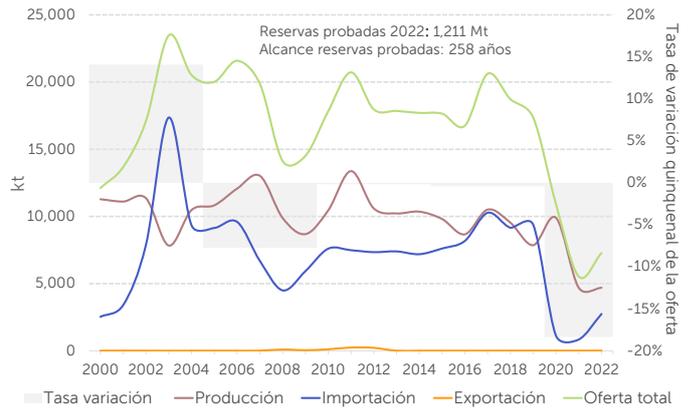
Consumo derivados de petróleo



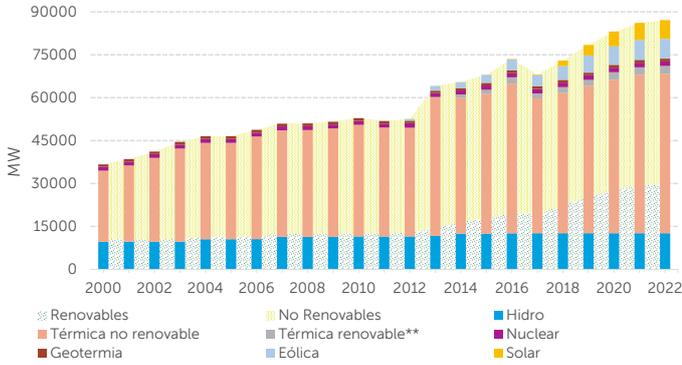
Oferta de gas natural



Oferta de carbón mineral

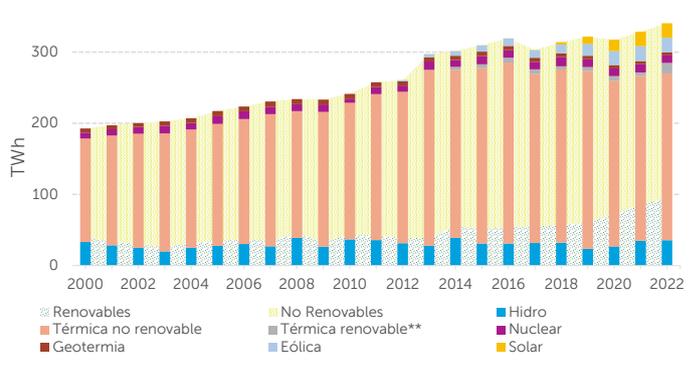


Capacidad instalada de generación eléctrica*



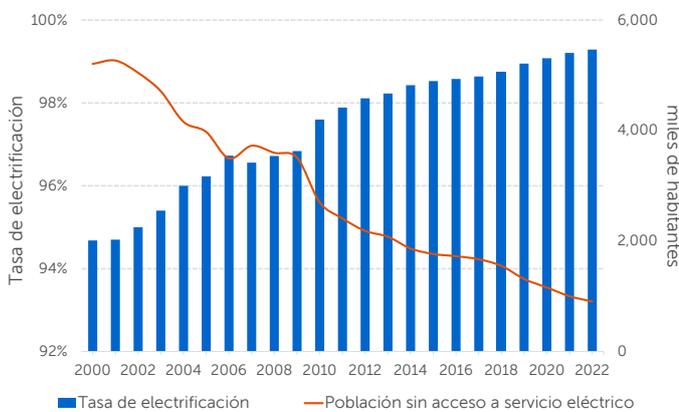
(**): Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bioenergía. (*) 2022: SENER, Informe PRODESEN 2023 - 2037
Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

Generación eléctrica*

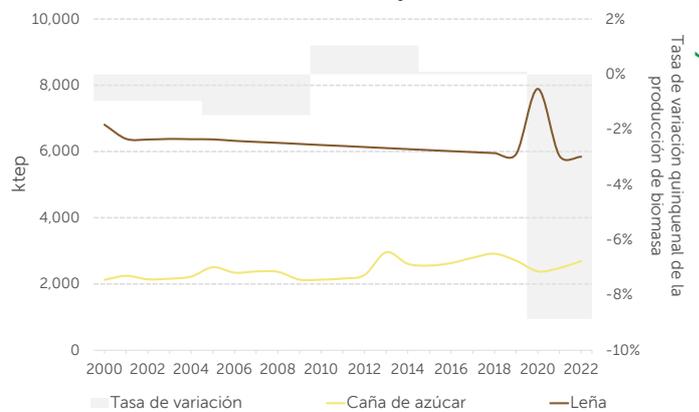


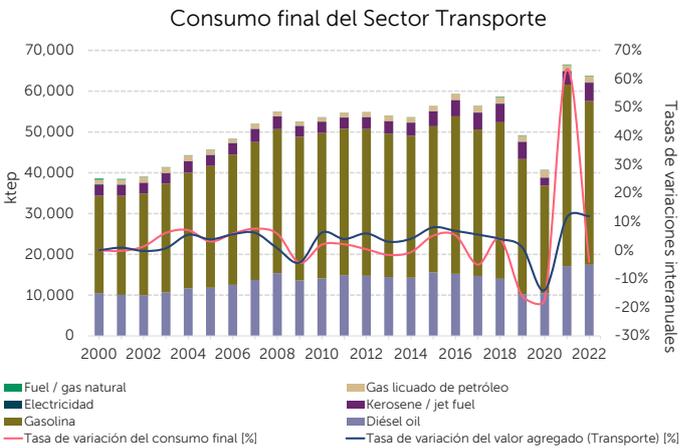
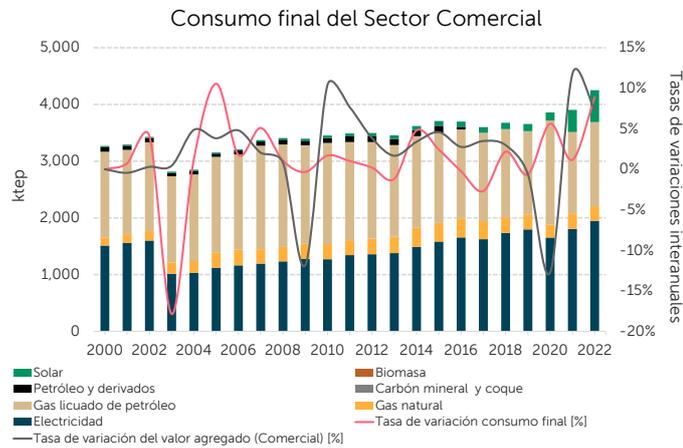
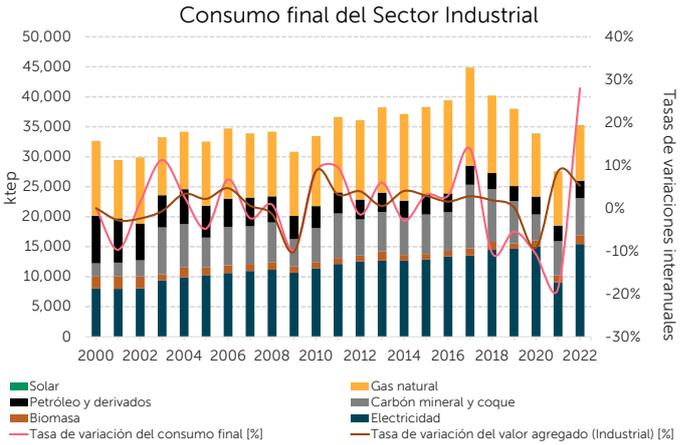
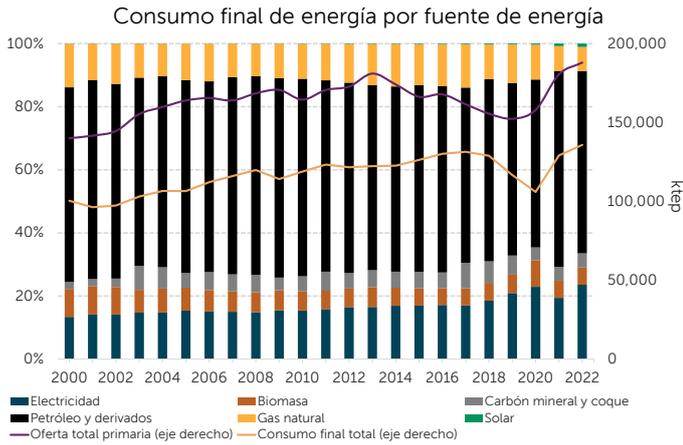
(**): Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bioenergía. (*) 2022: SENER, Informe PRODESEN 2023 - 2037
Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

Tasa de electrificación

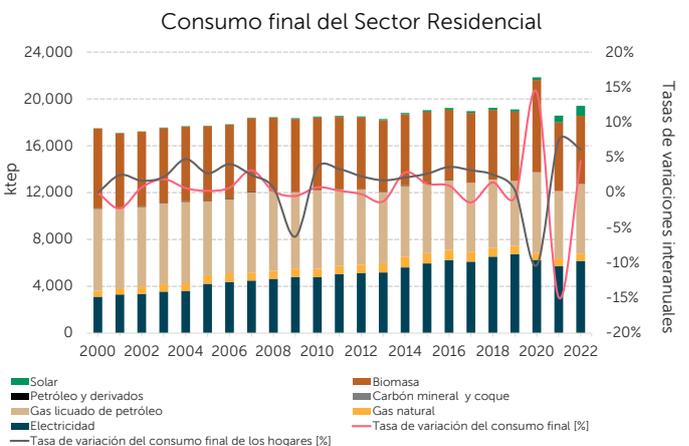
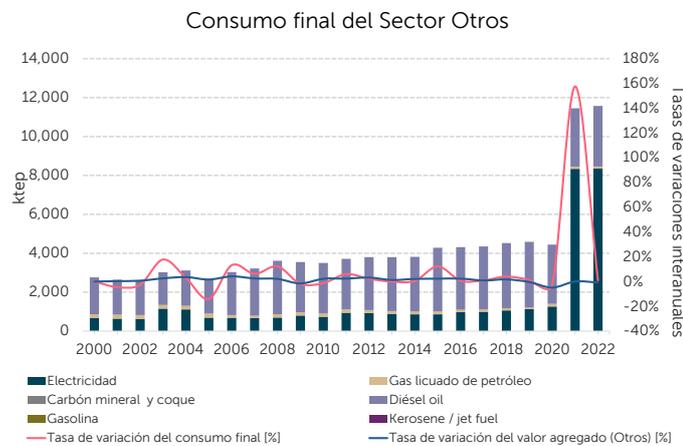


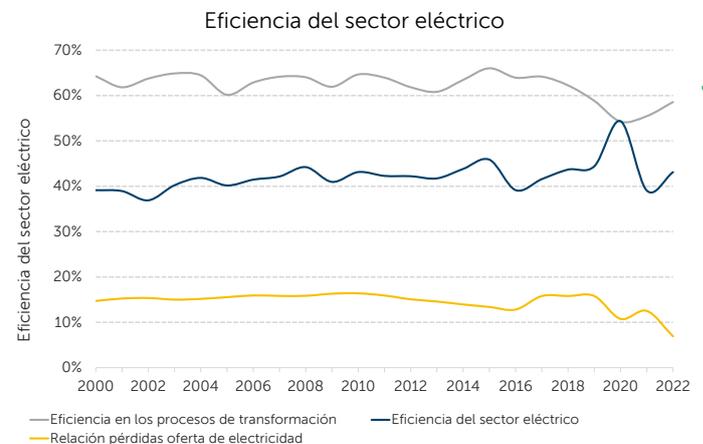
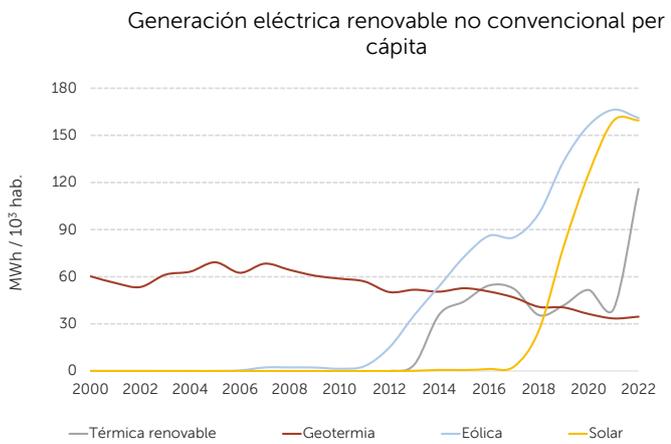
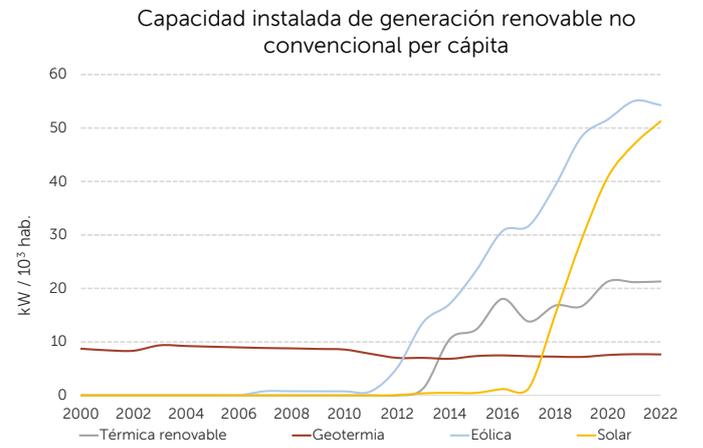
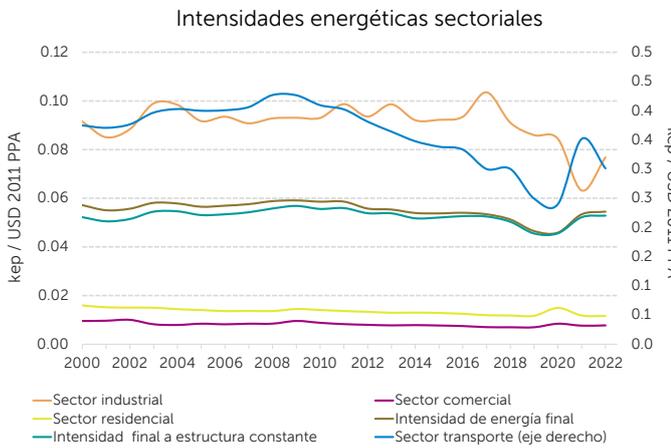
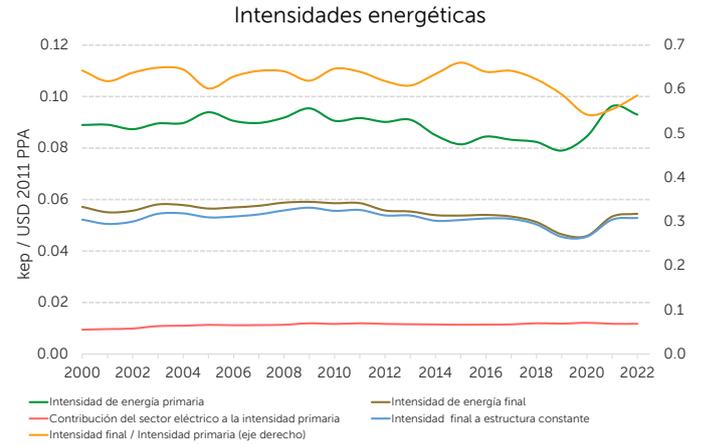
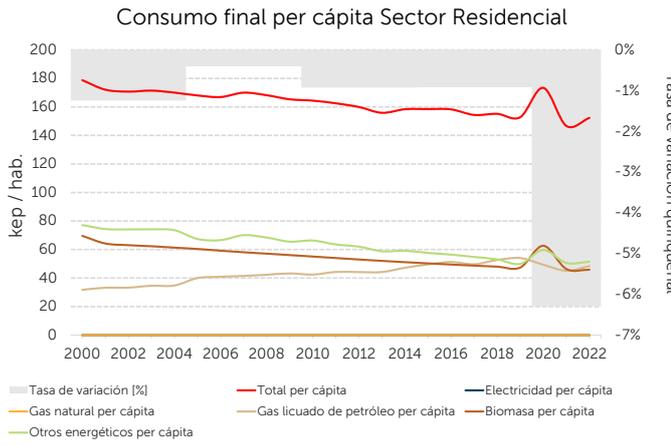
Producción de biomasa y biocombustibles

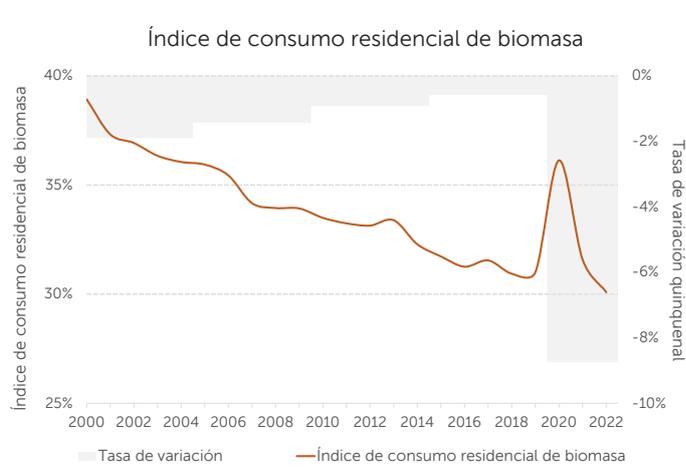
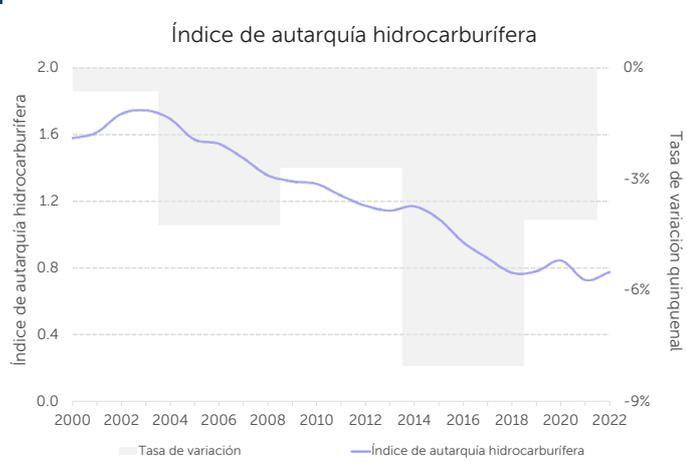
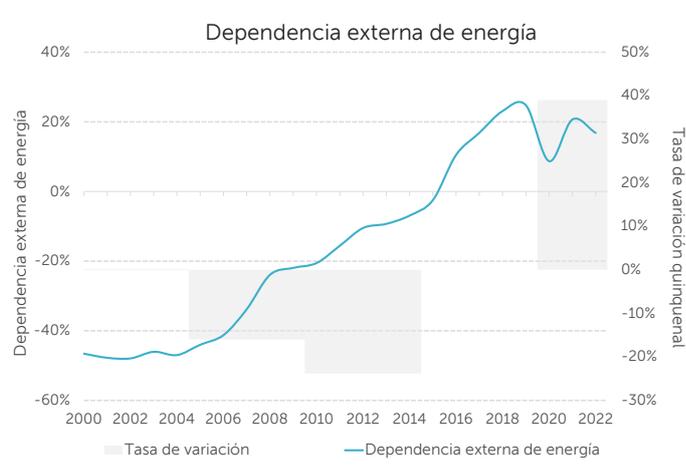
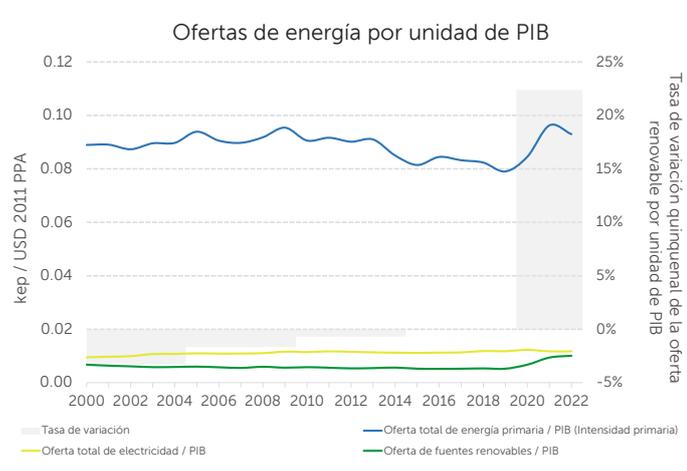
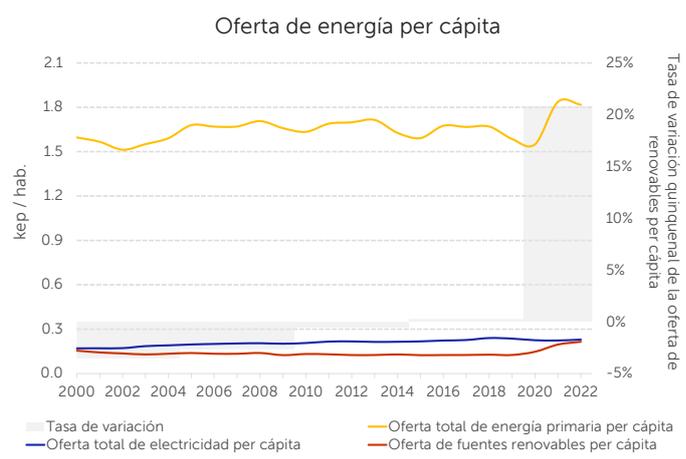
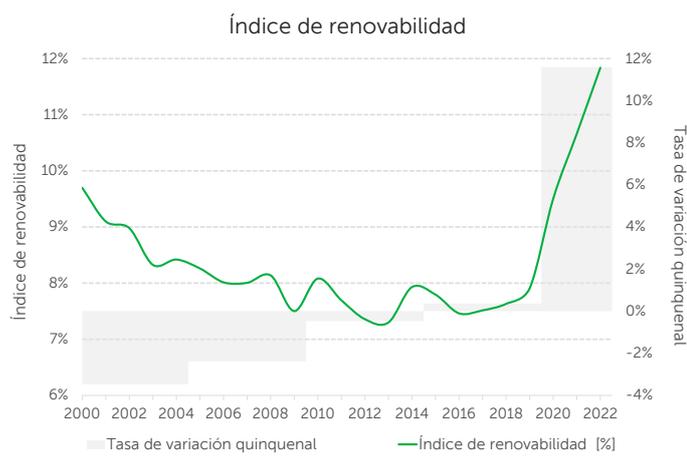


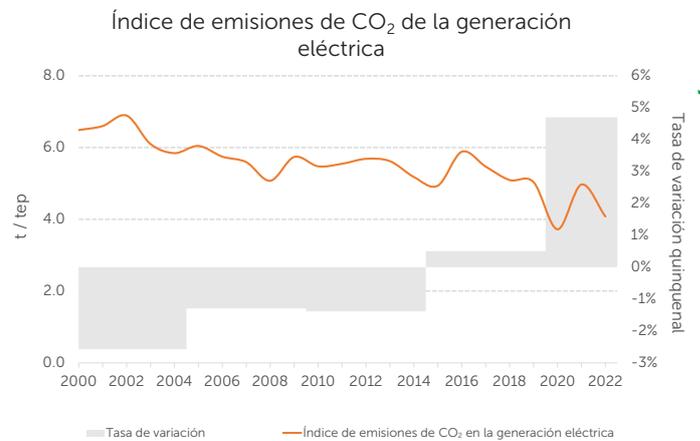
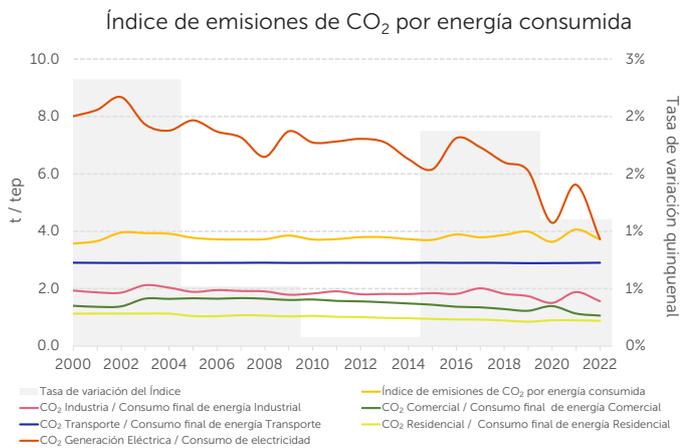
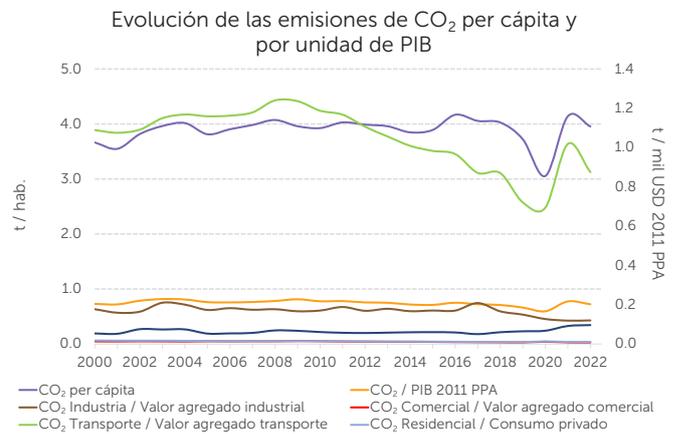
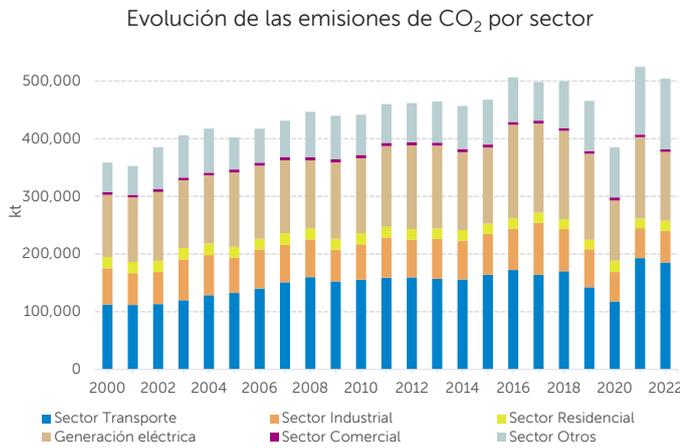
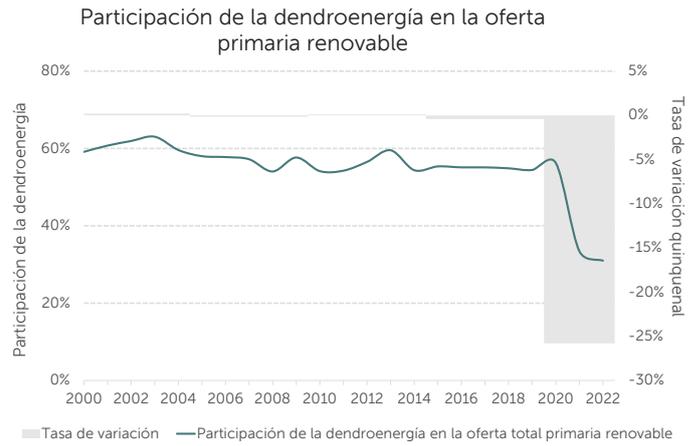
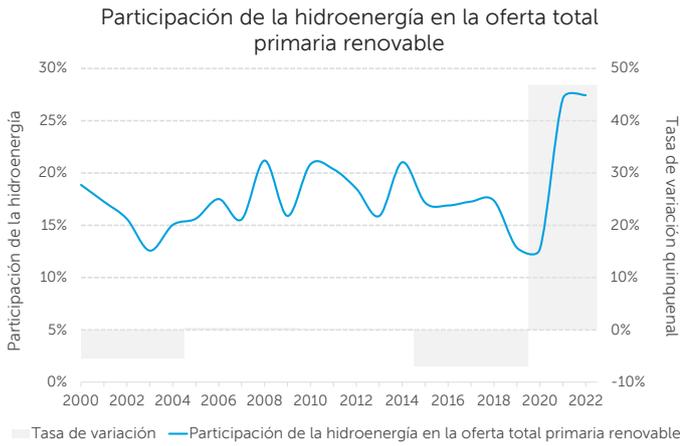


MÉXICO

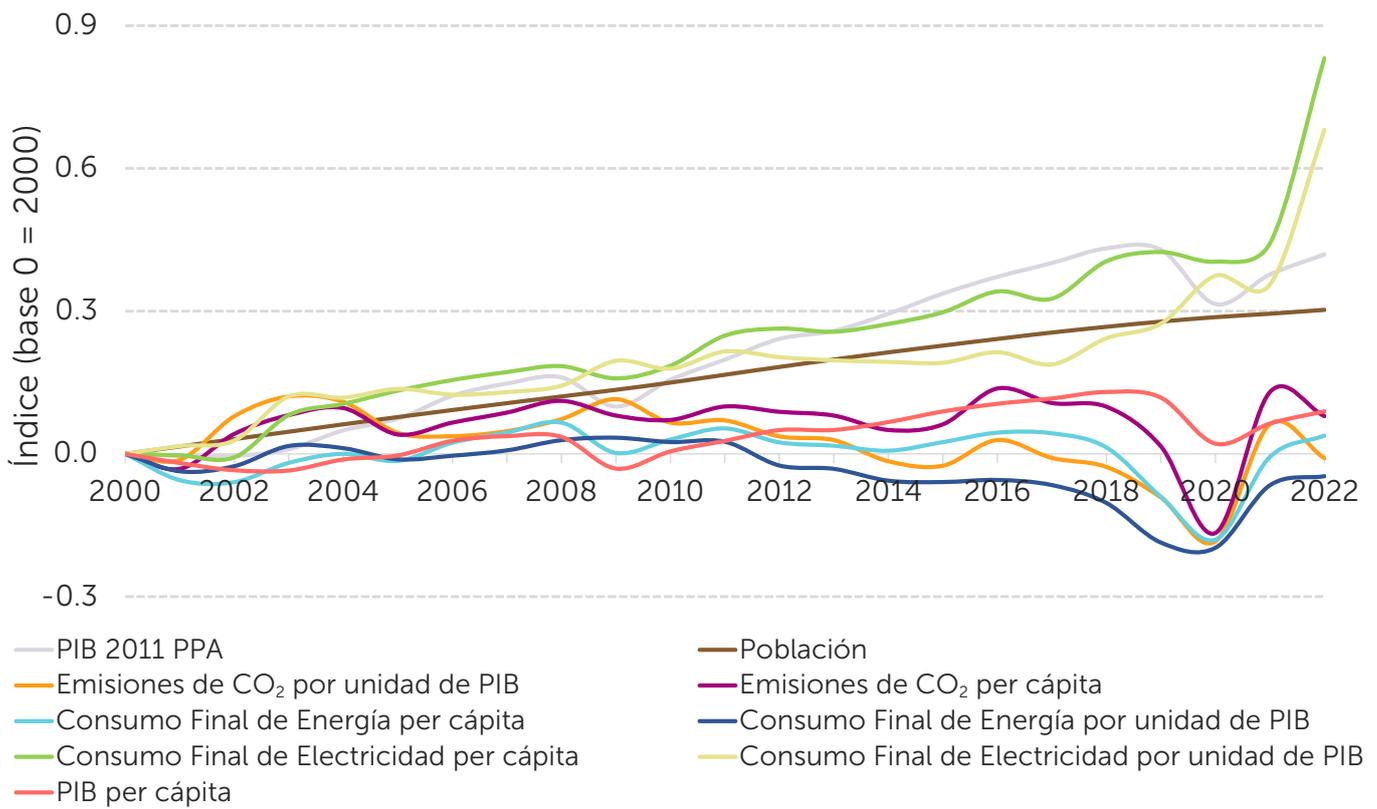








Resumen de los principales indicadores





NICARAGUA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	6,734 ¹
Superficie (km ²)	130,370
Densidad de población (hab. / km ²)	52
Población urbana (%)	59
PIB USD 2018 (MUSD)	14,228 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	40,456 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	6

Sector Energético 2022



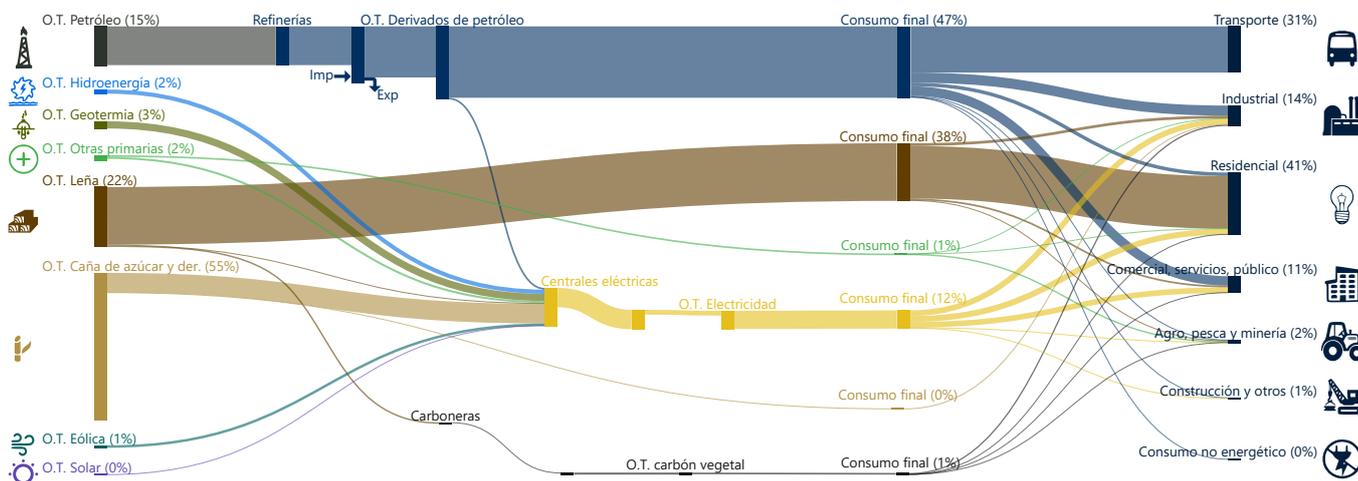
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

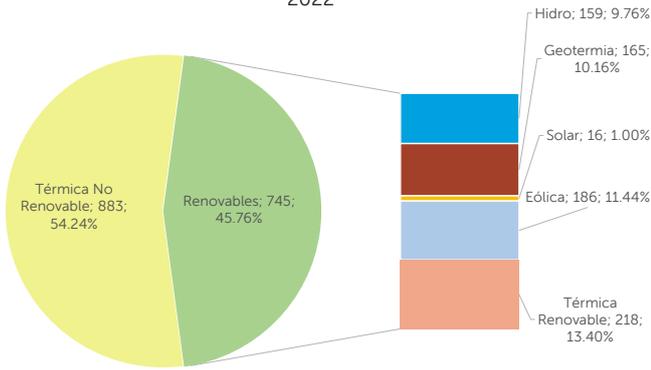
Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2022 presentados en esta publicación son preliminares y están sujetos a revisión por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
594	0.42	99.26	6.01	4.44	1.96	0.10	2.86	20	1.63	0.15 / 0.07	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

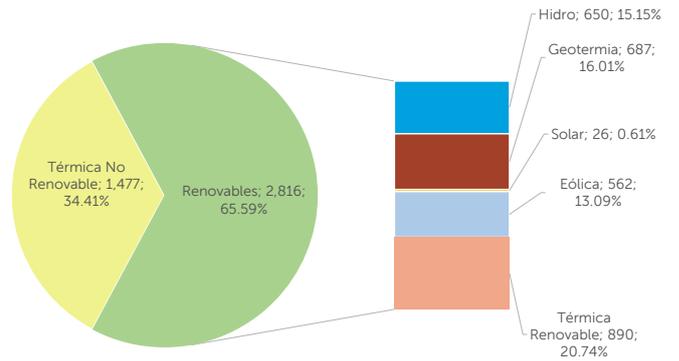
Balance energético resumido 2022



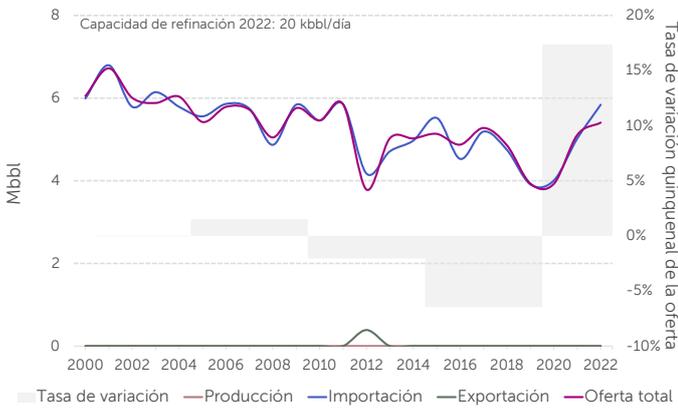
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



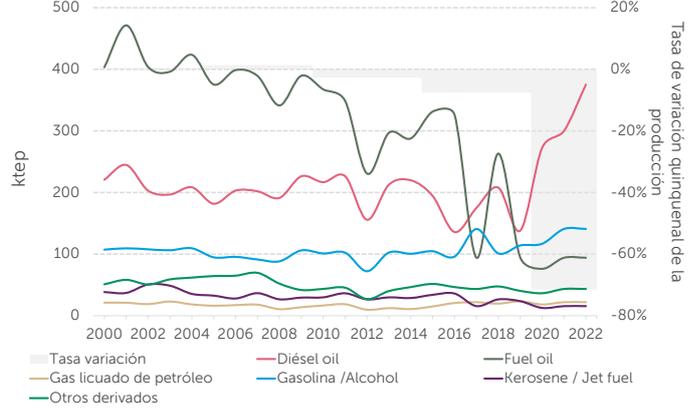
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Oferta de petróleo

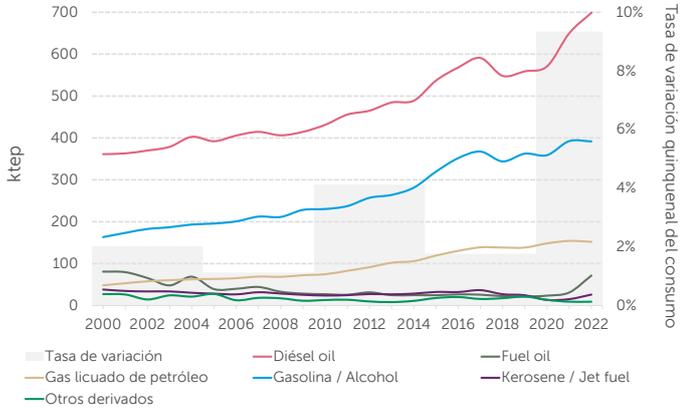


Producción derivados de petróleo

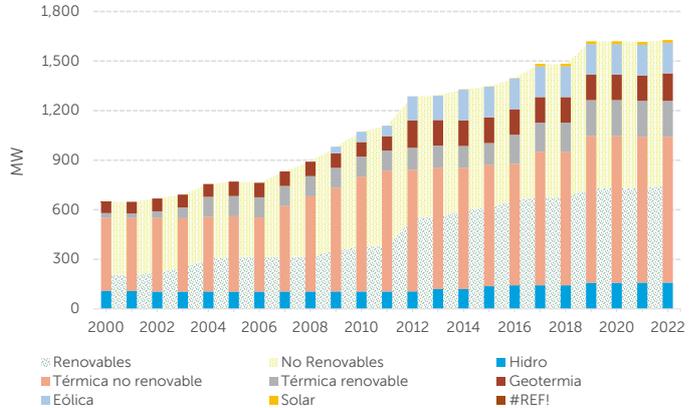


NICARAGUA

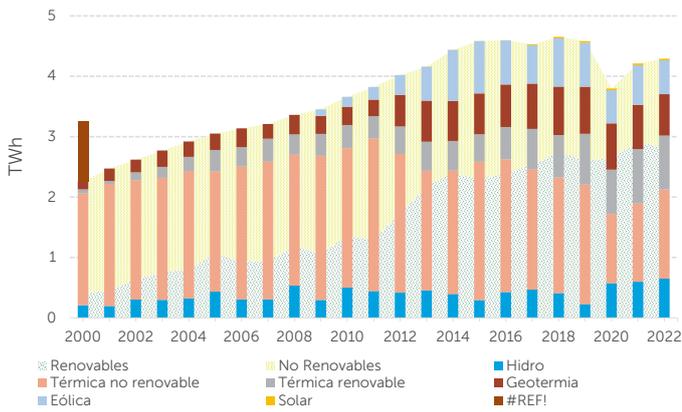
Consumo derivados de petróleo



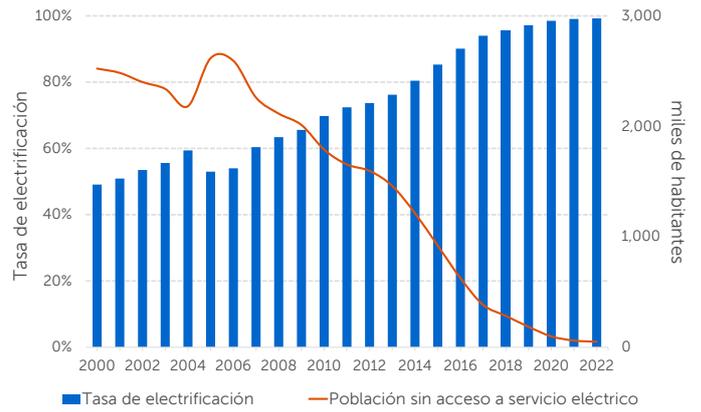
Capacidad instalada de generación eléctrica



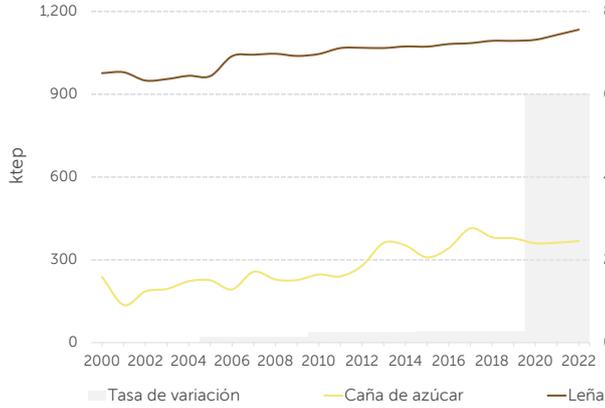
Generación eléctrica



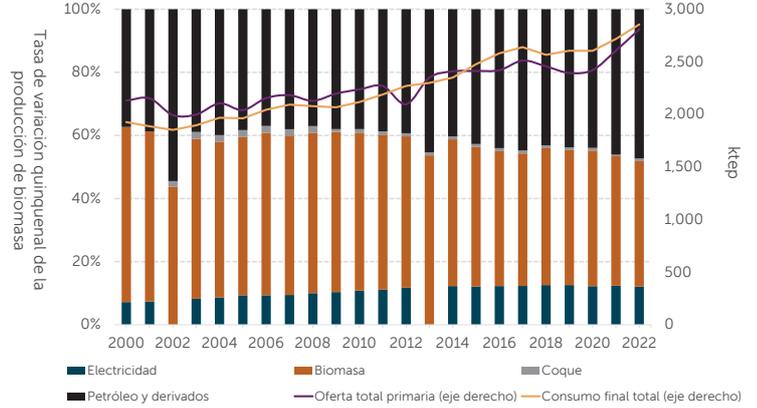
Tasa de electrificación



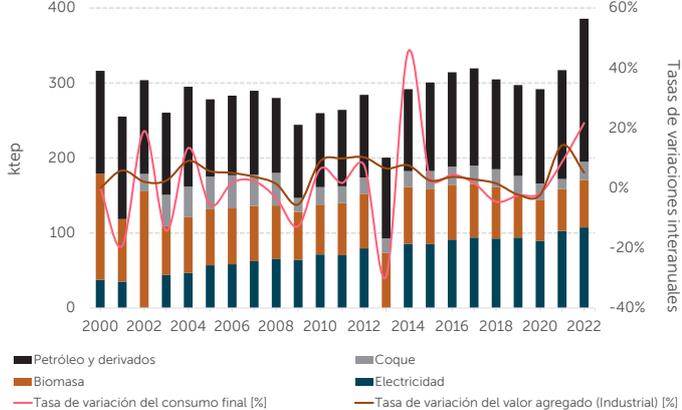
Producción de biomasa



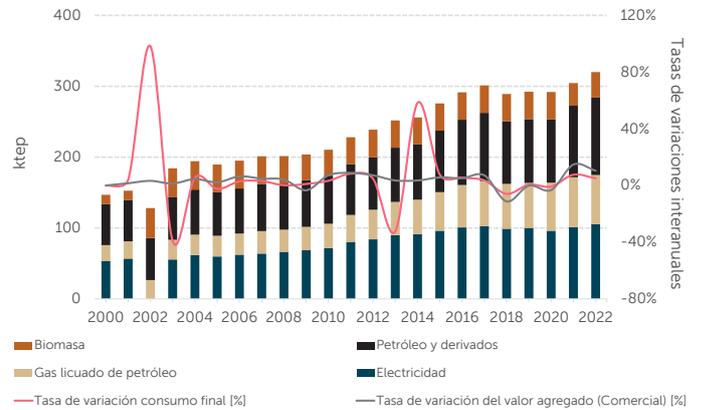
Consumo final de energía por fuente de energía



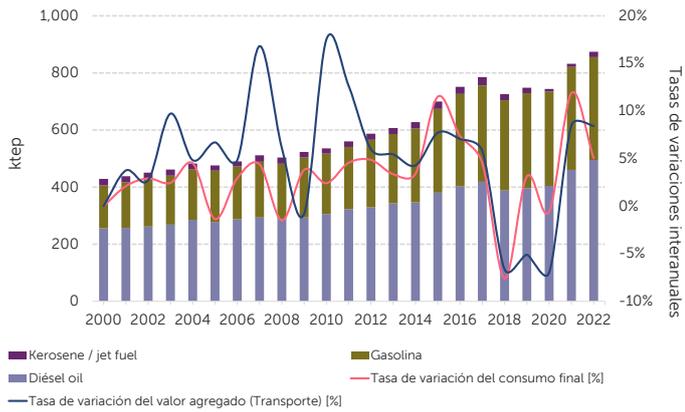
Consumo final del Sector Industrial



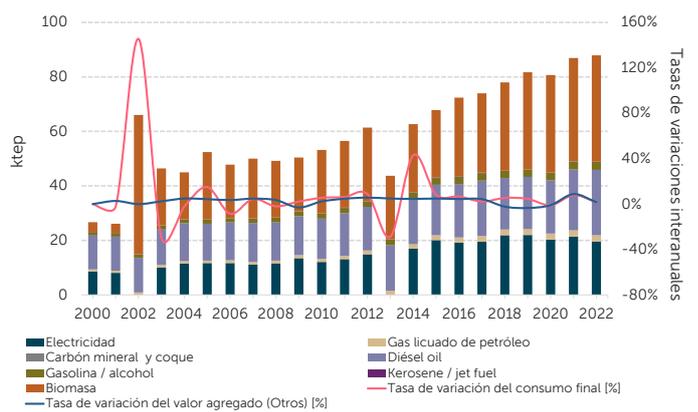
Consumo final del Sector Comercial



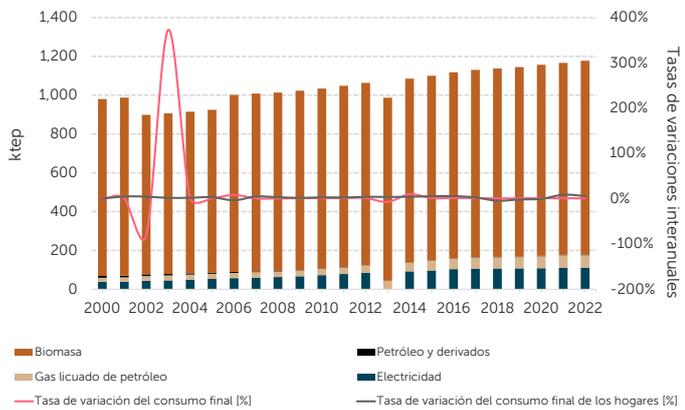
Consumo final del Sector Transporte



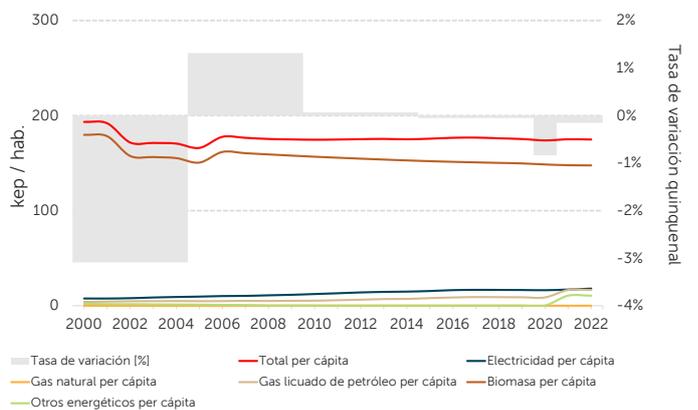
Consumo final del Sector Otros



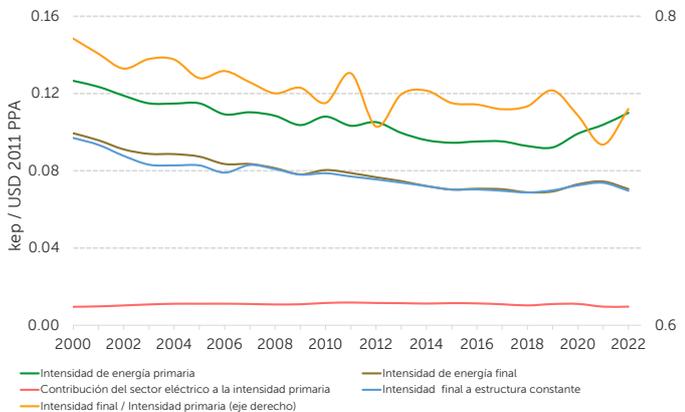
Consumo final del Sector Residencial



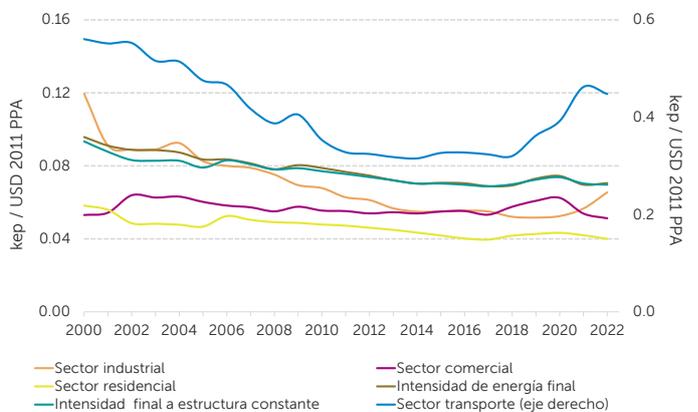
Consumo final per cápita Sector Residencial



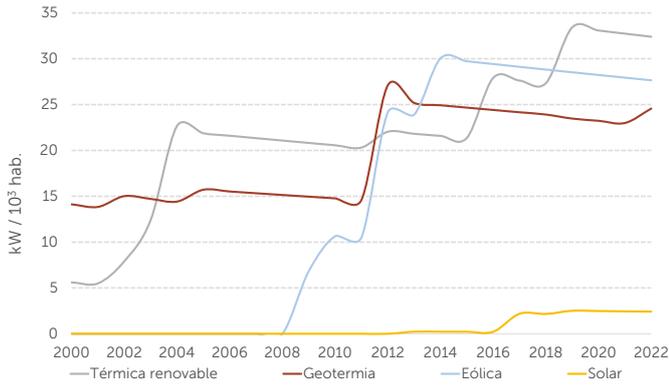
Intensidades energéticas



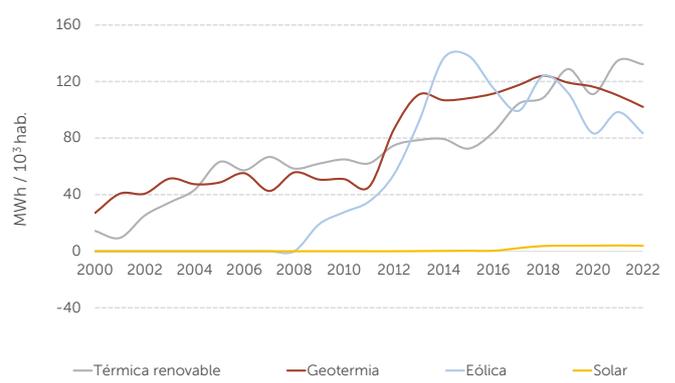
Intensidades energéticas sectoriales



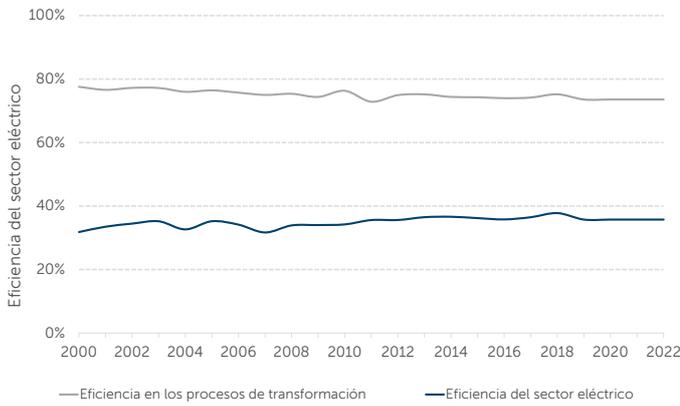
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



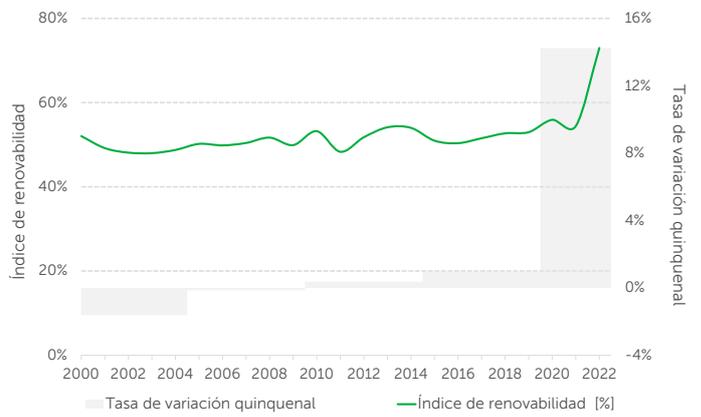
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



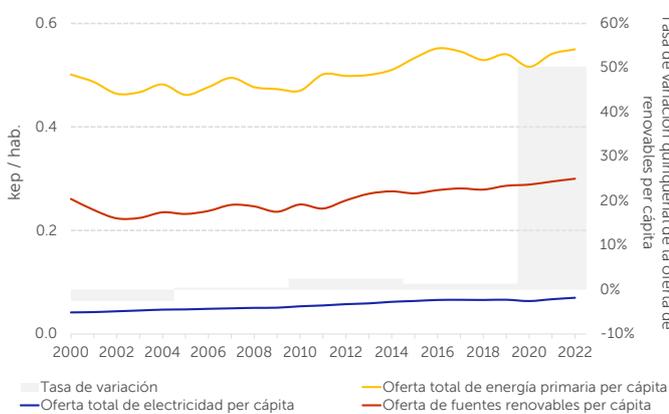
Eficiencia del sector eléctrico



Índice de renovabilidad

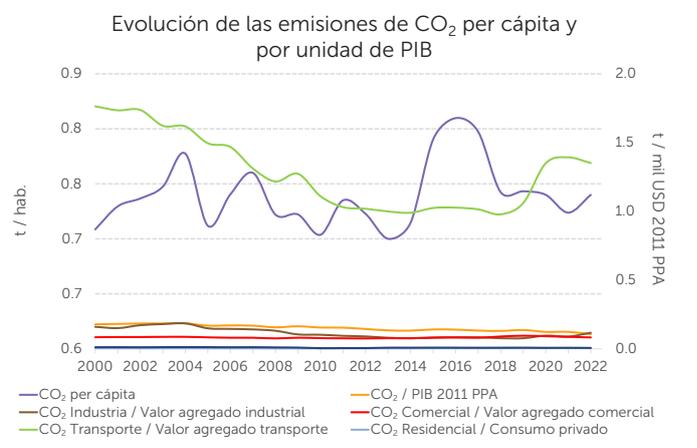
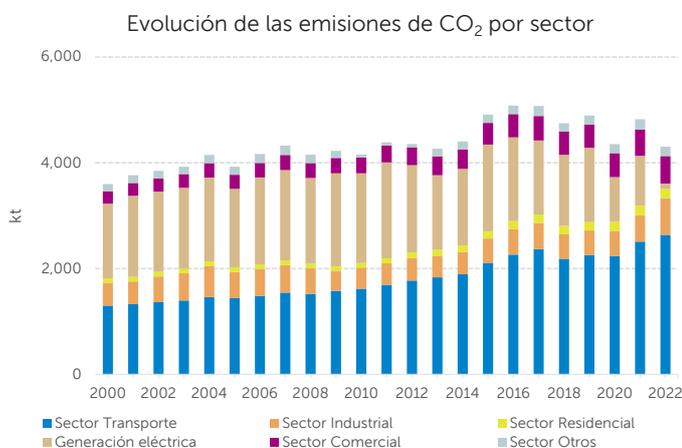
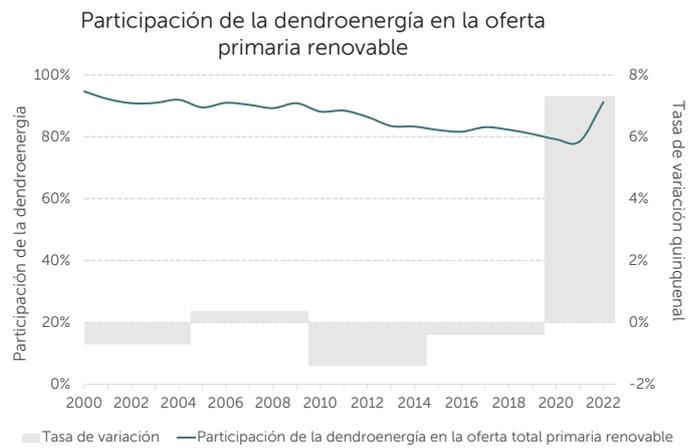
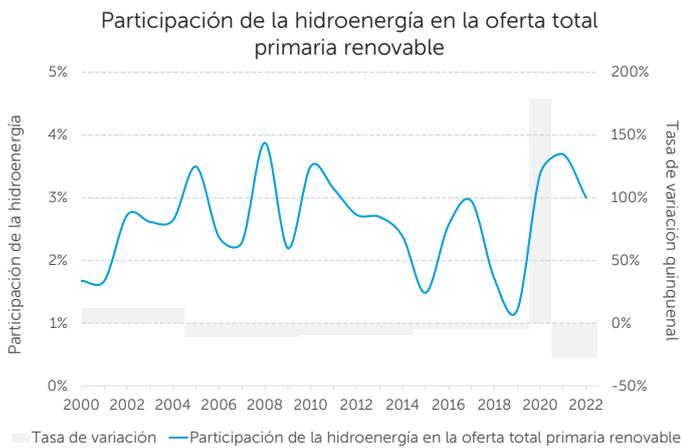
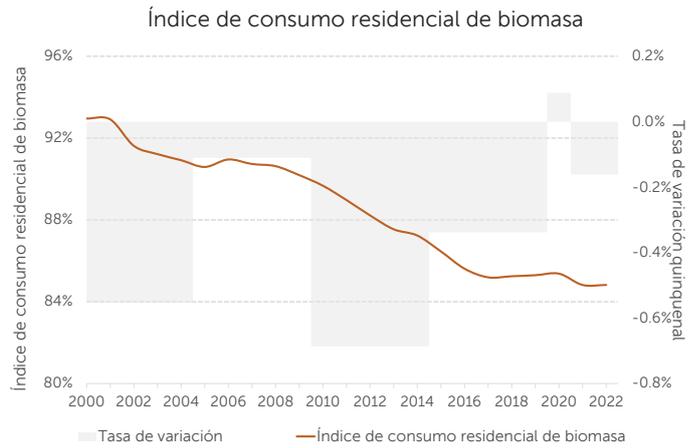
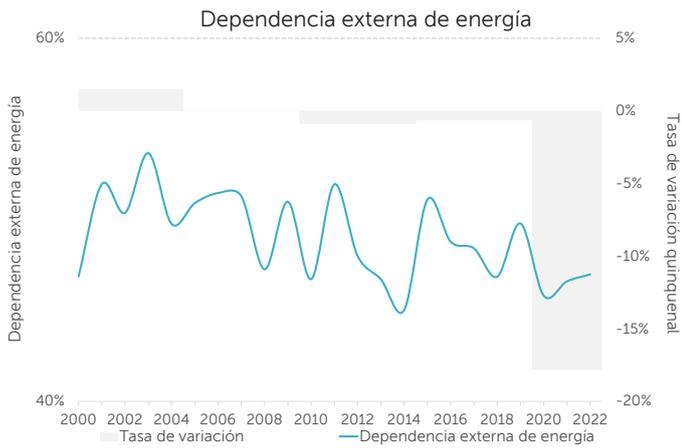


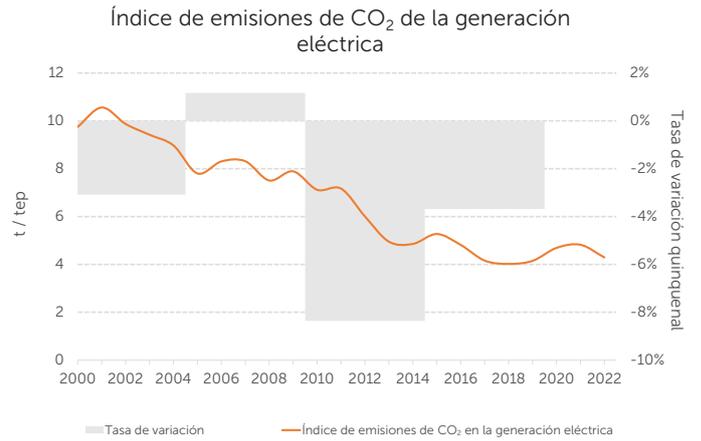
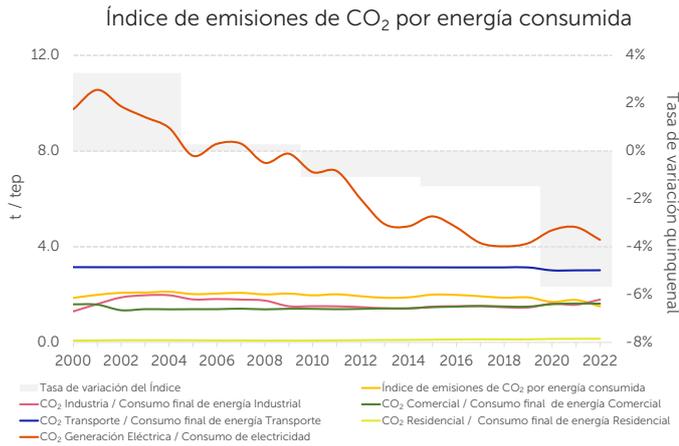
Oferta de energía per cápita



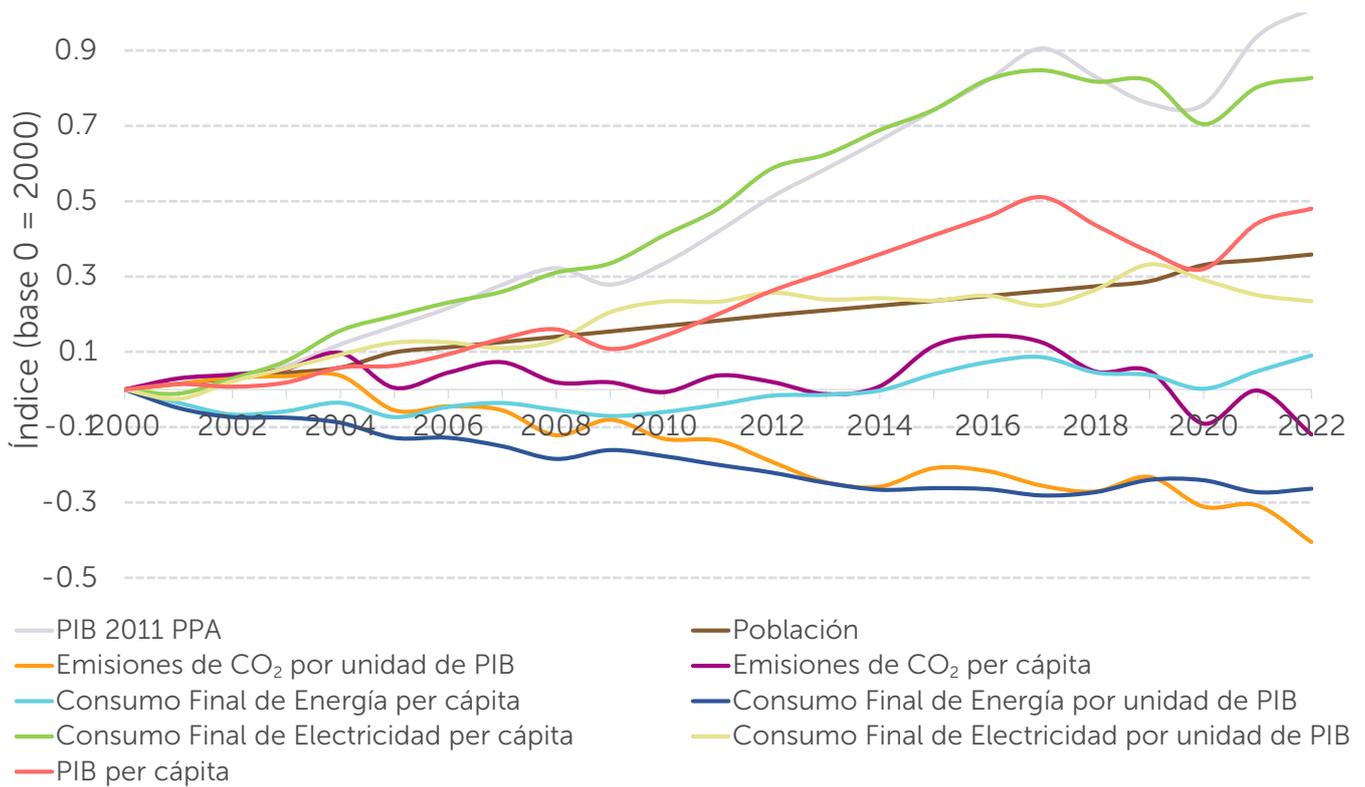
Ofertas de energía por unidad de PIB







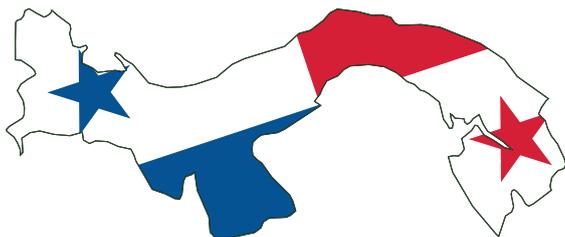
Resumen de los principales indicadores





PANAMÁ

Datos Generales 2022



Población (mil hab.)	4,395
Superficie (km ²)	75,420
Densidad de población (hab. / km ²)	58
Población urbana (%)	69
PIB USD 2018 (MUSD)	73,449 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	146,658 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	33

Sector Energético 2022

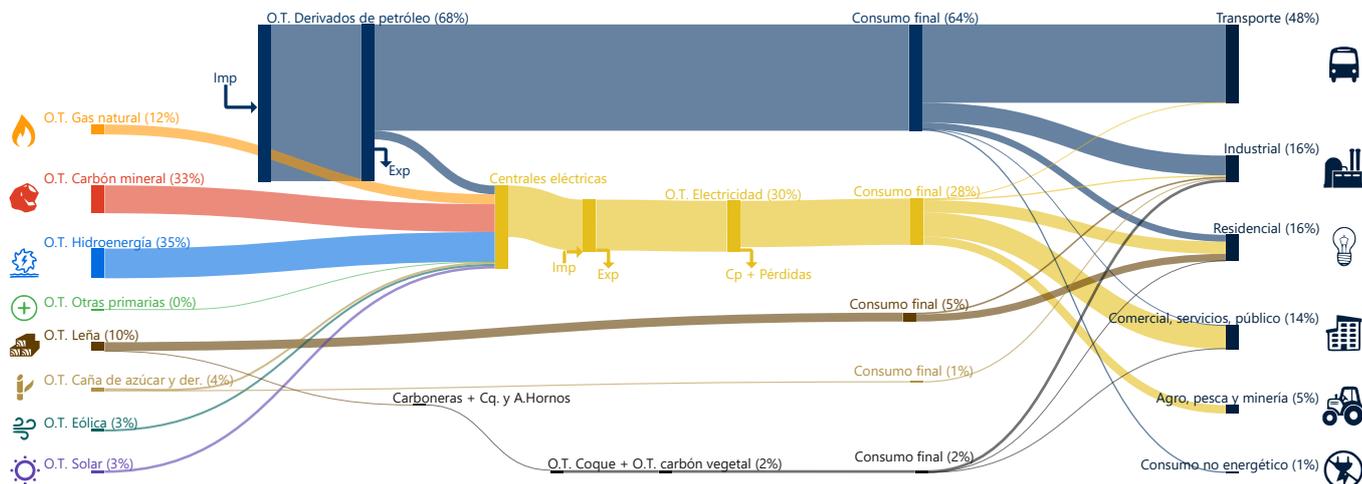


¹ CEPAL.

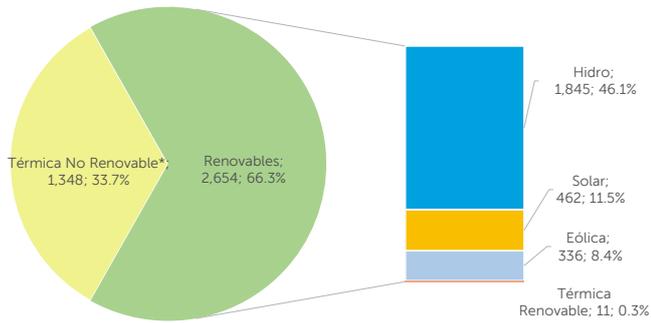
² Banco Mundial.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,879	0.88	95.20	4.74	1.10	4.74	0.04	3.89	n.a.	4.00	0.03 / 0.03
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2022

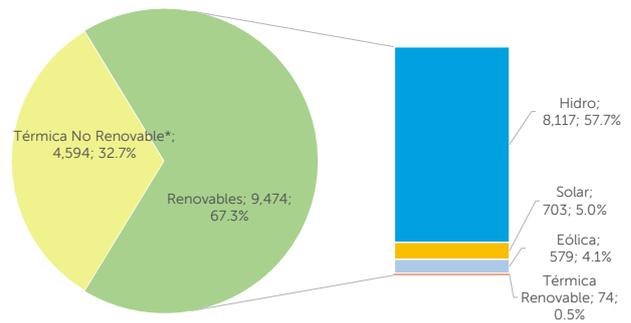


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



(*): incluye capacidad de generación eléctrica con derivados de petróleo, gas natural y carbón mineral

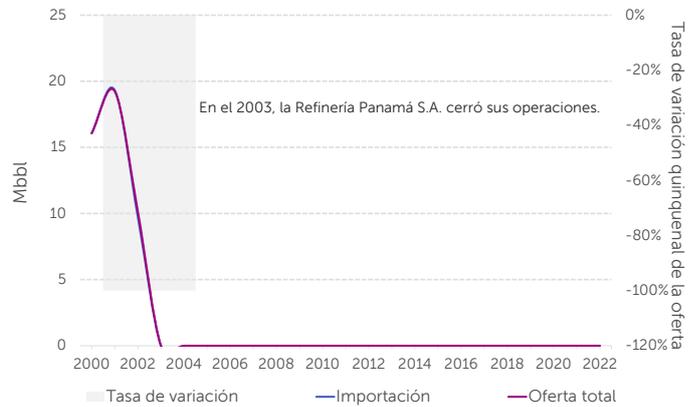
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



(*): incluye generación con derivados de petróleo, gas natural y carbón mineral

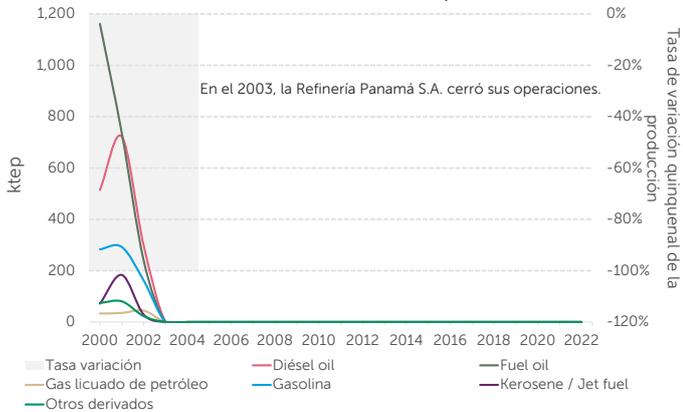
En el contexto de los avances de la Transición Energética Nacional, en septiembre de 2022 Panamá alcanzó un nuevo récord con un 97 % en generación de energía eléctrica limpia. Según reporte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), un 91.09 % provino de fuentes hidráulicas, el 5.82 % se generó a partir de fuentes fotovoltaicas y eólicas.

Oferta de petróleo

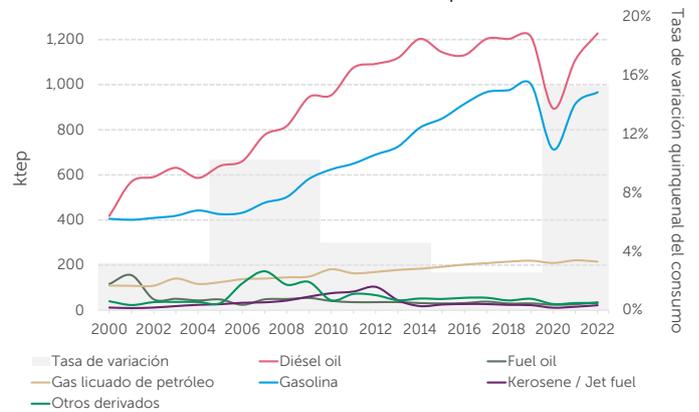


PANAMÁ

Producción derivados de petróleo

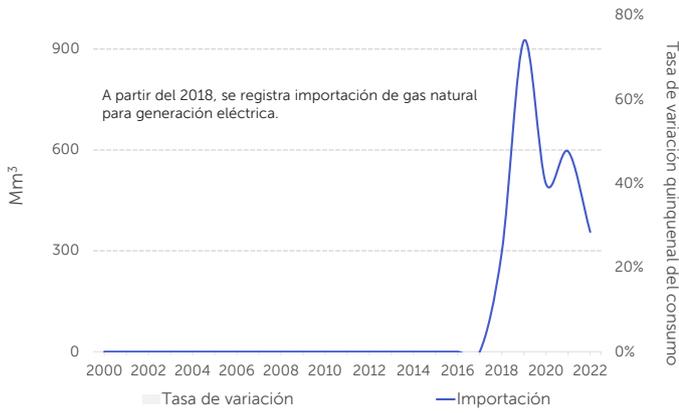


Consumo derivados de petróleo

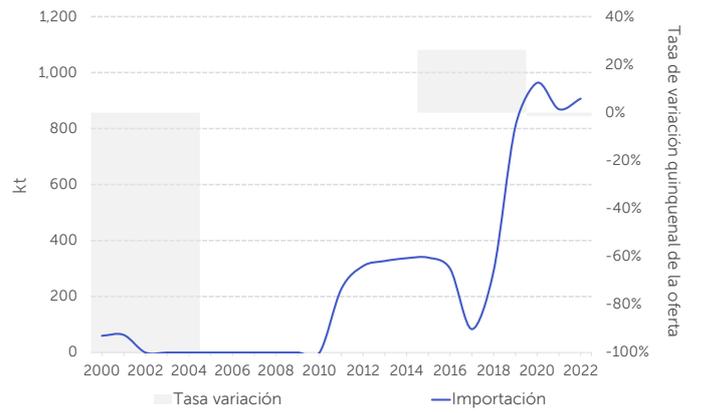




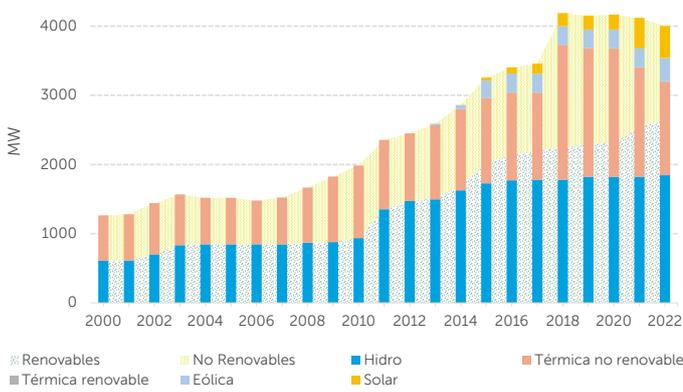
Oferta de gas natural



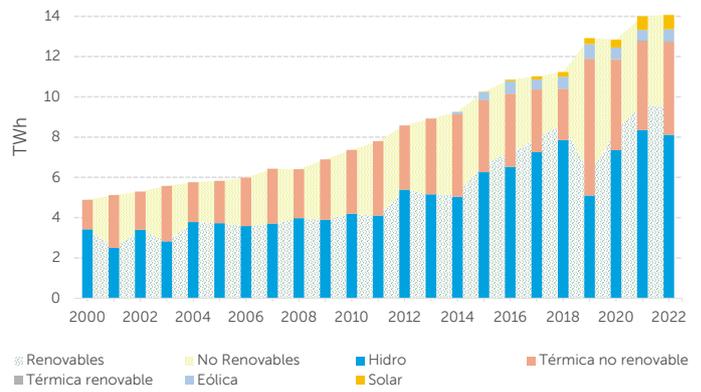
Oferta de carbón mineral



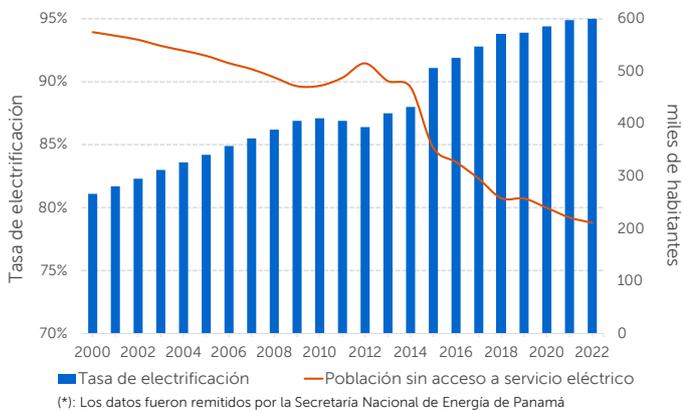
Capacidad instalada de generación eléctrica



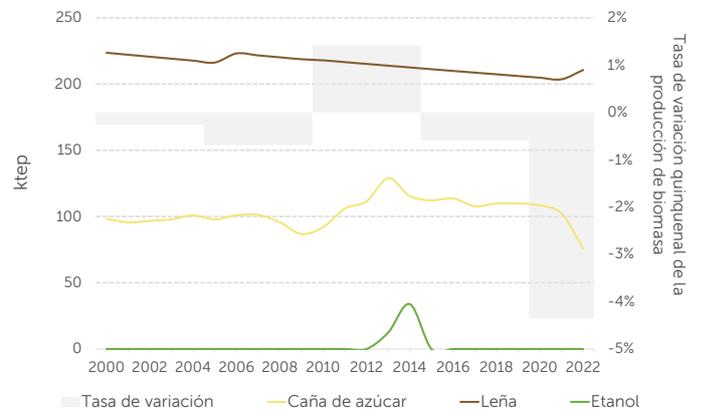
Generación eléctrica



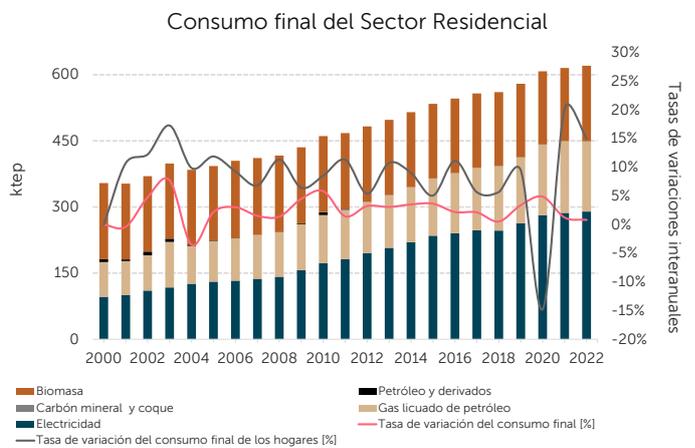
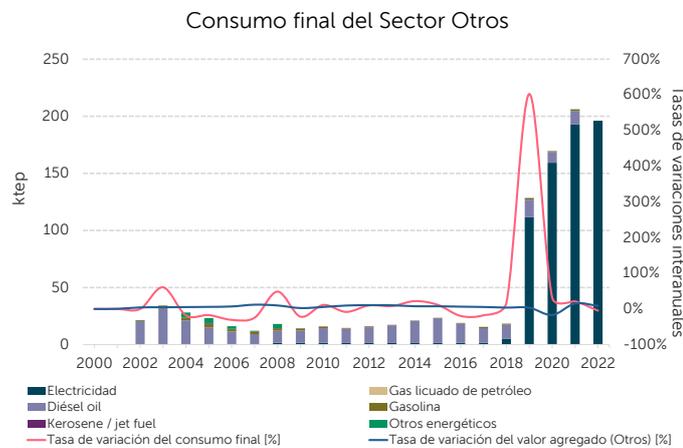
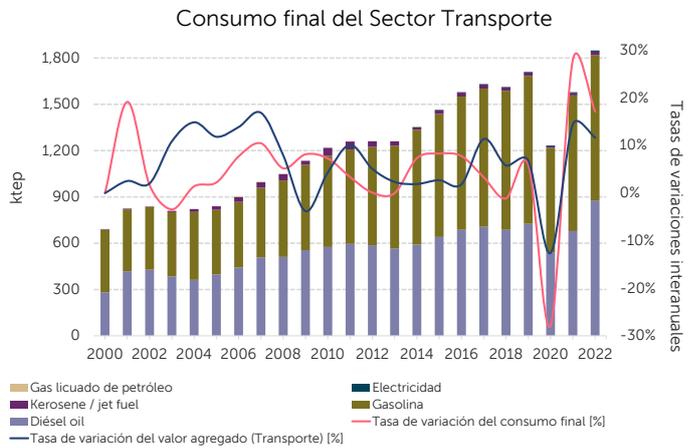
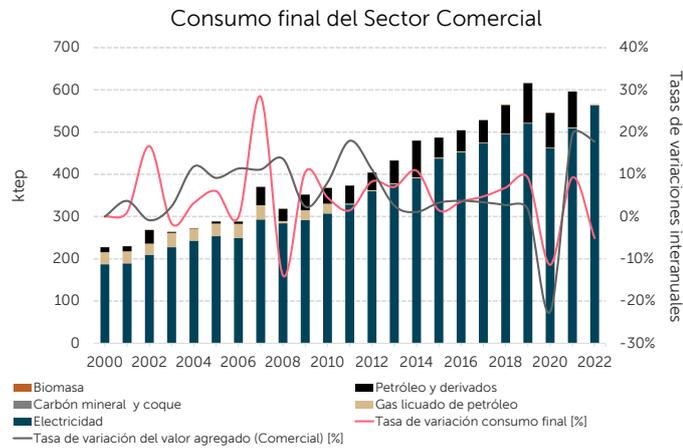
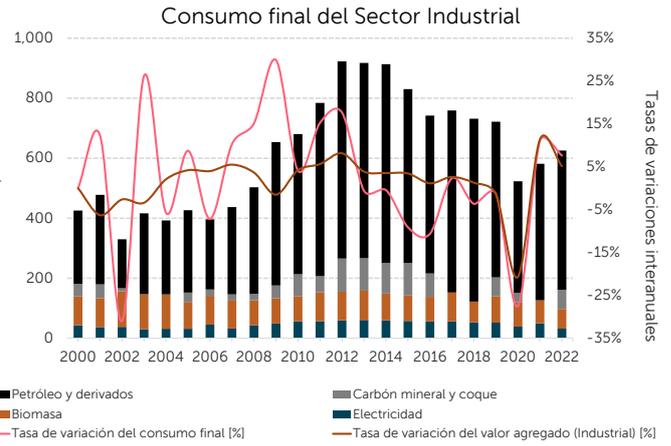
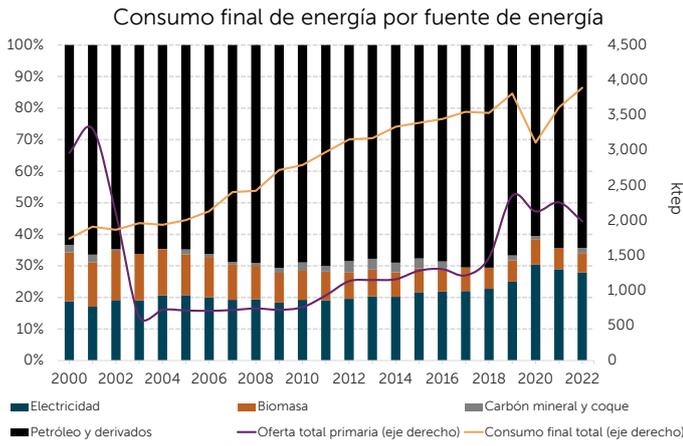
Tasa de electrificación*



Producción de biomasa y biocombustibles

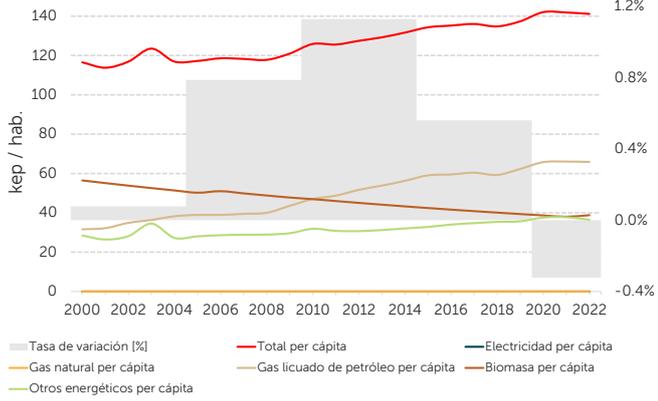


PANAMÁ

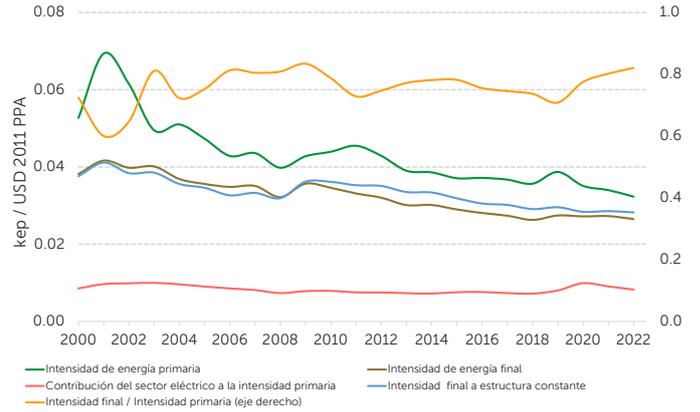




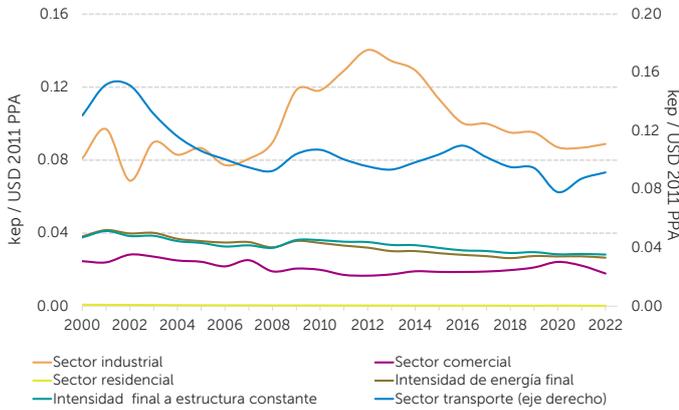
Consumo final per cápita Sector Residencial



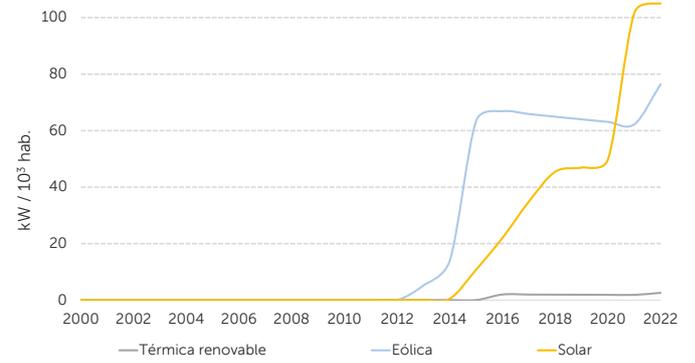
Intensidades energéticas



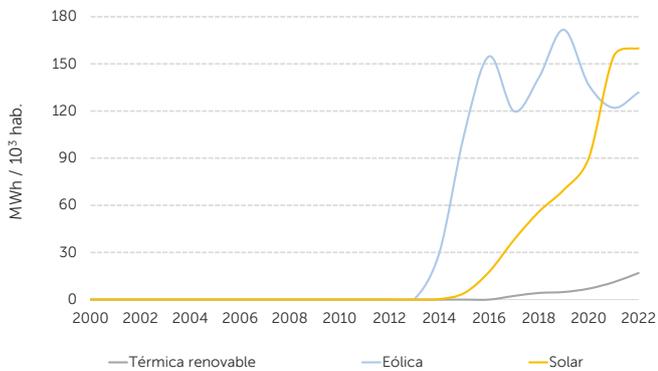
Intensidades energéticas sectoriales



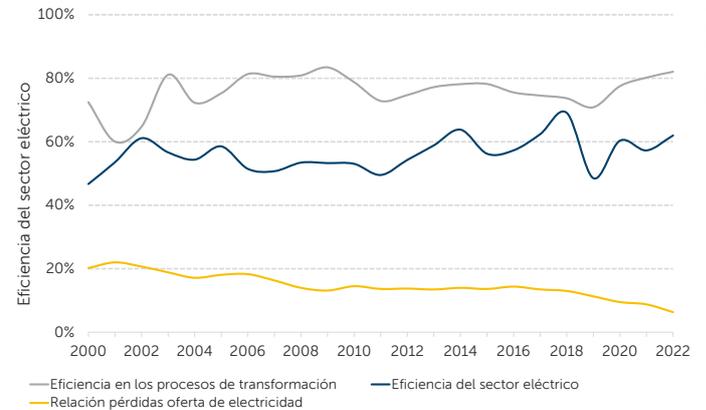
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



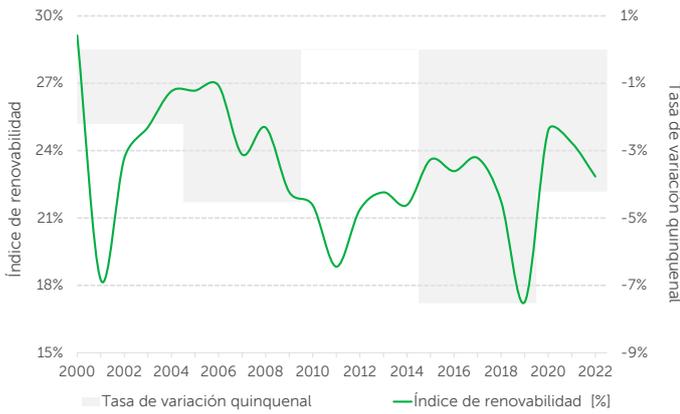
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



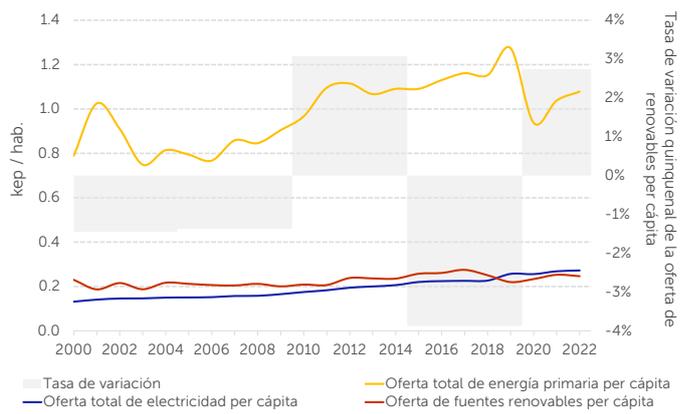
Eficiencia del sector eléctrico



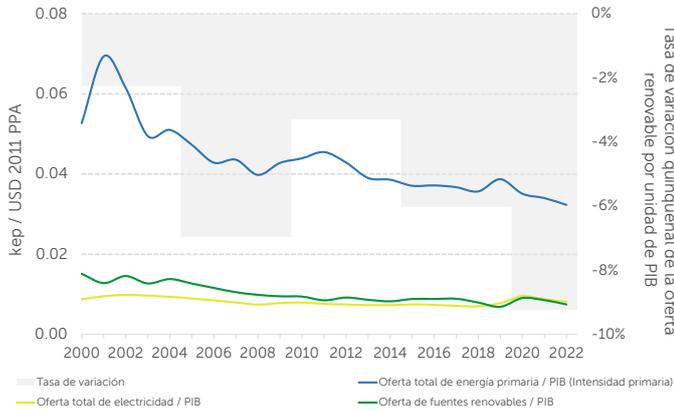
Índice de renovabilidad



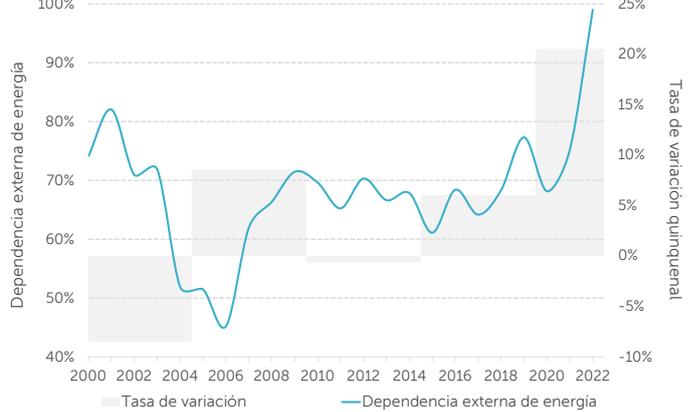
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía



Las metas de la ENHIVE de Panamá buscan facilitar la implementación de un mercado de H2V y derivados que acelere la descarbonización local, sí como la reactivación económica de forma sostenible, justa e inclusiva en el territorio nacional; y además convertirse en un habilitador de creación de oferta y demanda para la descarbonización del comercio de bienes y servicios en el sector marítimo, aviación y transporte terrestre.

Al 2030

- El 5 % de la oferta de bunkering en Panamá provenga de H2V y /o sus derivados.
- Producir 500,000.00 toneladas de H2V y/o Derivados localmente.

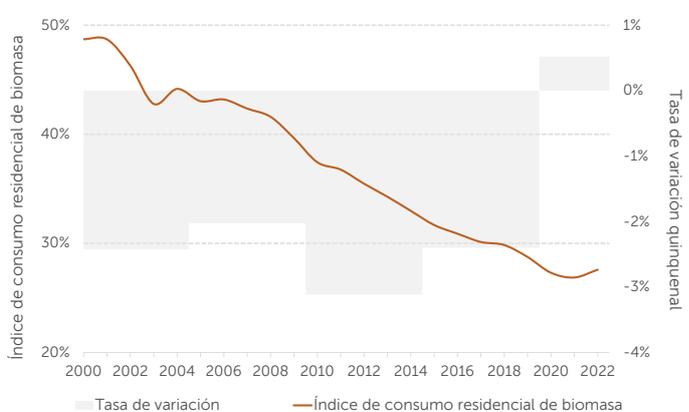
Al 2040

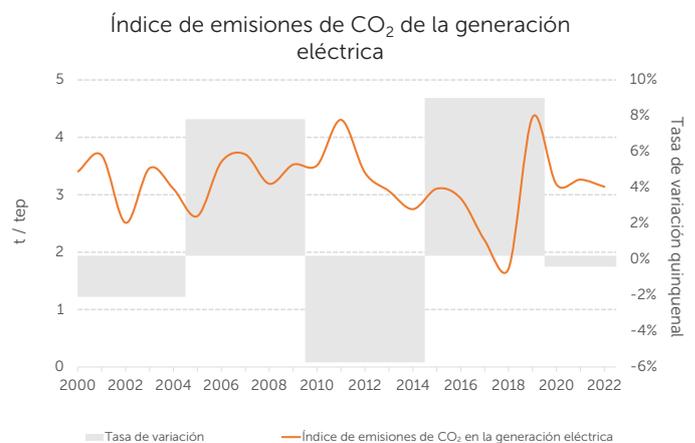
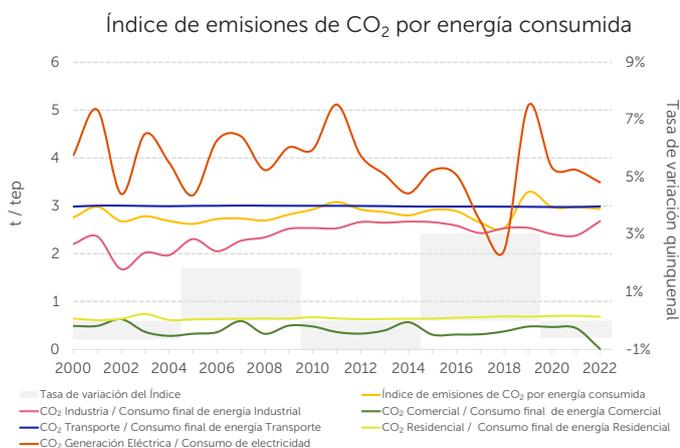
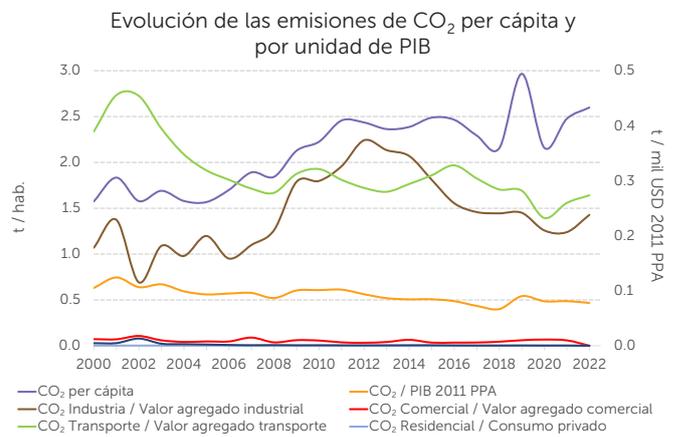
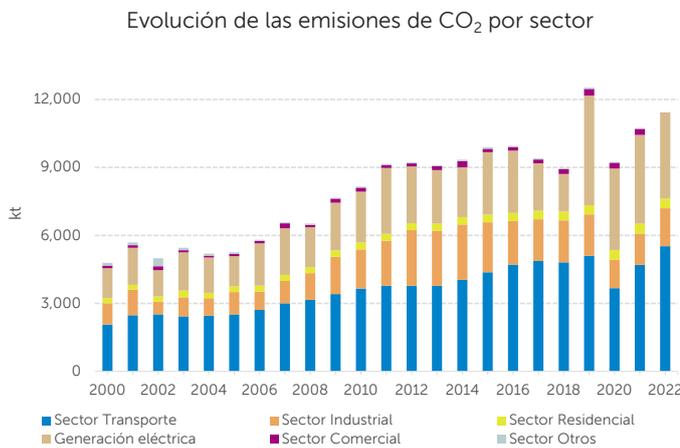
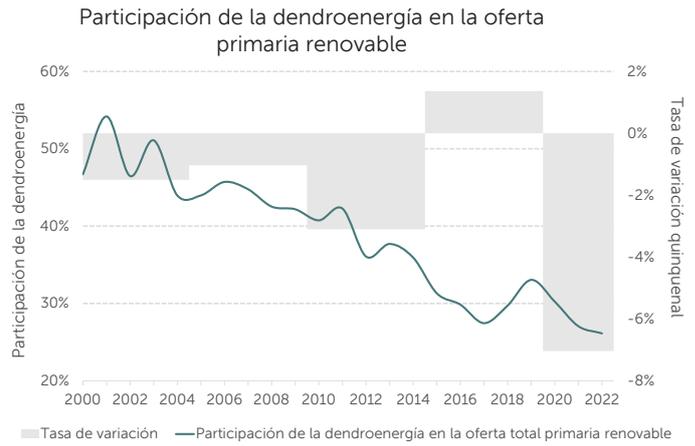
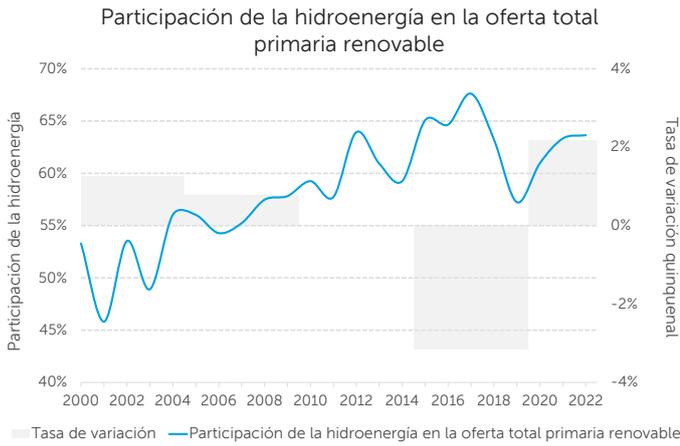
- El 30 % de la oferta de bunkering en Panamá provenga de H2V y /o sus derivados.
- Producir 2,000,000.00 toneladas de H2V y/o Derivados localmente.
- El 20 % de los vehículos de transporte de carga pesada y maquinaria deberá utilizar como energético para su funcionamiento H2V y /o sus derivados.

Al 2050

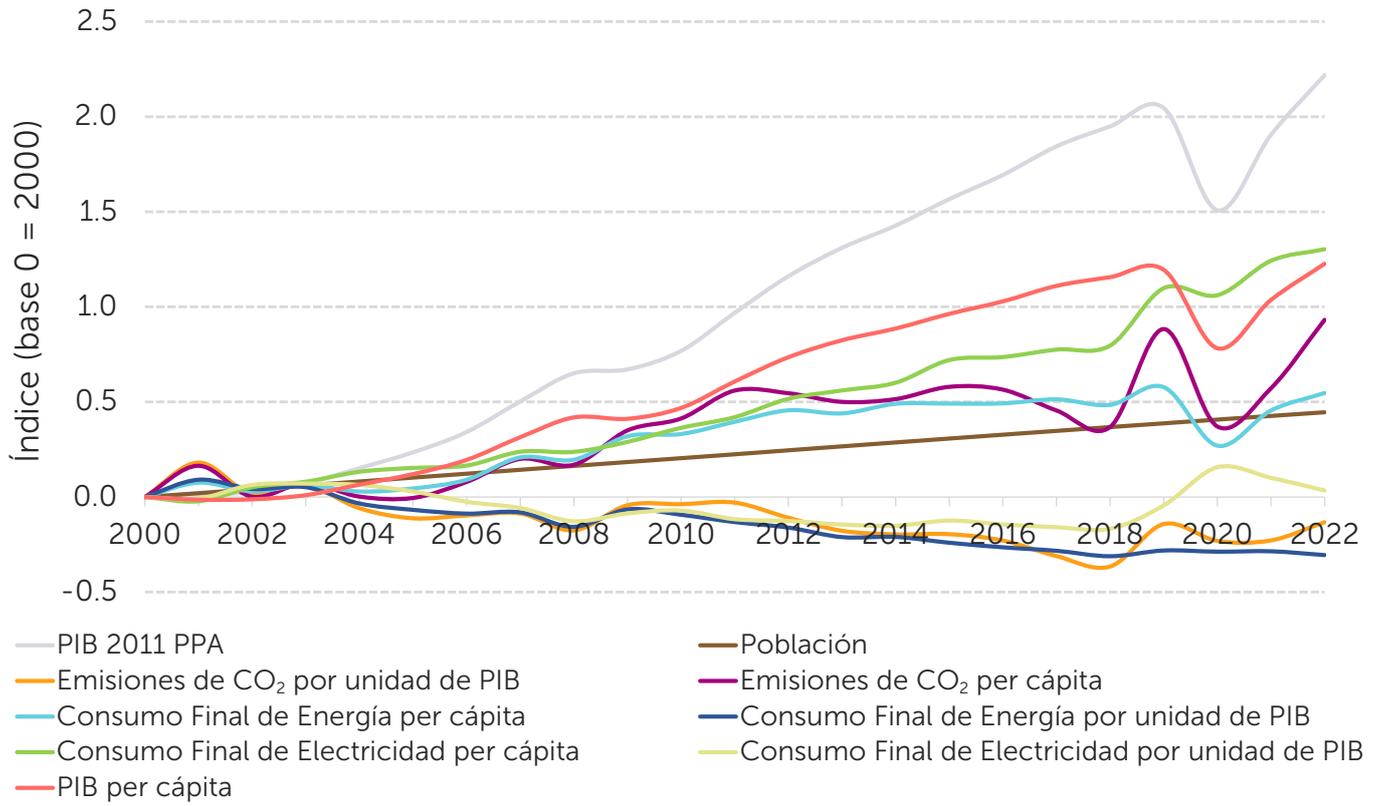
- El 40 % de la oferta de bunkering en Panamá provenga de H2V y /o sus derivados.
- Que la oferta de energéticos para la aviación provenga en un 30 % H2V, sus derivados y o SAF.
- El 30 % de los vehículos de transporte de carga pesada y maquinaria deberá utilizar como energético para su funcionamiento H2V y /o sus derivados.

Índice de consumo residencial de biomasa





Resumen de los principales indicadores





PARAGUAY

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	7,454 ¹
Superficie (km ²)	406,752
Densidad de población (hab. / km ²)	18
Población urbana (%)	63
PIB USD 2018 (MUSD)	41,377 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	91,753 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	12

Sector Energético 2022



¹ Instituto Nacional de Estadística (INE).

² CEPAL.

³ Banco Mundial.

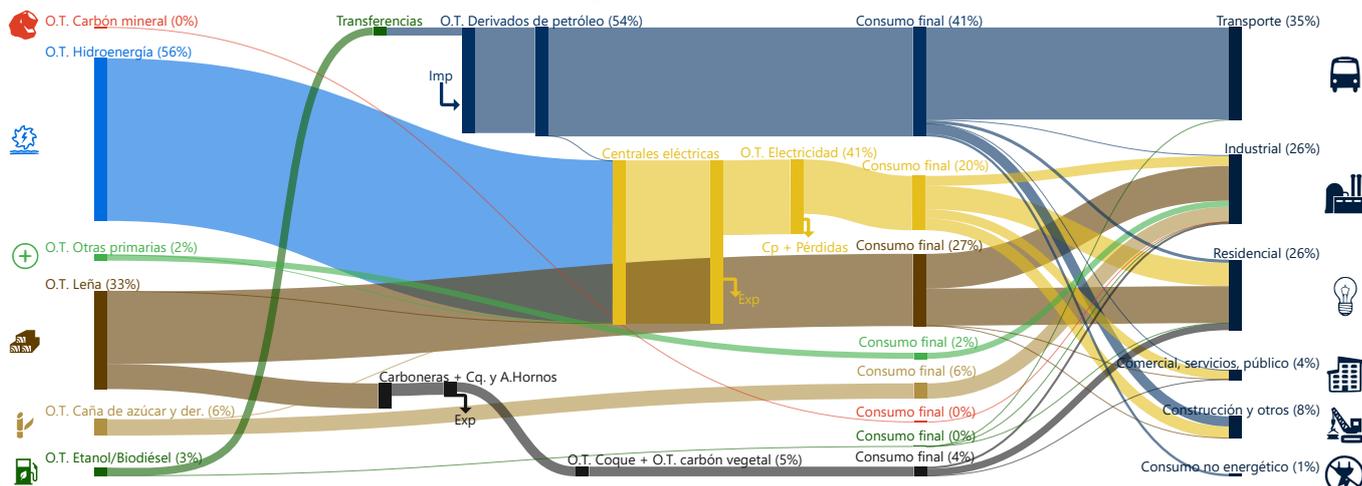
⁴ La refinería de "Villa Elisa" está inactiva pero no ha sido desmantelada, el dato correspondiente al año 2005.

Nota: El país actualizó la densidad de la leña a 768.8 kg/m³ con base en estudios recientes y fue aplicado para los años 2016 al 2022.

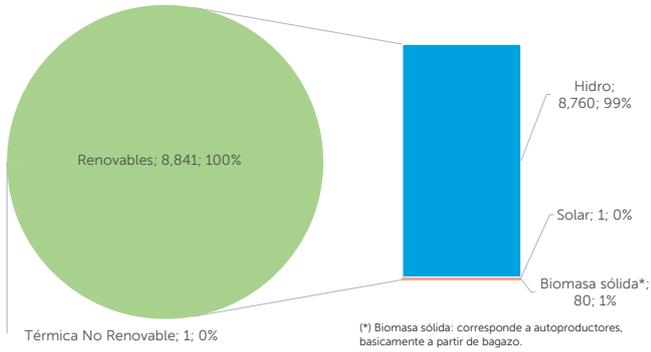
A partir del año 2021 el país revaluó los datos que conforman el Balance Energético Nacional ajustándolos a la metodología OLADE-IREs siendo aplicada a la serie 2020 - 2022.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,967	0.83	99.69	7	6.78	2.50	2.17	6.20	7.50 ⁴	8.84	0.08 / 0.07	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

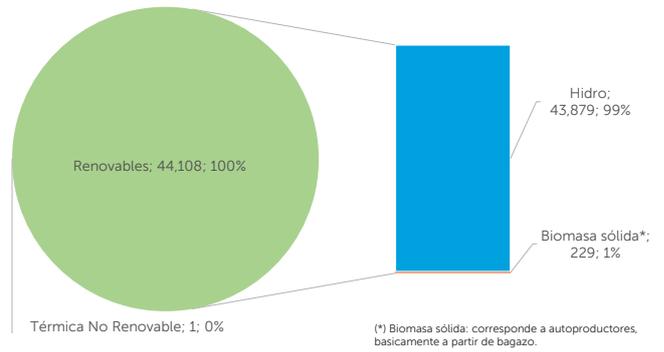
Balance energético resumido 2022



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



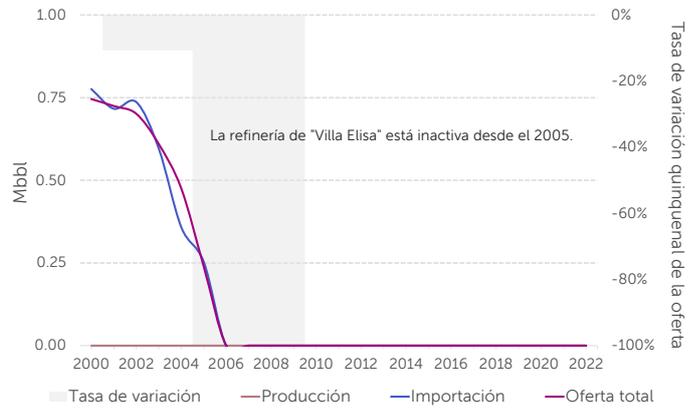
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



El último año de operaciones de la refinería "Villa Elisa" fue el 2005.

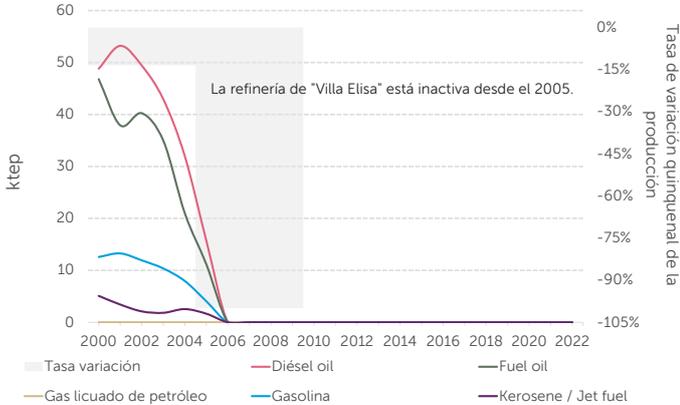
Su capacidad de refinación es de 7.5 kbb/día, debe considerarse que la refinería está inactiva desde ese año, pero no está desmantelada, actualmente forma parte de la infraestructura industrial de la empresa estatal PETROPAR.

Oferta de petróleo

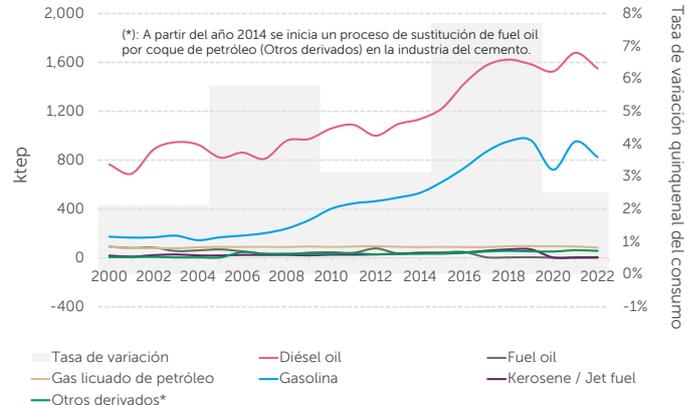


PARAGUAY

Producción derivados de petróleo*



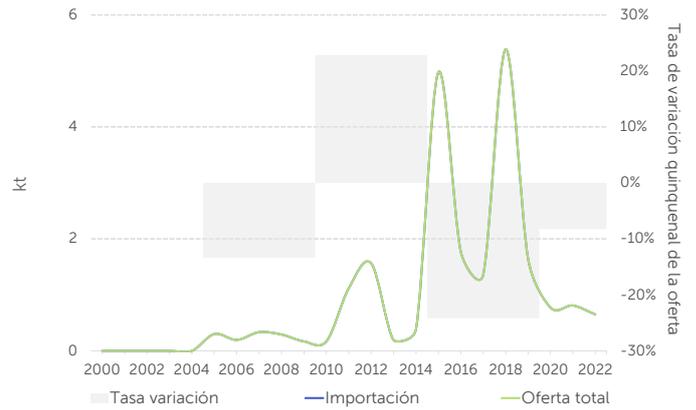
Consumo derivados de petróleo





En el año 2022, las exportaciones hacia el mercado argentino se incrementan en un 36.6 %, pese a la caída en un 27.9 % en las exportaciones directas de la ANDE, cuya generación en la Central Hidroeléctrica ACARAY destino a satisfacer la demanda interna, en una proporción significativamente mayor que la destinada en el año 2021

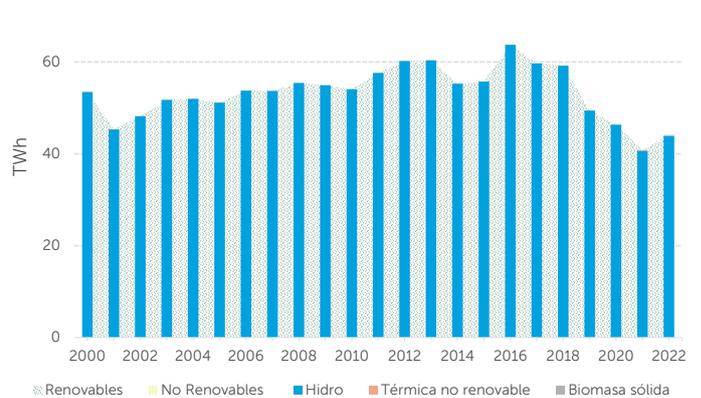
Oferta de carbón mineral



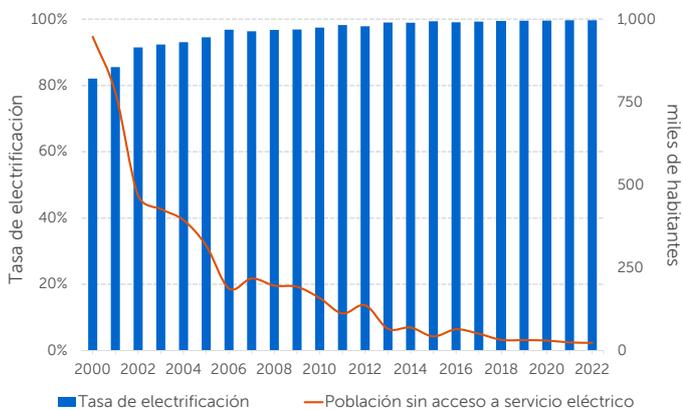
Capacidad instalada de generación eléctrica



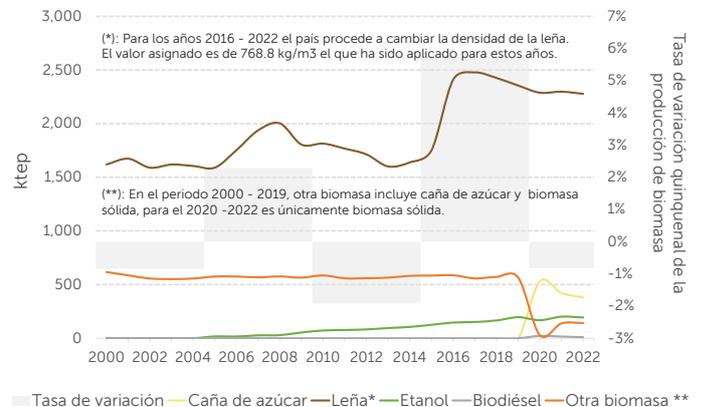
Generación eléctrica



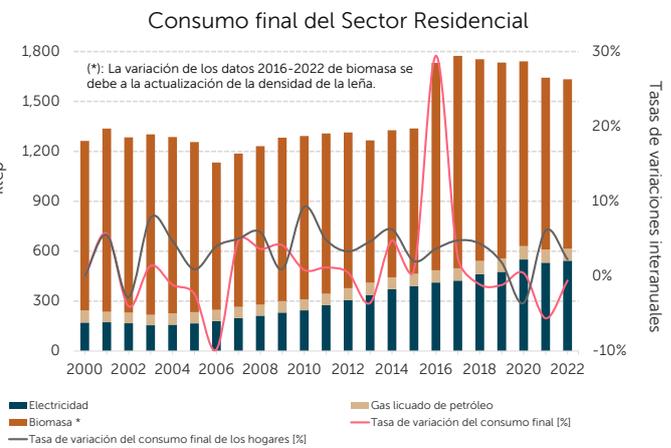
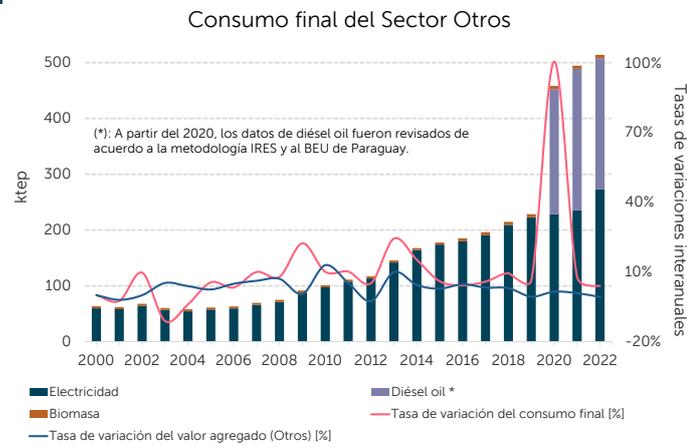
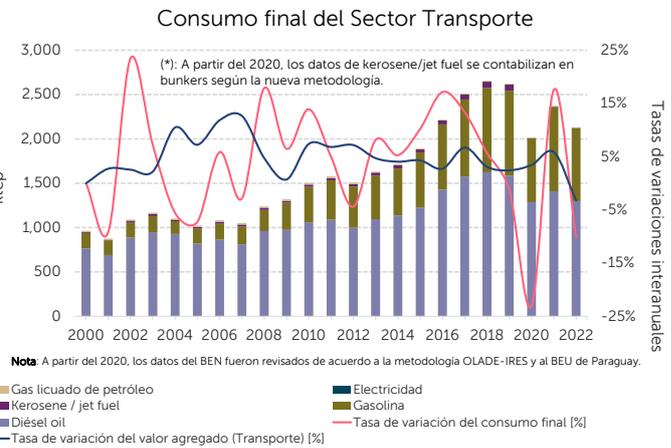
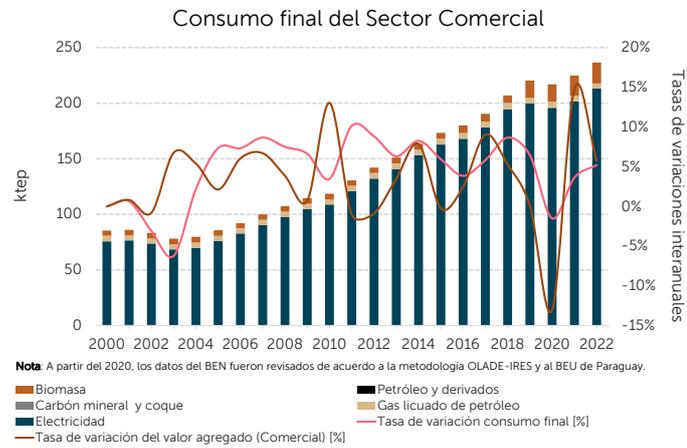
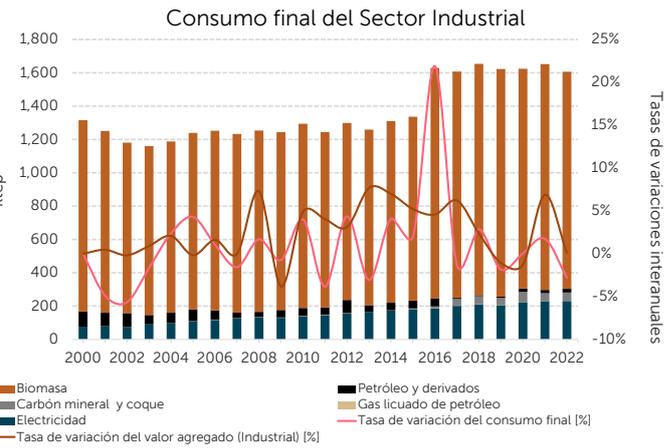
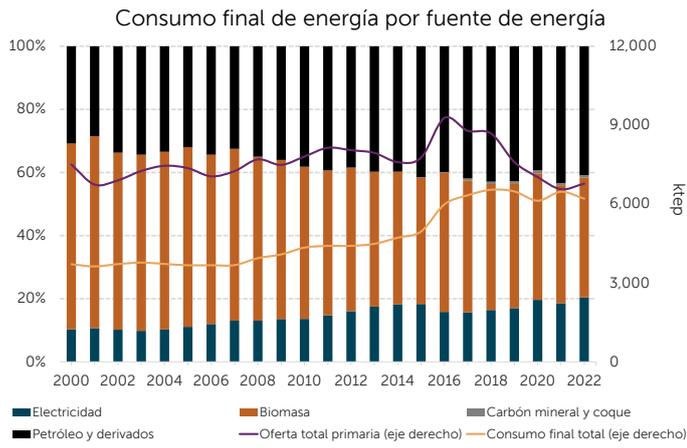
Tasa de electrificación

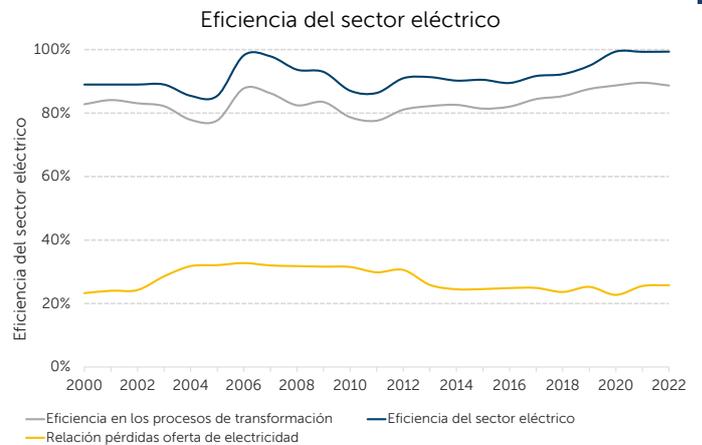
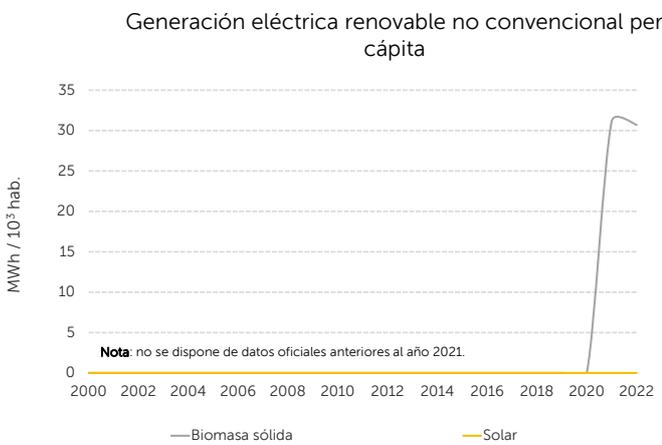
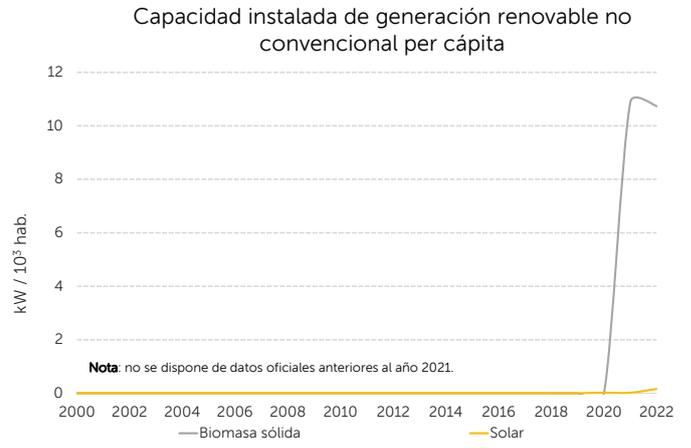
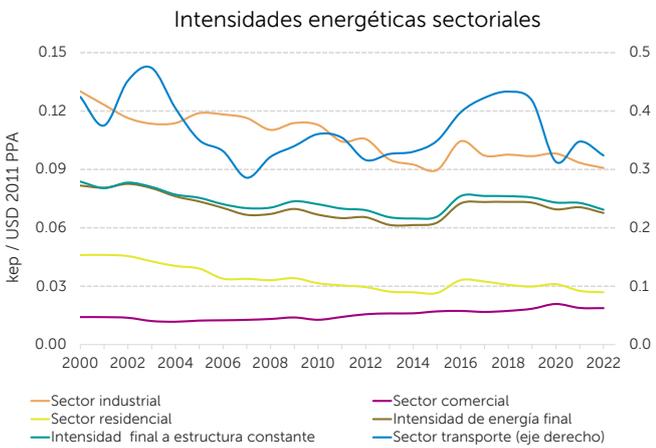
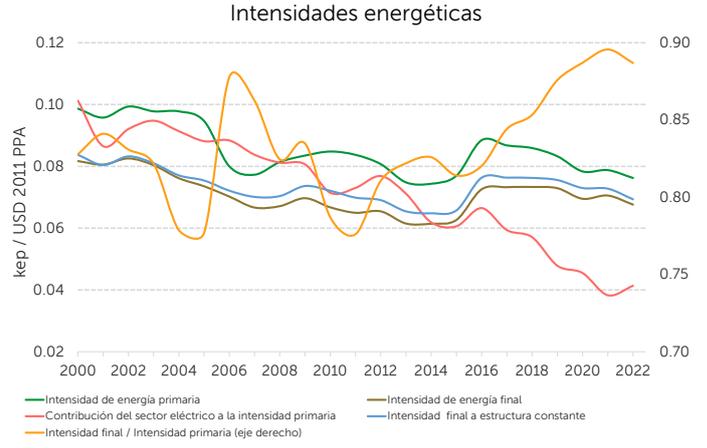
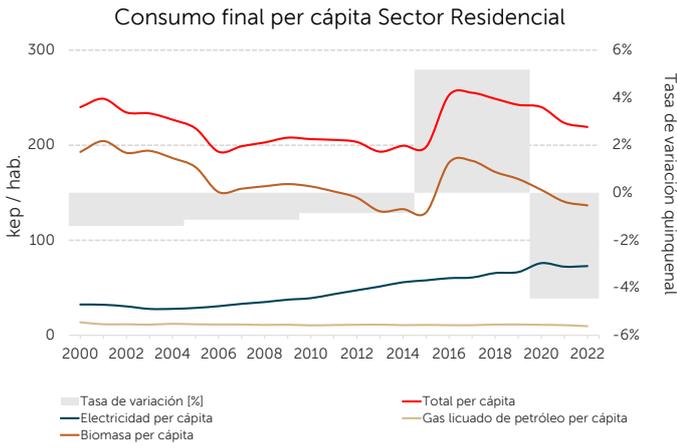


Producción de biomasa y biocombustibles

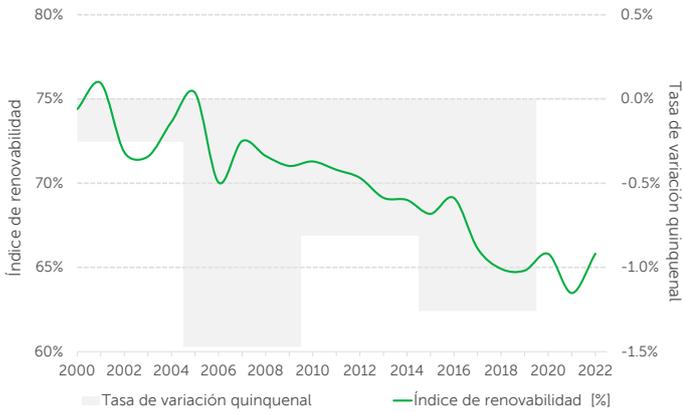


PARAGUAY

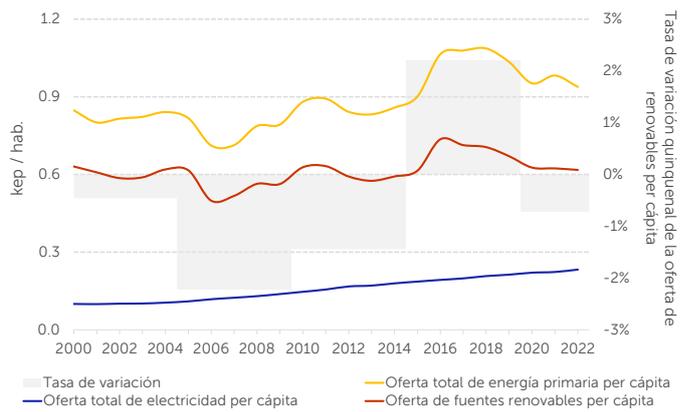




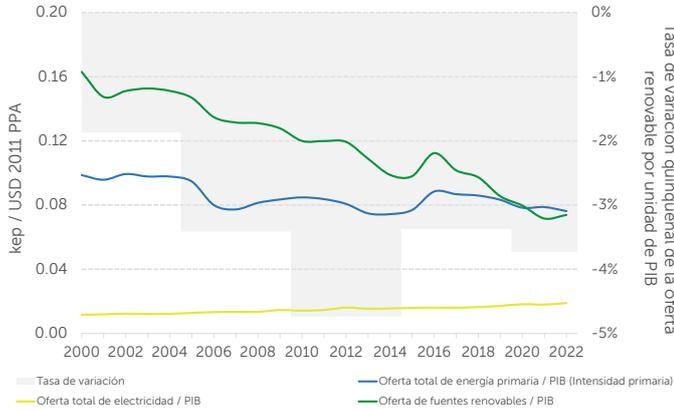
Índice de renovabilidad



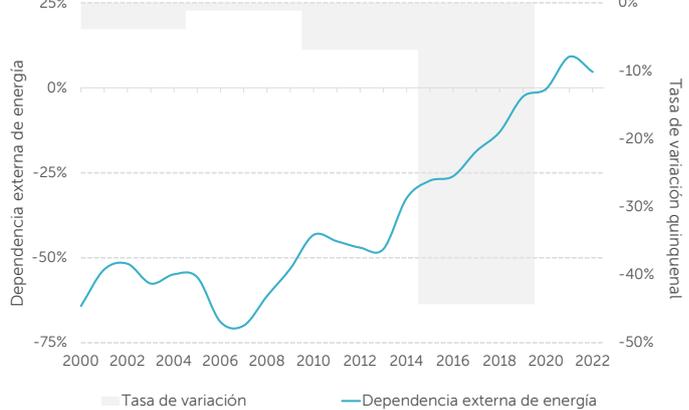
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía

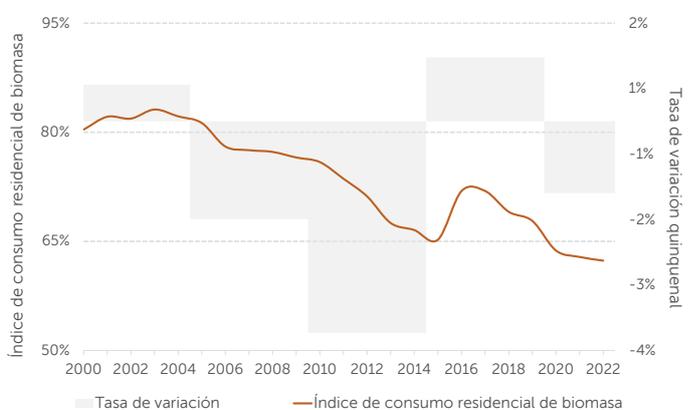


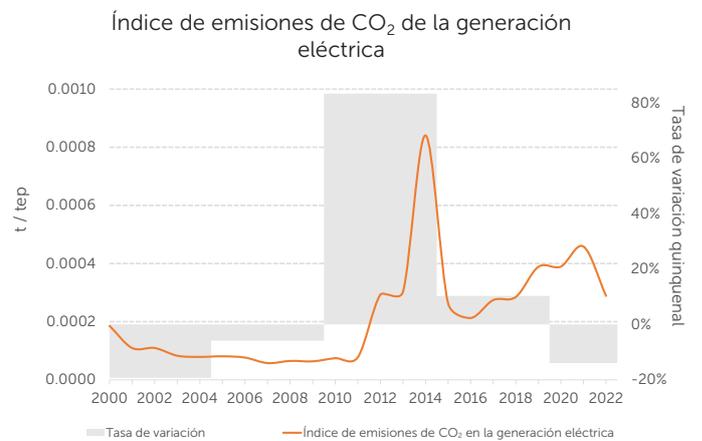
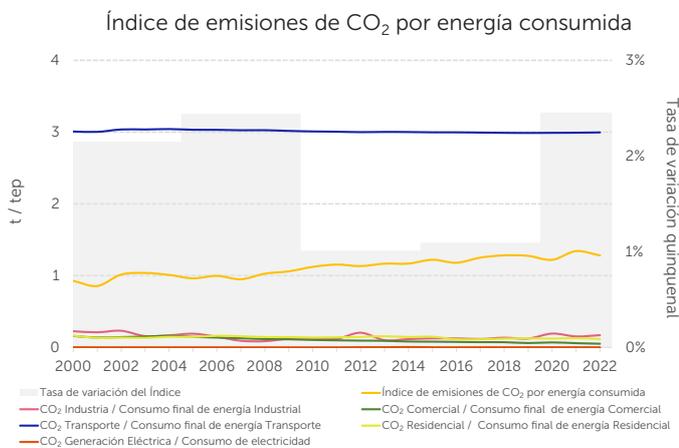
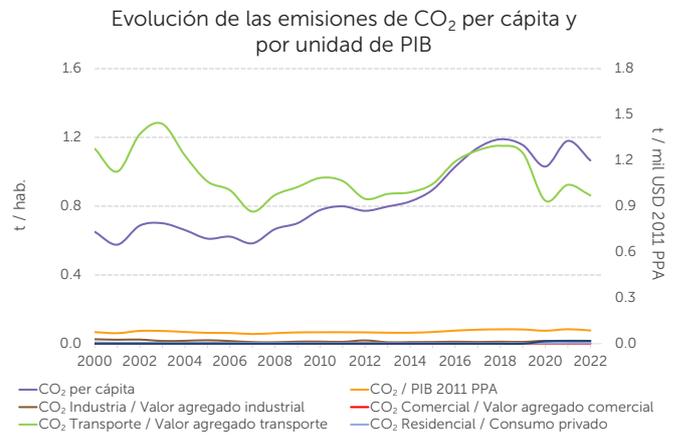
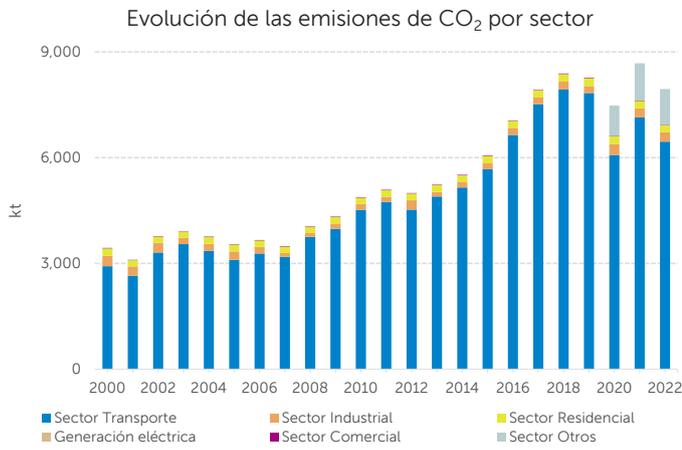
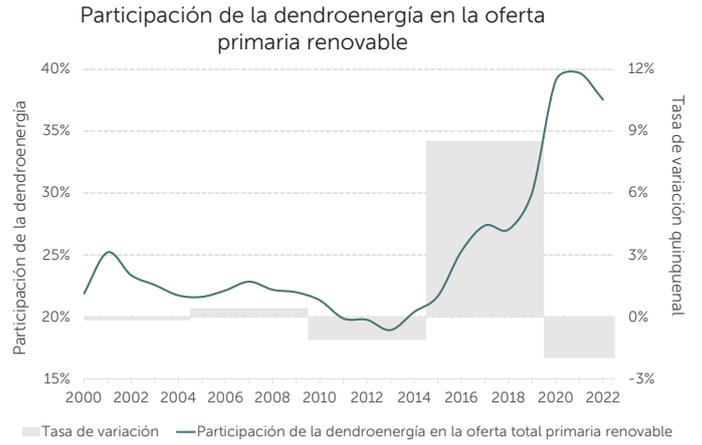
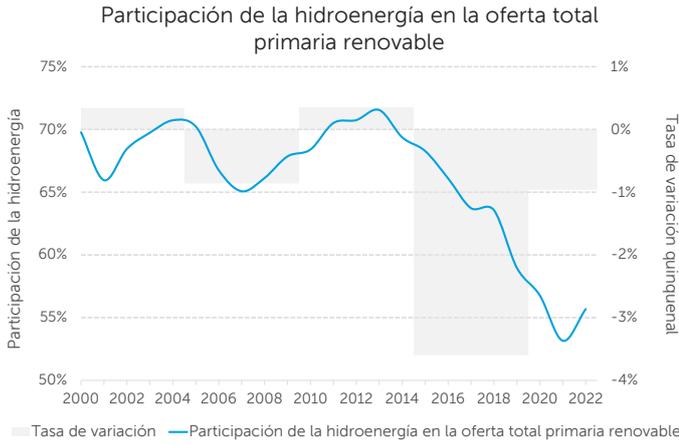
"La importación de productos derivados del petróleo rompe la tendencia al crecimiento observada en años anteriores y decrece en un 5,3 %; en particular las importaciones de diésel decrecen en 6,7 % respecto al año 2021.

Las exportaciones de energía en el año 2022 crecen 9,8 %; en particular las exportaciones de energía eléctrica exceden en 10,3 % a las registradas en el año anterior, mientras que las exportaciones de carbón vegetal lo hacen 2,3 %.

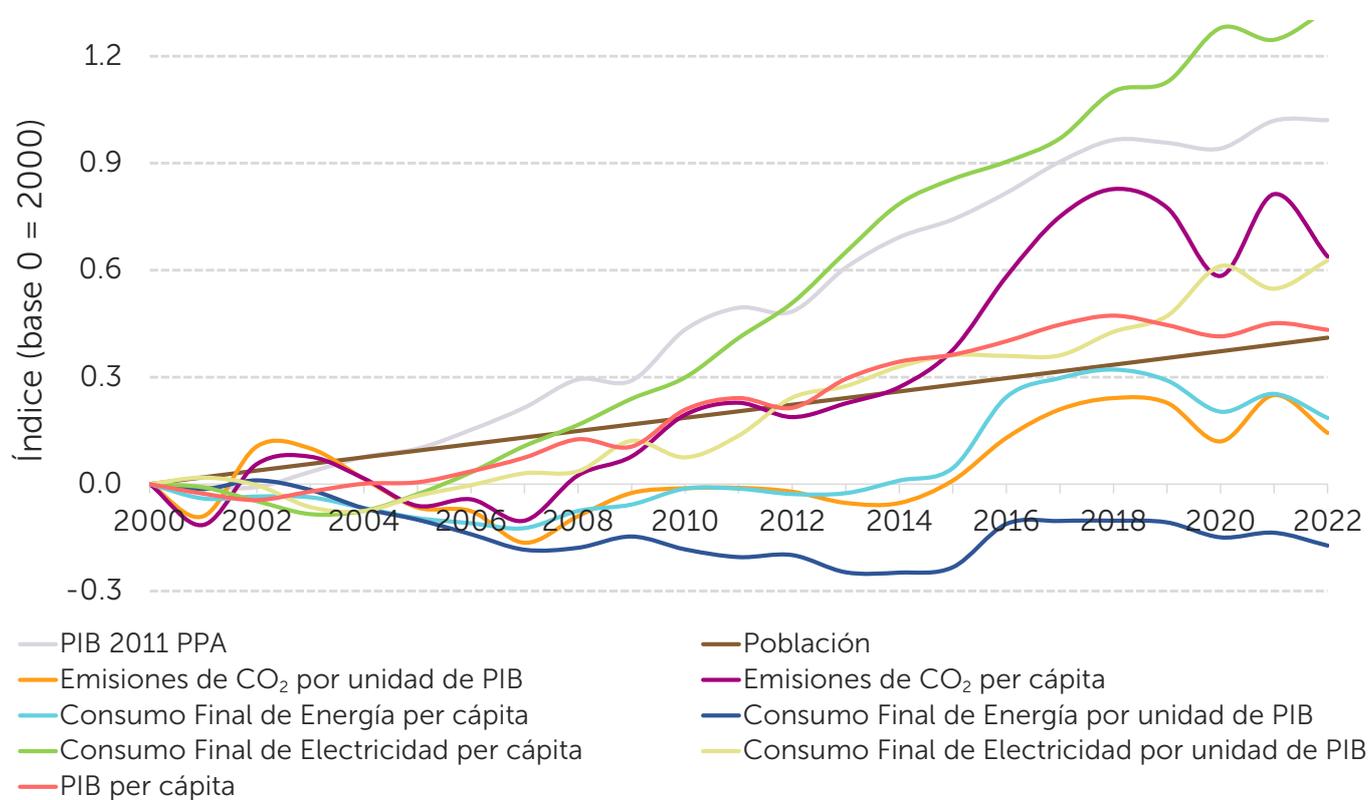
En el año 2022, se mantiene la tendencia hacia el incremento en la proporción de hogares que utilizan la electricidad para la cocción. La proporción de estos hogares a nivel nacional se incrementa hasta el 24,0 %, nivel que resulta del 25,7 % para el caso de los hogares urbanos y del 21,2 % para el caso de los hogares rurales".

Índice de consumo residencial de biomasa





Resumen de los principales indicadores





PERÚ

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	34,050 ¹
Superficie (km ²)	1,285,220
Densidad de población (hab. / km ²)	26
Población urbana (%)	79
PIB USD 2018 (MUSD)	236,172 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	433,926 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

Sector Energético 2022



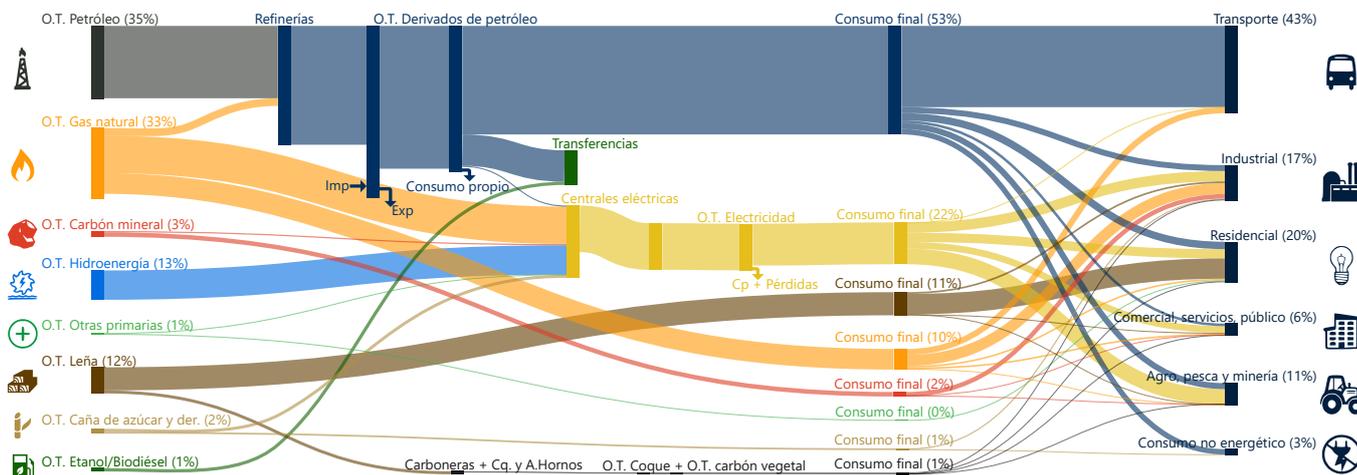
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

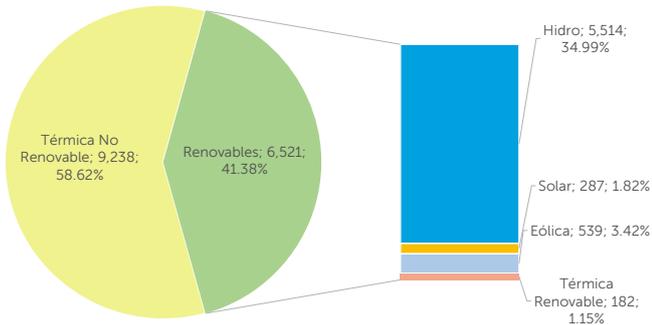
Nota: Los datos de oferta y demanda para el 2022 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE, sujetos a revisión por parte de el país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,584	0.66	97.00	27.23	30.73	9.94	10.24	22.52	240	15.76	0.06 / 0.05	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

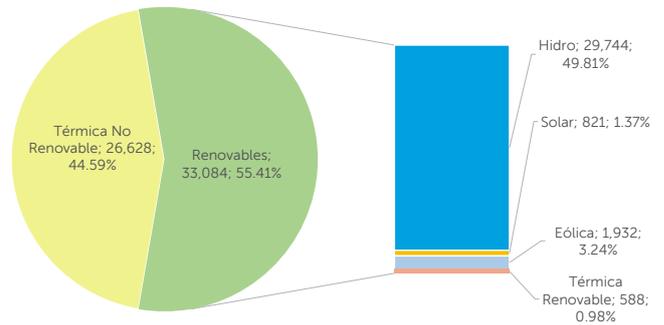
Balance energético resumido 2022



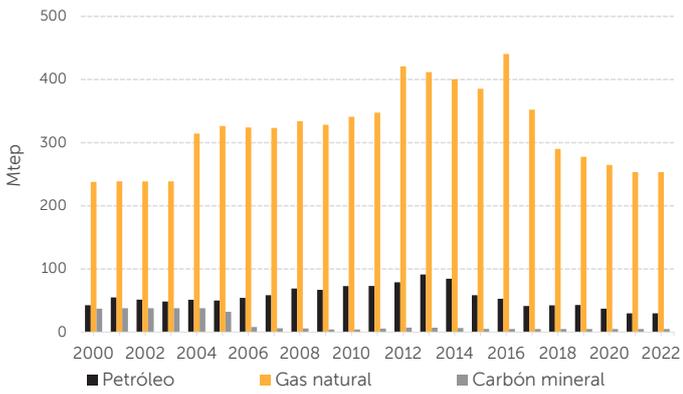
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



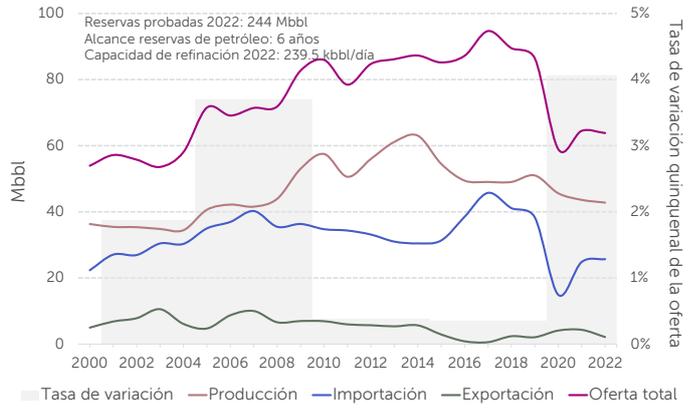
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

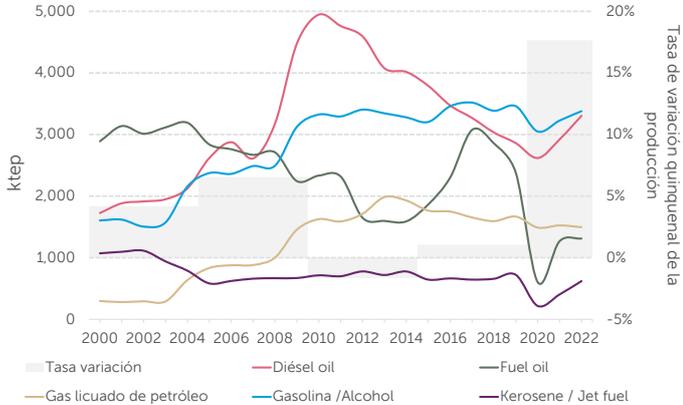


Oferta de petróleo

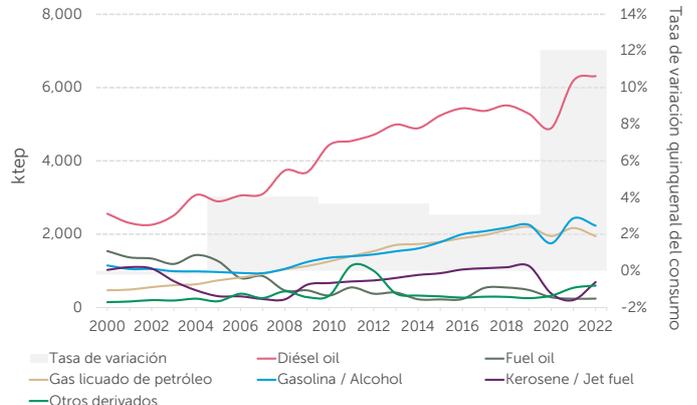


PERÚ

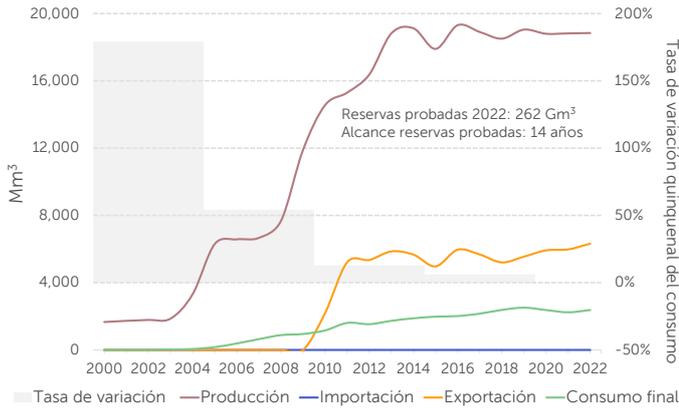
Producción derivados de petróleo



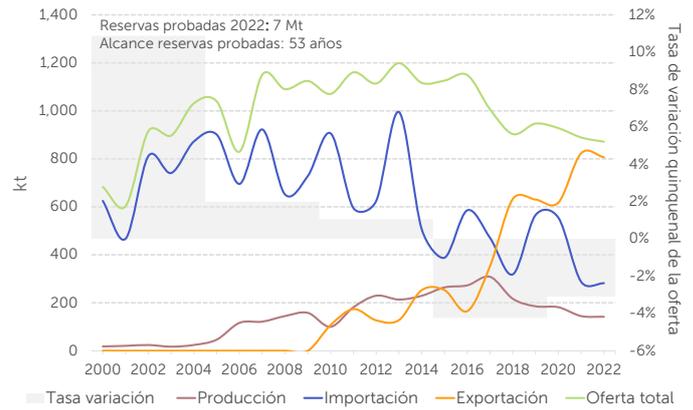
Consumo derivados de petróleo



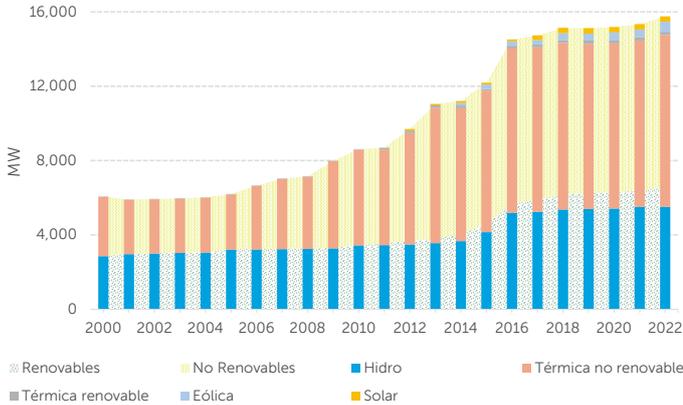
Oferta de gas natural



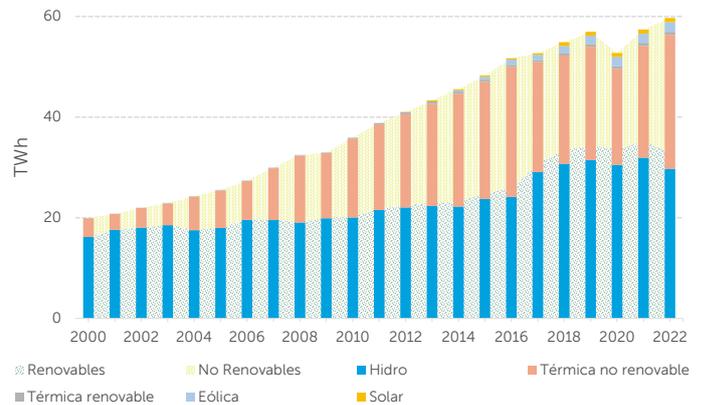
Oferta de carbón mineral



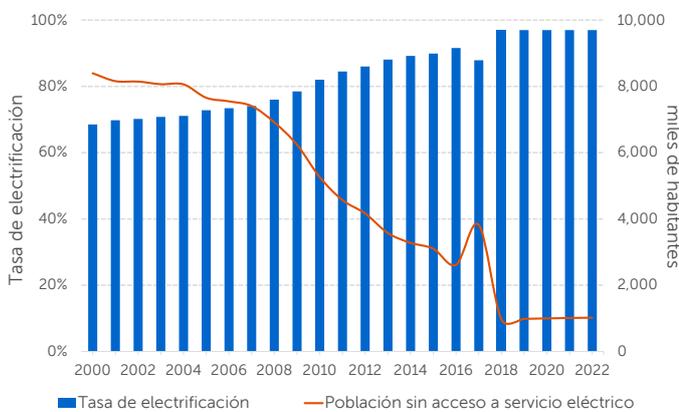
Capacidad instalada de generación eléctrica



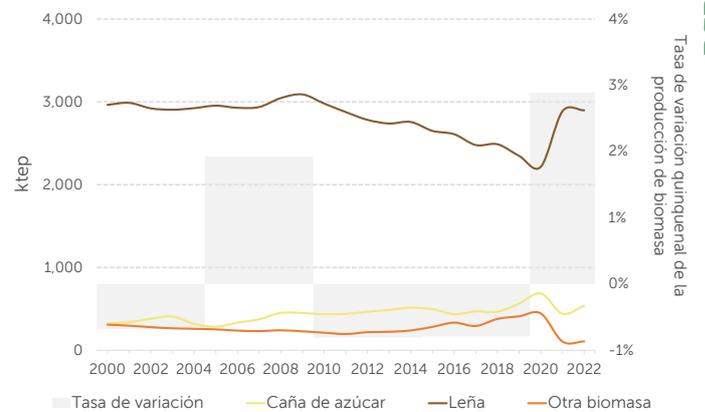
Generación eléctrica

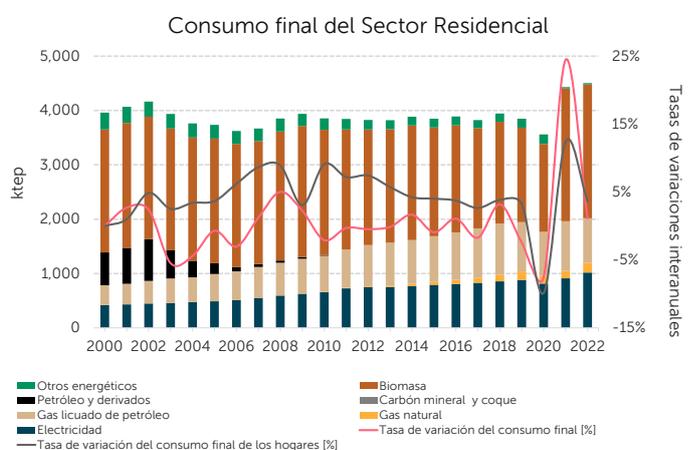
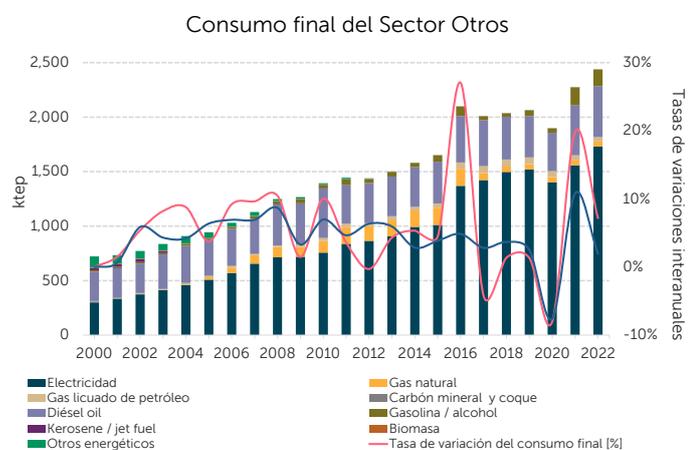
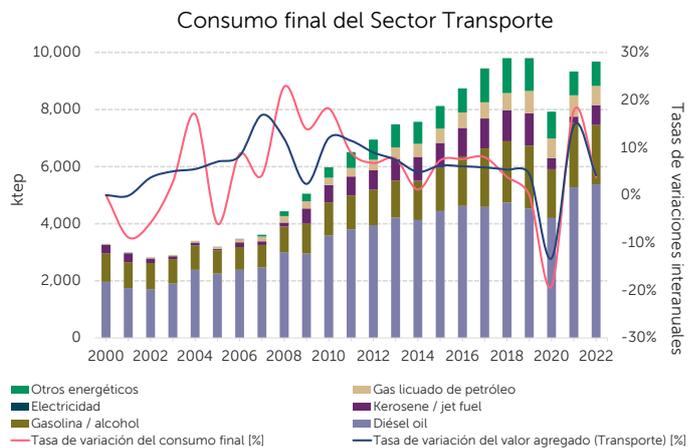
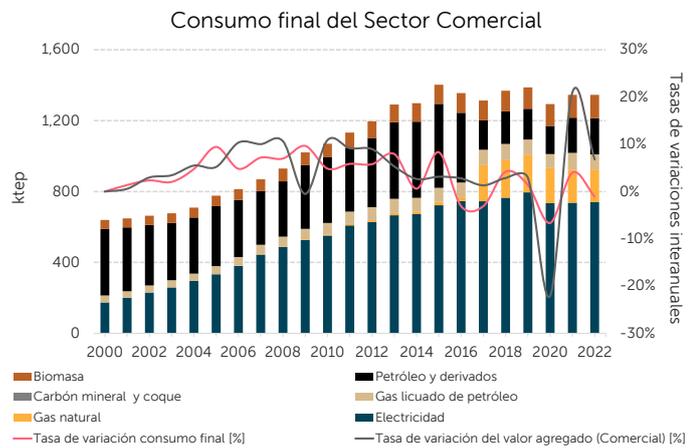
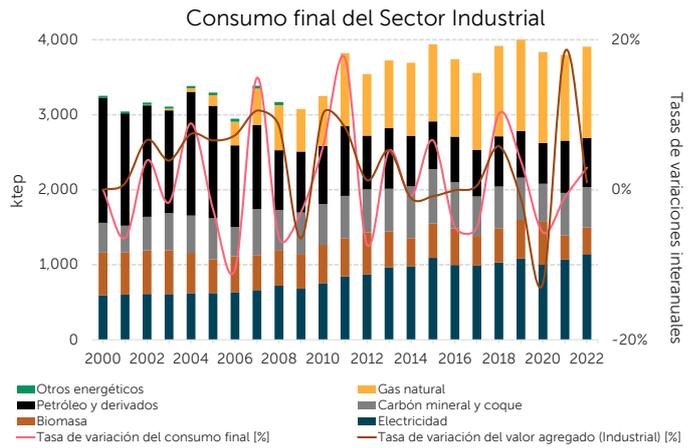
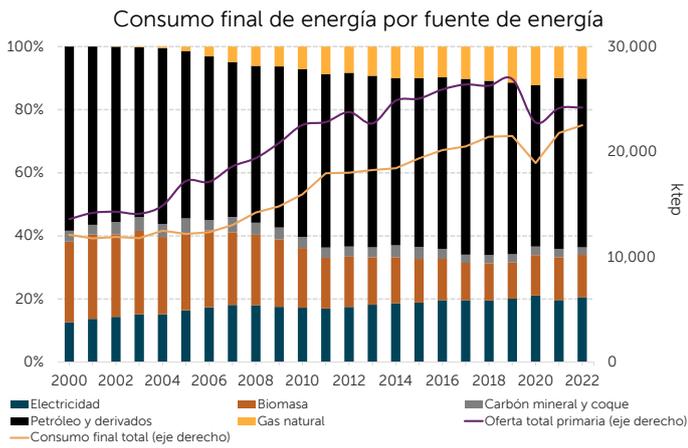


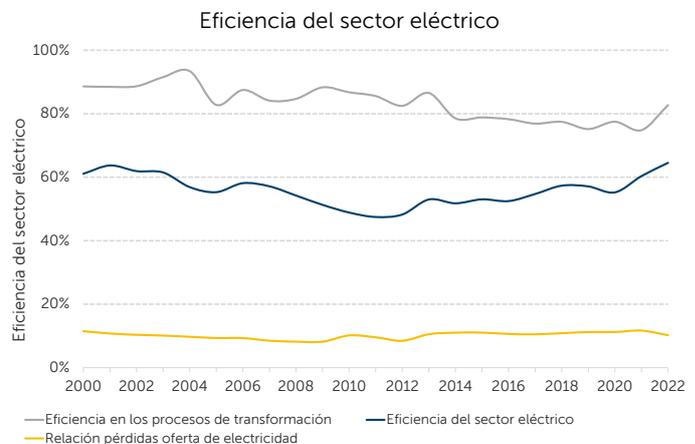
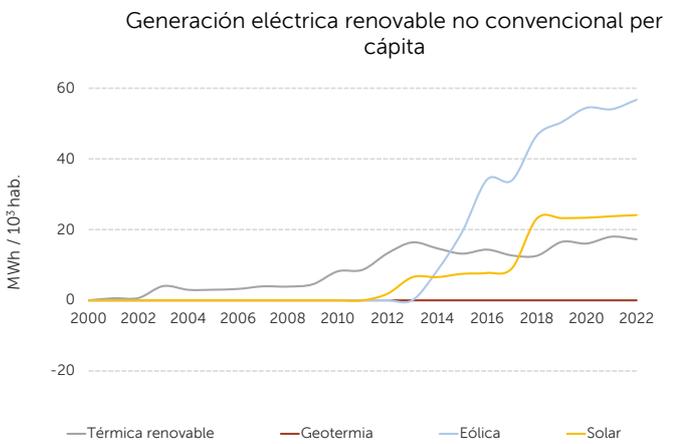
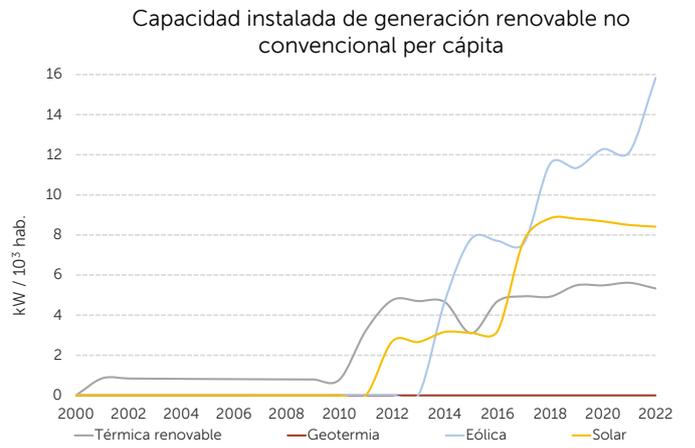
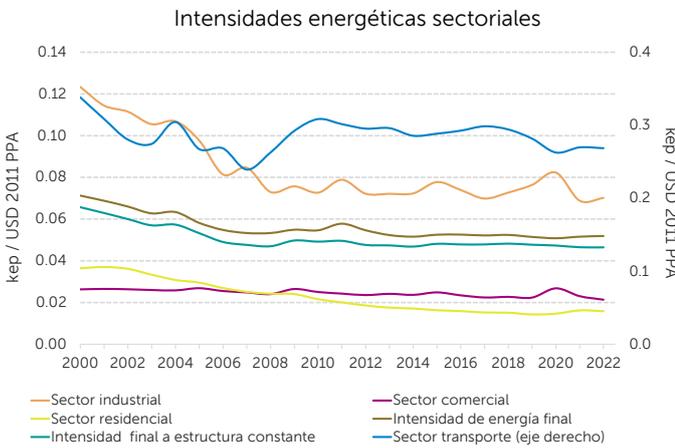
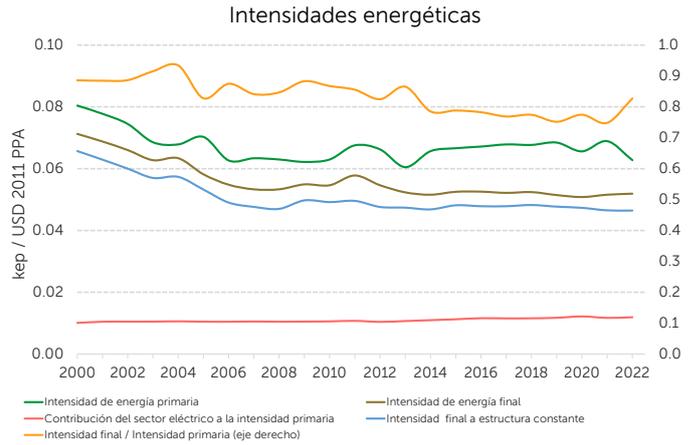
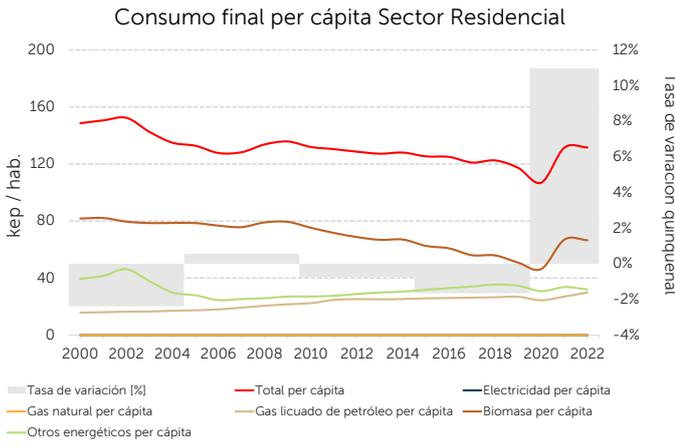
Tasa de electrificación

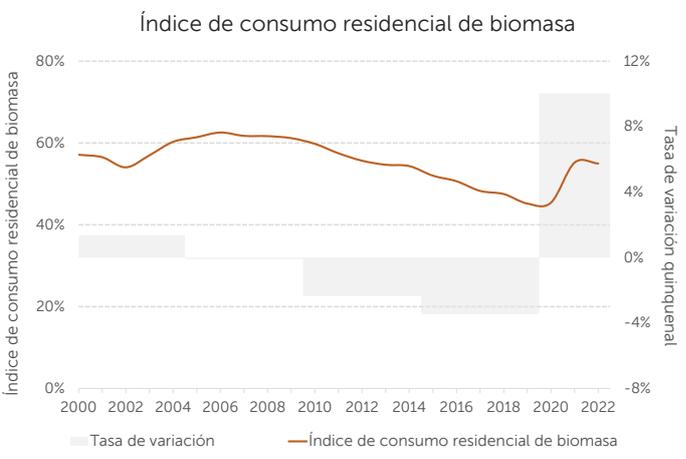
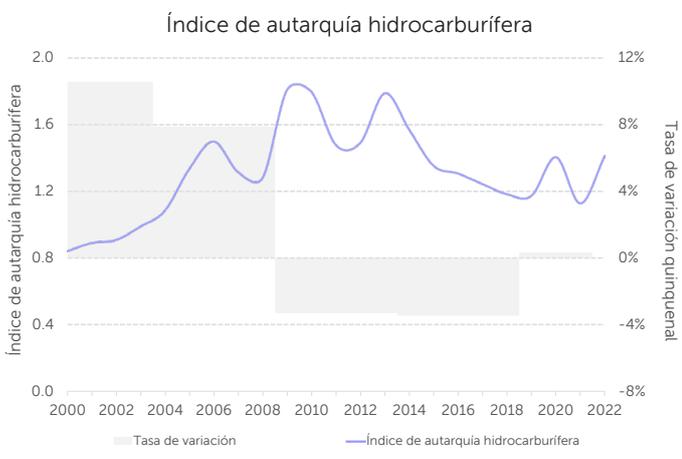
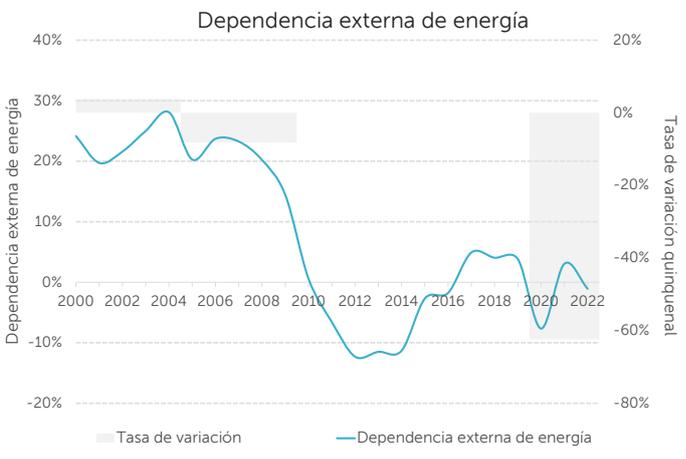
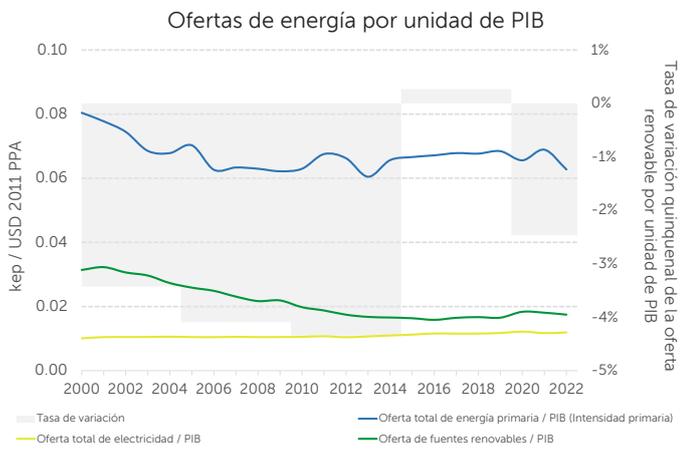
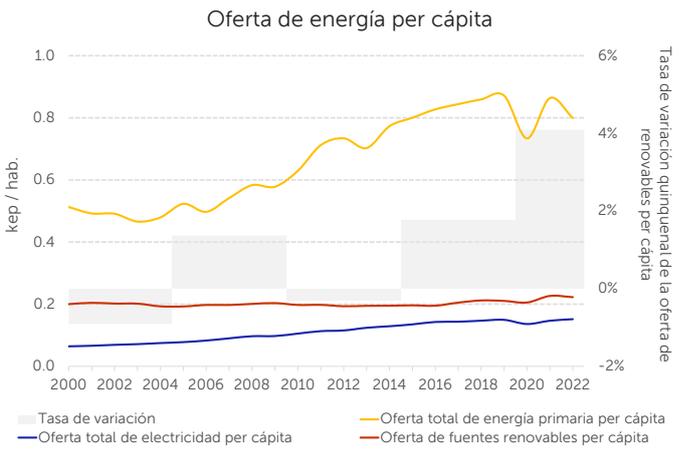
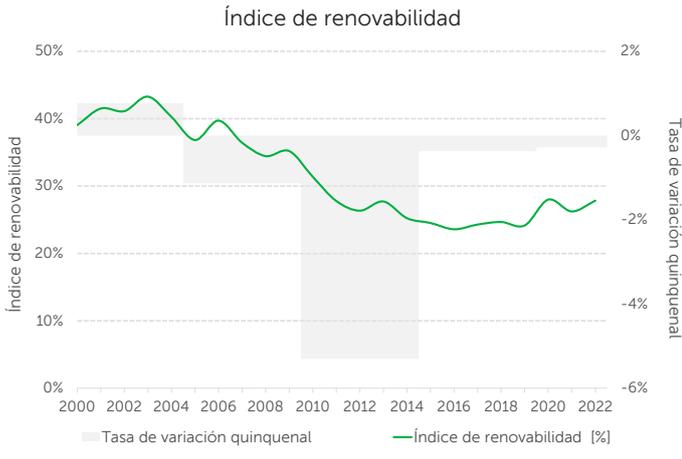


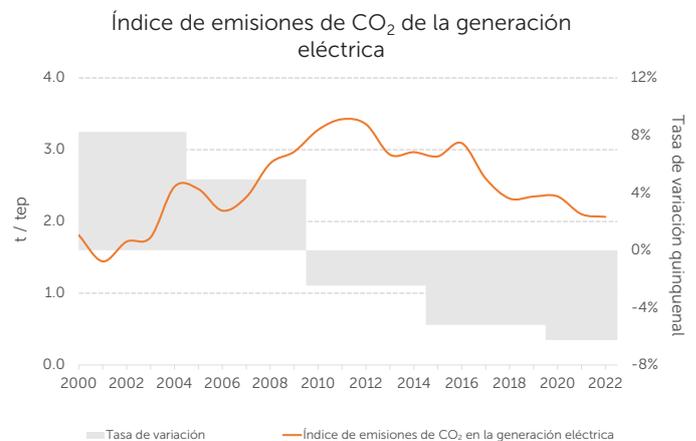
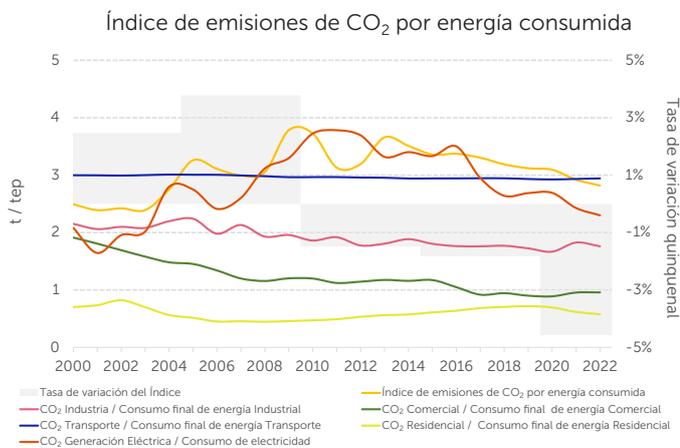
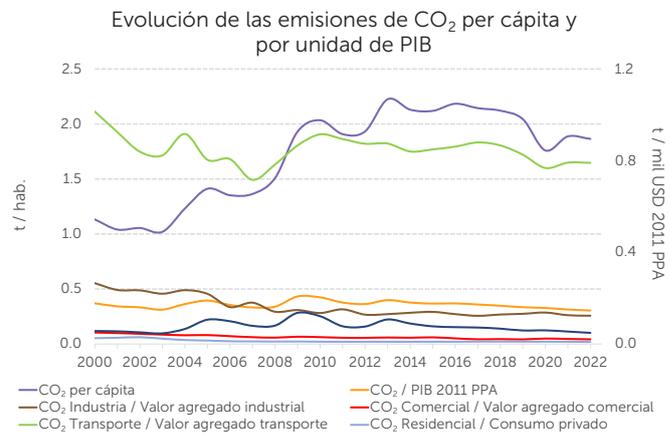
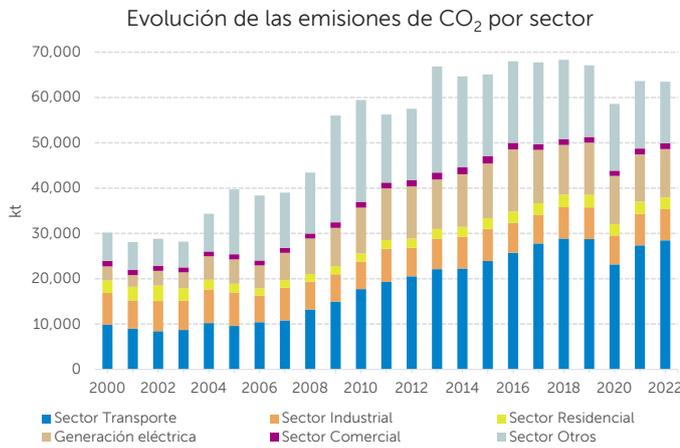
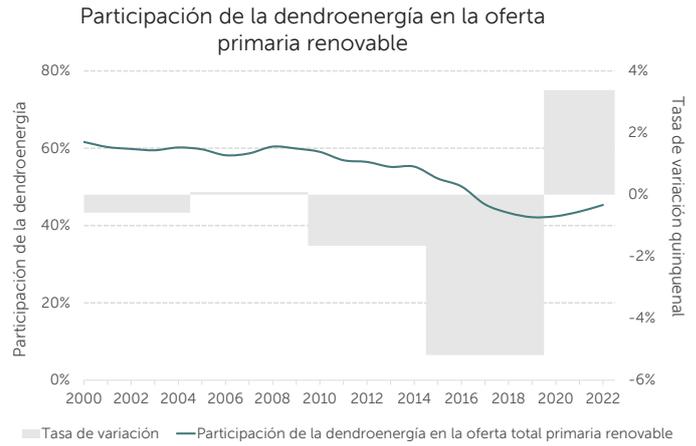
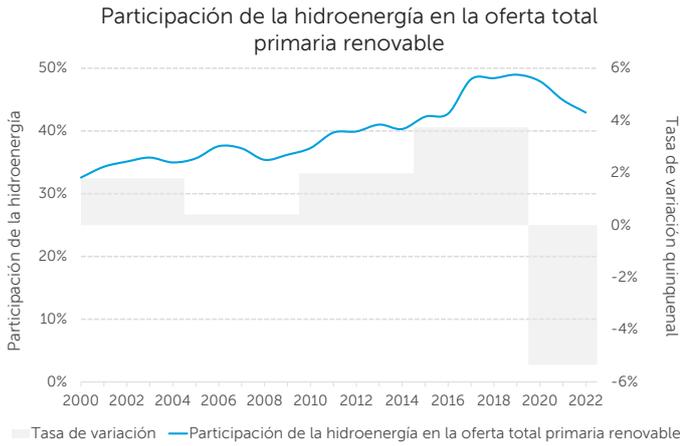
Producción de biomasa



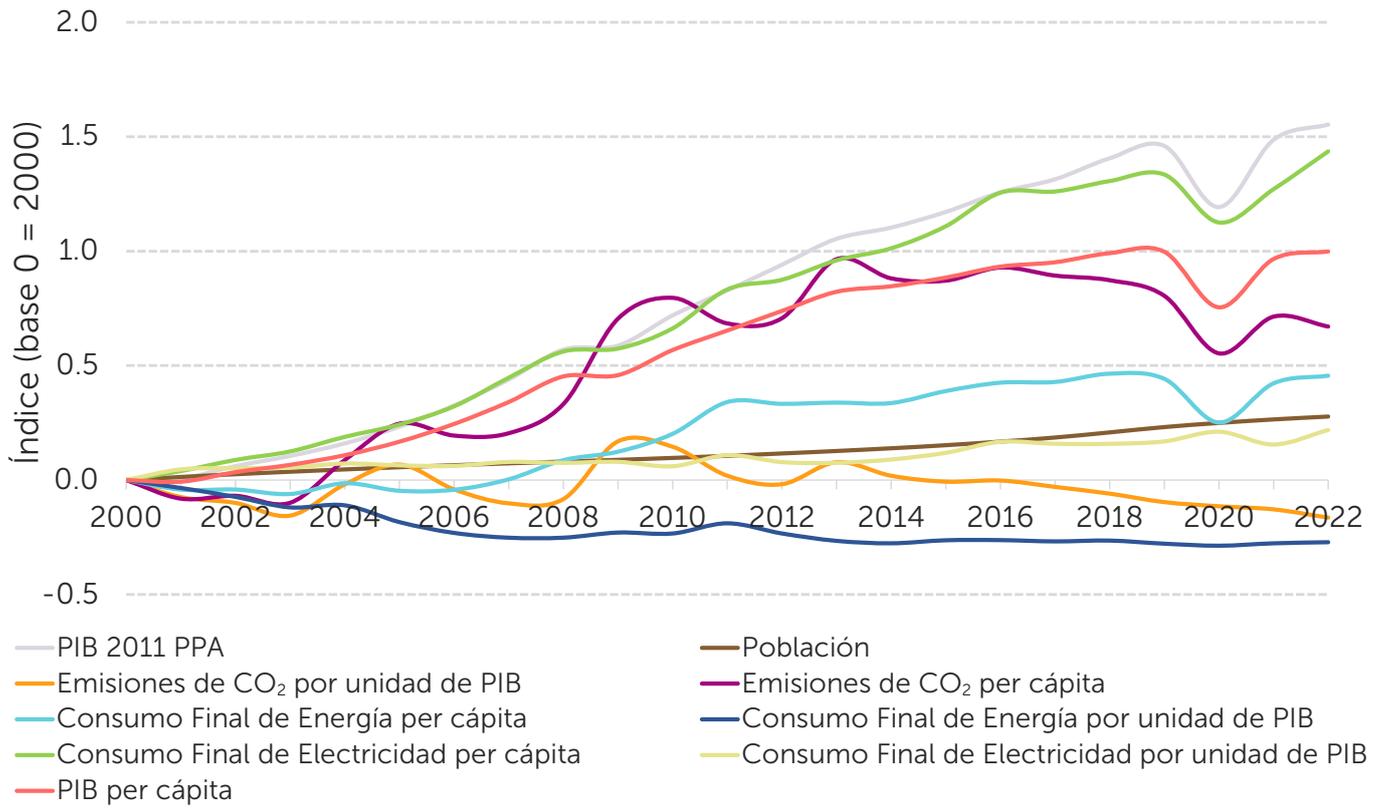






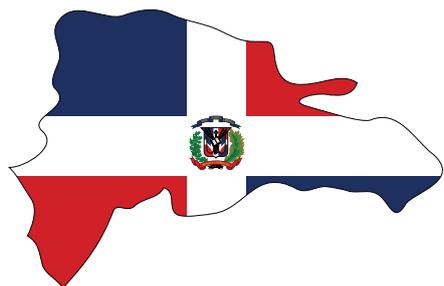


Resumen de los principales indicadores



REPÚBLICA DOMINICANA

Datos Generales 2022 *



Población (mil hab.)	10,622 ¹
Superficie (km ²)	48,442
Densidad de población (hab. / km ²)	219
Población urbana (%)	83
PIB USD 2018 (MUSD)	98,673
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	217,143
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

Sector Energético 2022



¹ ONE - Los datos de población son preliminares y corresponden al Censo de Población y Vivienda 2022 de la Oficina Nacional de Estadística.

² SIEN, con base en informaciones de la (ONE): VIII y IX Censo Nacional de Población y Viviendas, 2002 - 2010 y estimaciones CNE.

³ Exportaciones incluye búnker de AVTUR.

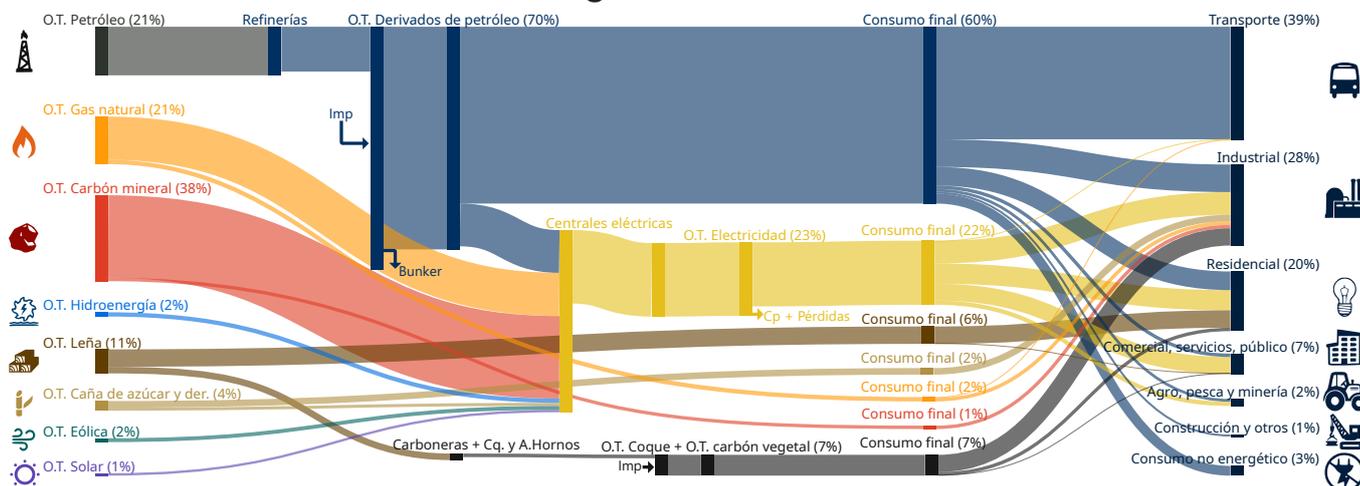
⁴ REFIDOMSA - 34 kbbl/día y FALCONDO - 16 kbbl/día que está fuera de servicio.

⁵ Memoria 2022, Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, excluye sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

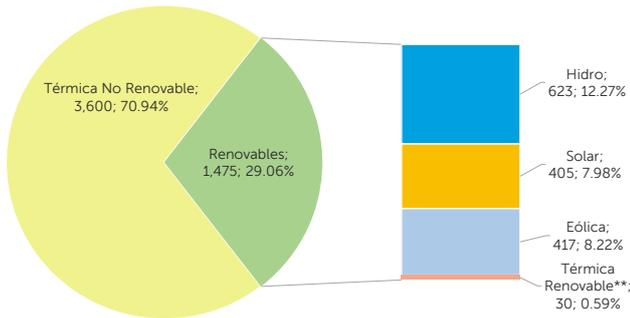
Nota(*): Los datos de oferta y demanda de energía para el año 2022 son preliminares y fueron estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,818	0.72	97.90 ²	10.89	1.15	10.37	0.57 ³	7.61	34 ⁴	5.08 ⁵	0.05 / 0.04
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2022



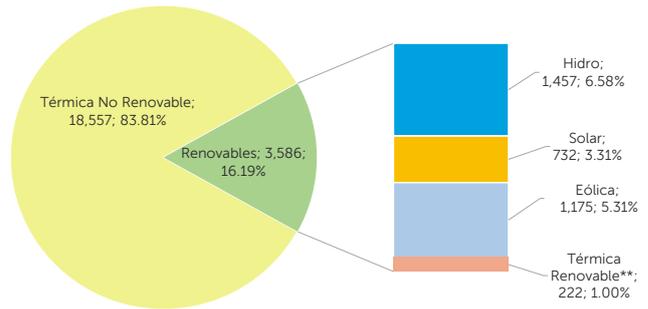
Capacidad instalada de generación eléctrica* [MW; %] 2022



(*): Memoria 2022 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a la capacidad instalada nominal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

(**): Térmica renovable incluye la Unidad de San Pedro BioEnergy.

Generación eléctrica por fuente* [GWh; %] 2022

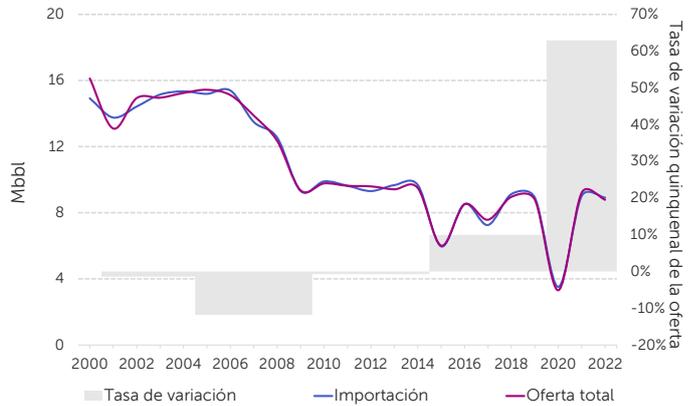


(*): Memoria 2022 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

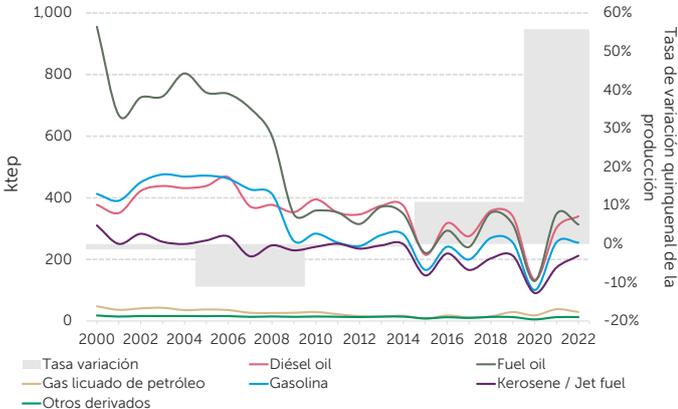
(**): Térmica renovable corresponde a biomasa.

República Dominicana inauguró el proyecto micro-hidroeléctrico y fotovoltaico en la comunidad Los Limoncitos, del municipio de Constanza, en la provincia de La Vega. Este proyecto eléctrico, beneficia a 84 familias y una población de 420 habitantes. La infraestructura cuenta con una extensión de 6,815 metros de redes eléctricas, 76 postes, 24 lámparas tipo secador de 65 watts, 66 acometidas eléctricas para las viviendas y una potencia instalada de 192.5 K.V.A; adicionalmente se electrificaron 18 viviendas a través del programa techo solar con una potencia de 6.84 K.V.A para beneficiar 18 familias que se encontraban lejos de las redes. Asimismo, se informó que en 2022 ingresaron al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) los siguientes proyectos: Santanasol y El Soco ambos con tecnología fotovoltaica y 50 MWn cada uno, y Los Guzmancitos II con tecnología eólica y 50 MWn.

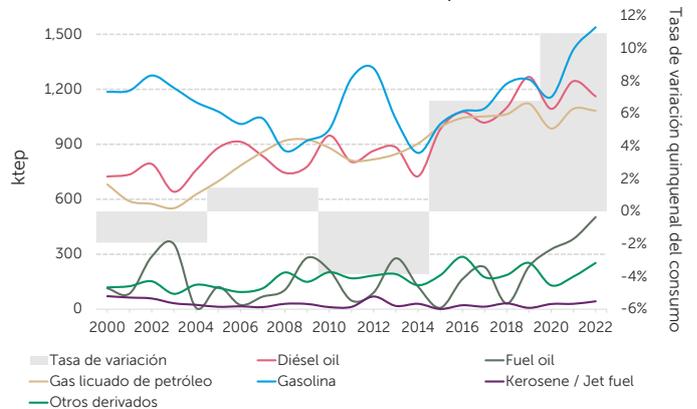
Oferta de petróleo



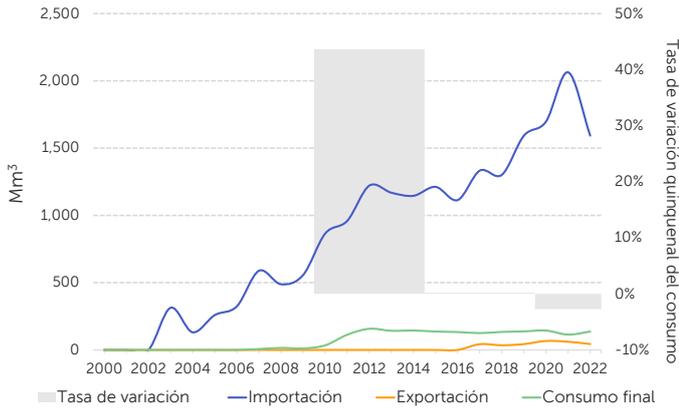
Producción derivados de petróleo



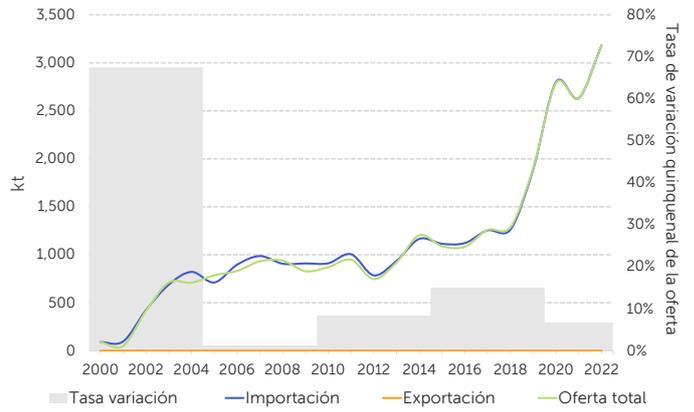
Consumo derivados de petróleo



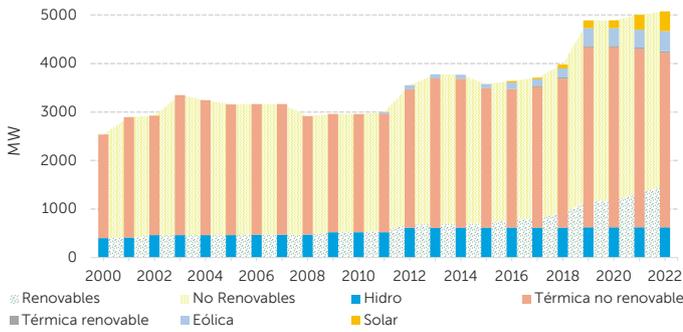
Oferta de gas natural



Oferta de carbón mineral

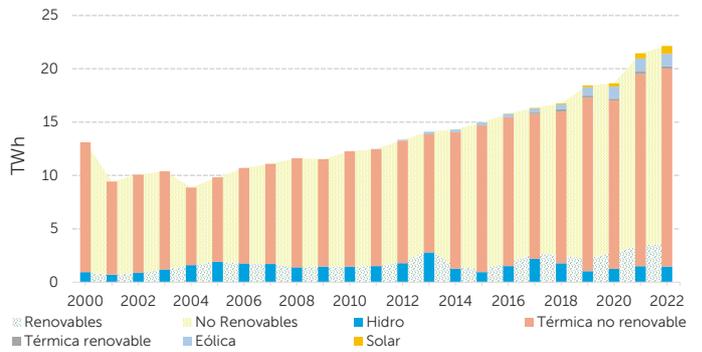


Capacidad instalada de generación eléctrica*



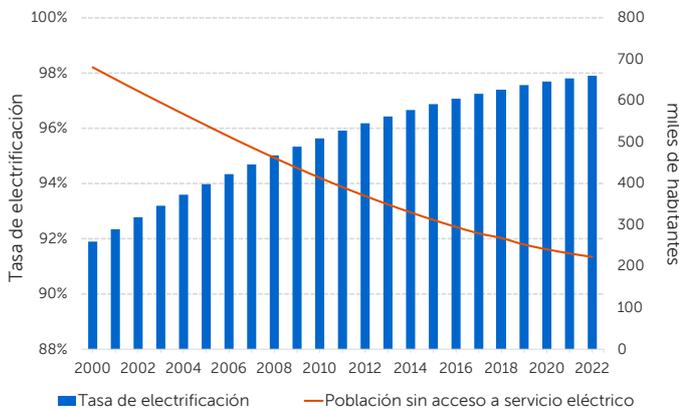
(*): Memoria 2022 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a la capacidad instalada nominal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

Generación eléctrica*

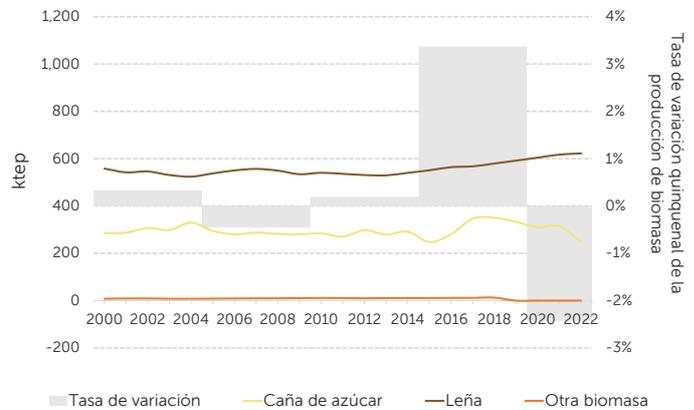


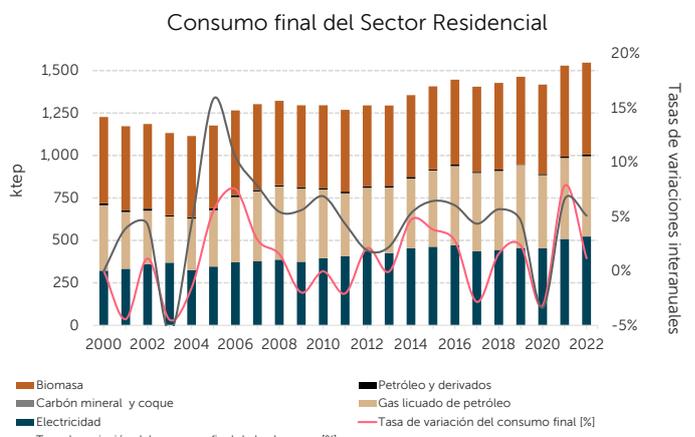
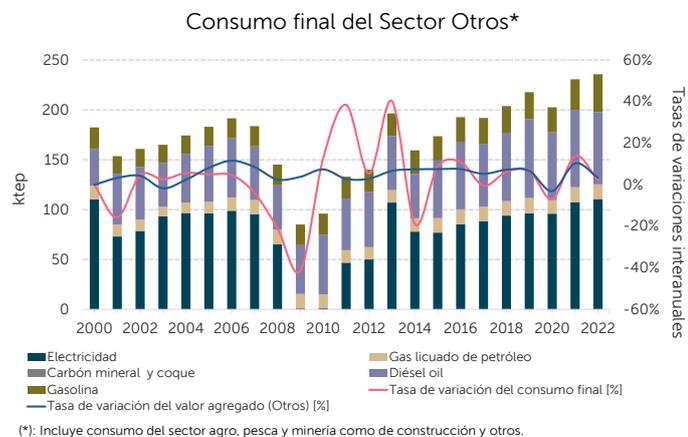
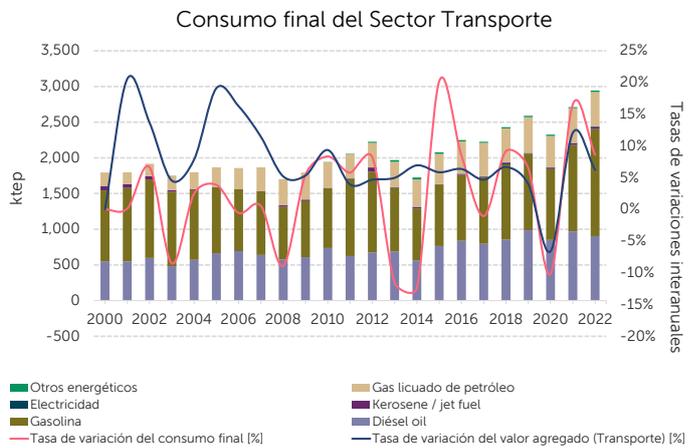
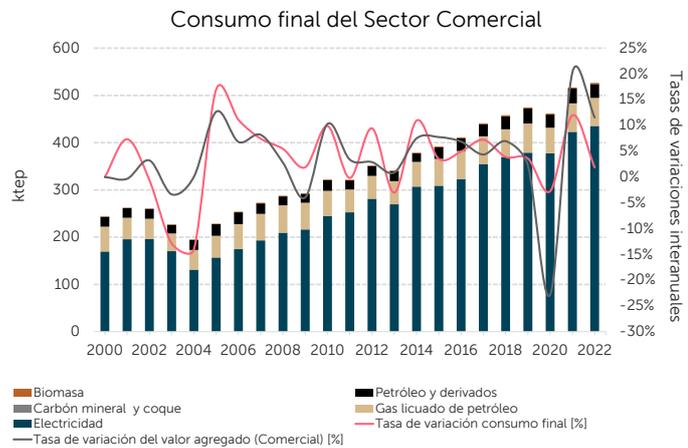
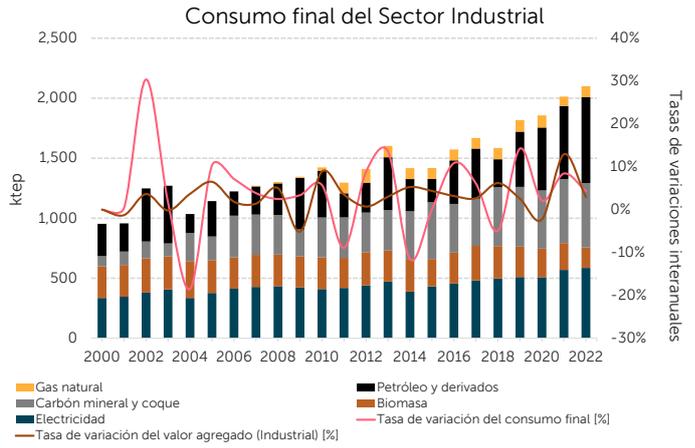
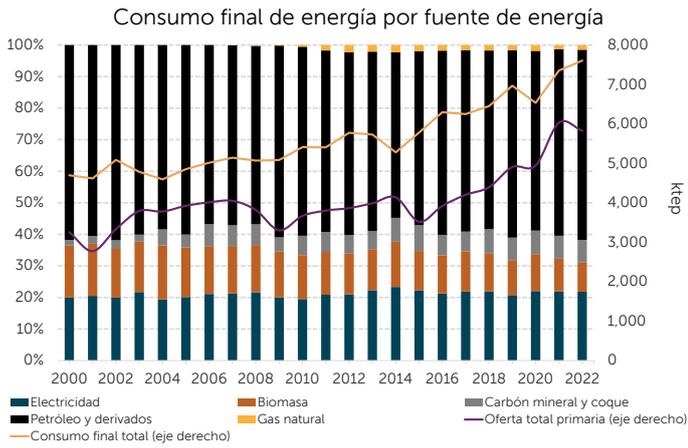
(*): Memoria 2022 del Organismo Coordinador, los datos corresponden a generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye los sistemas aislados, autoprodutores y sistemas de emergencia.

Tasa de electrificación



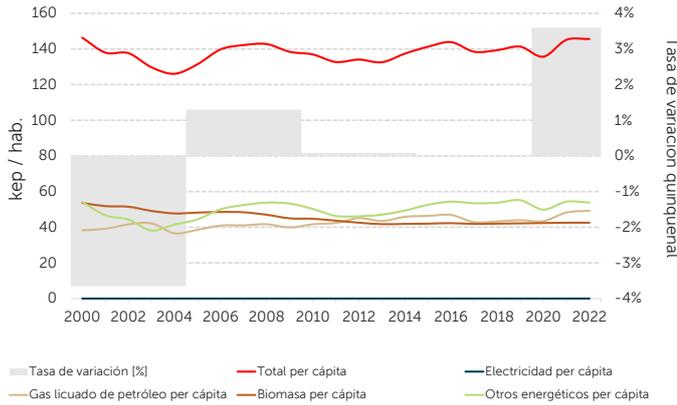
Producción de biomasa



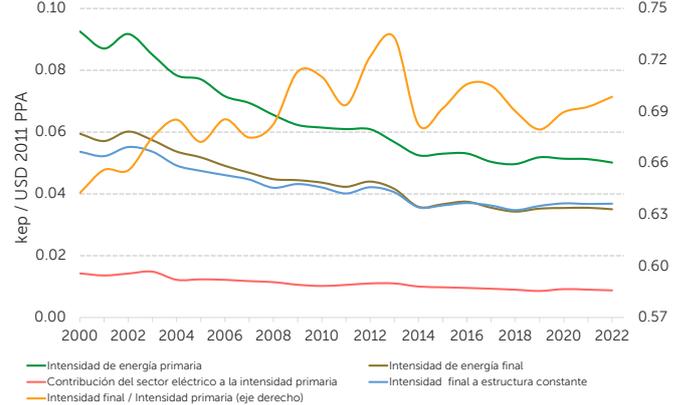


(*) Incluye consumo del sector agro, pesca y minería como de construcción y otros.

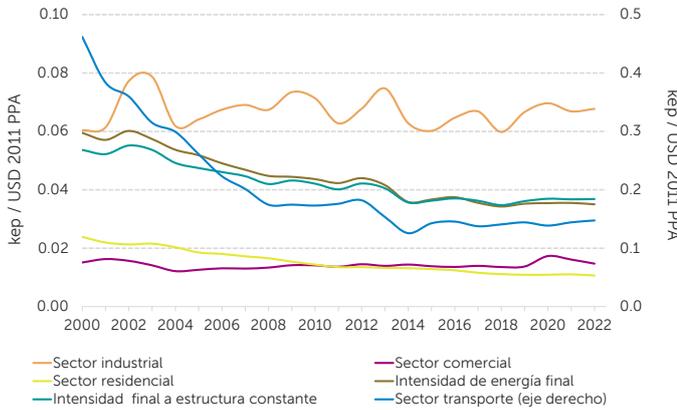
Consumo final per cápita Sector Residencial



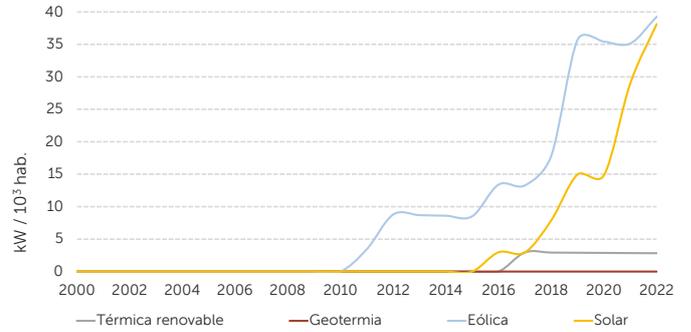
Intensidades energéticas



Intensidades energéticas sectoriales

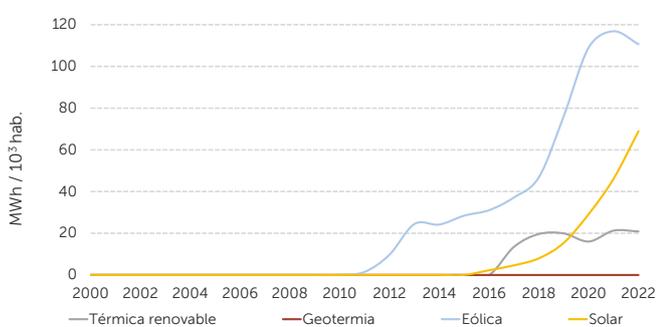


Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita*



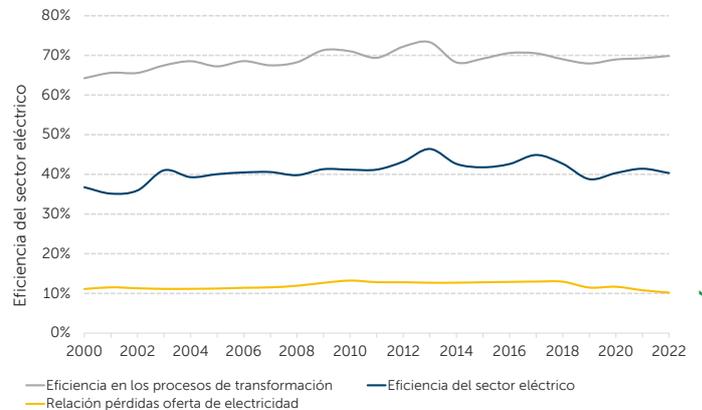
(*) El indicador es calculado con la capacidad instalada nominal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye autoprodutores solares instalados para consumos propios de las centrales del sistema o independientes.

Generación eléctrica renovable no convencional per cápita*

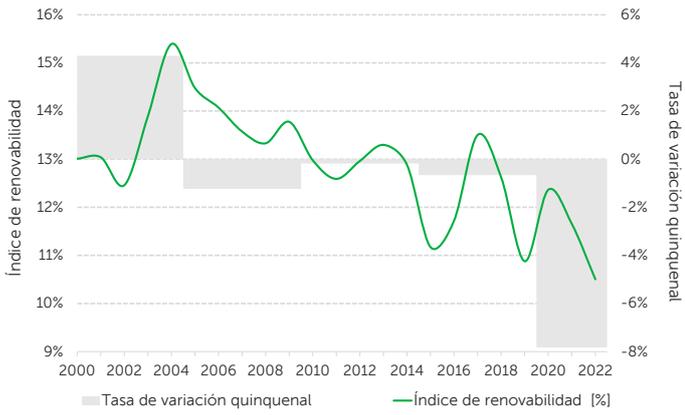


(*) El indicador es calculado con la generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), excluye autoprodutores solares instalados para consumos propios de las centrales del sistema o independientes.

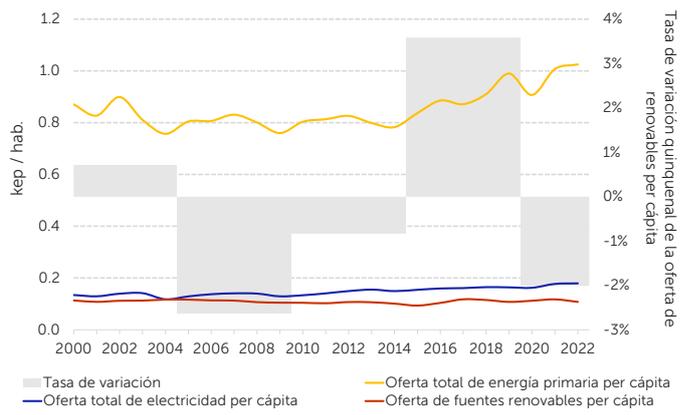
Eficiencia del sector eléctrico



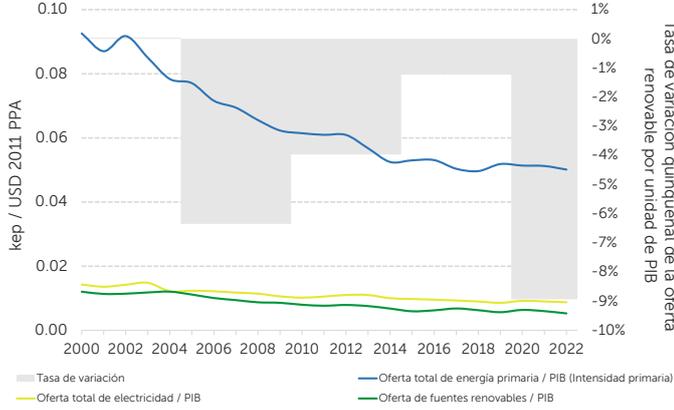
Índice de renovabilidad



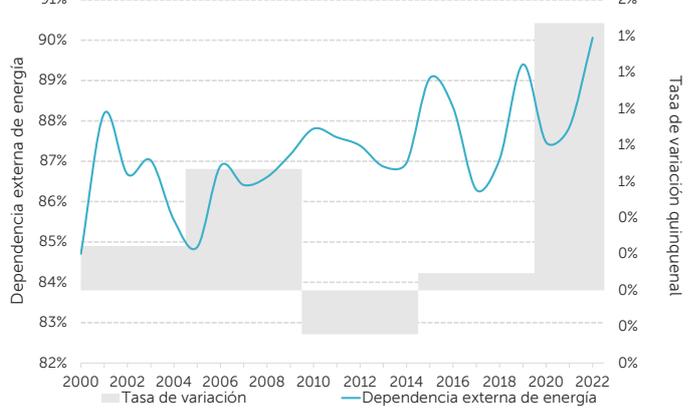
Oferta de energía per cápita



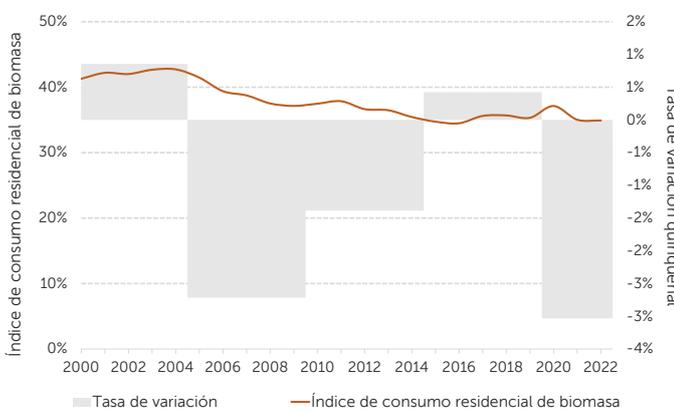
Ofertas de energía por unidad de PIB



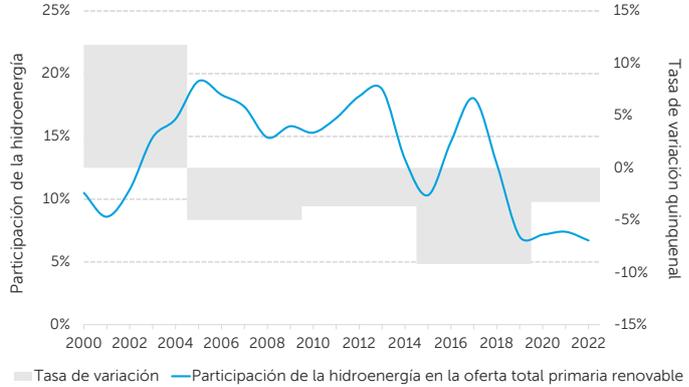
Dependencia externa de energía



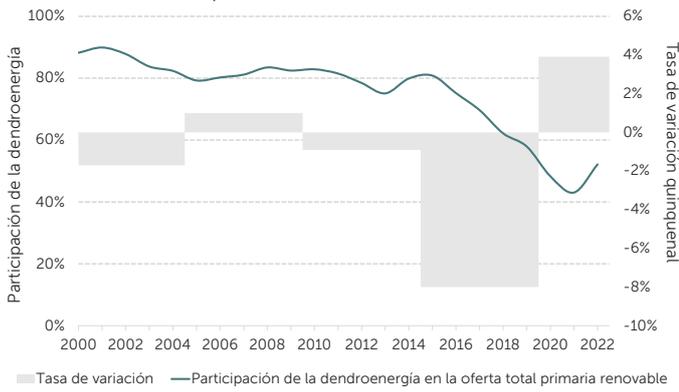
Índice de consumo residencial de biomasa



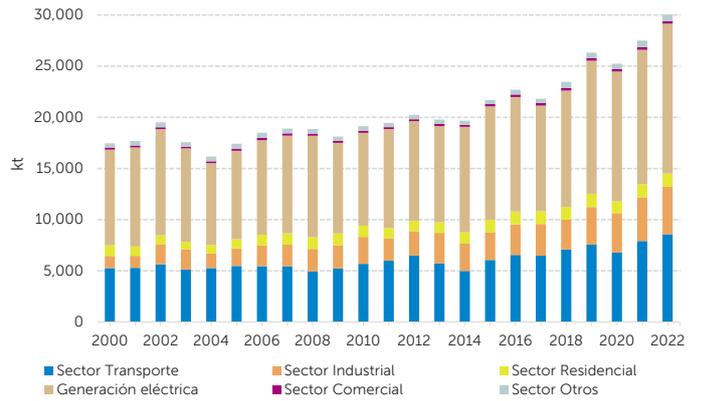
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



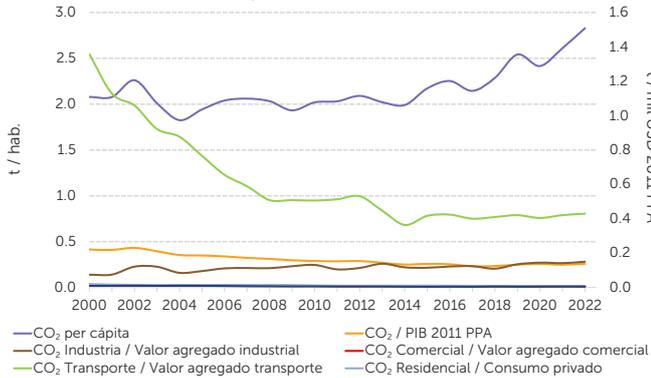
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



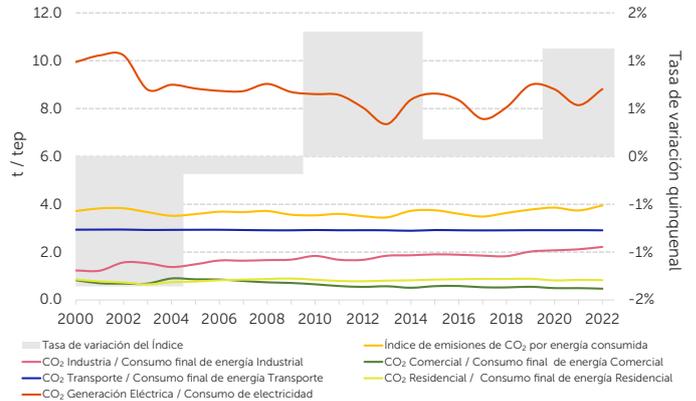
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



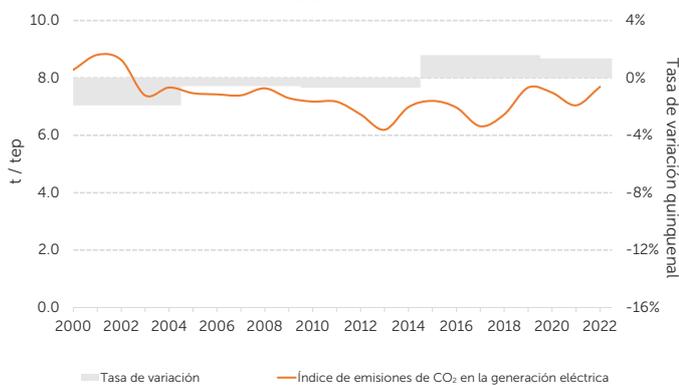
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



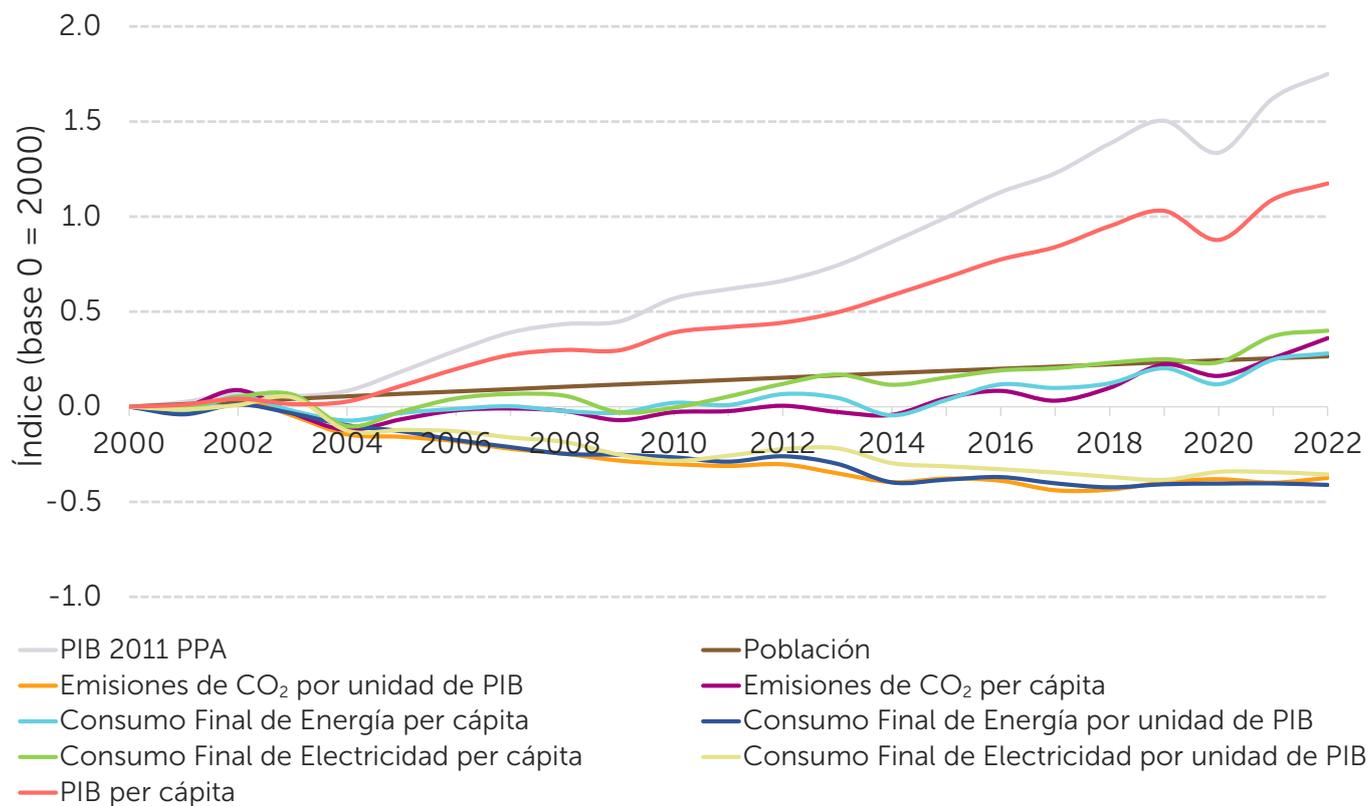
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





SURINAME

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	618 ¹
Superficie (km ²)	163,820
Densidad de población (hab. / km ²)	4
Población urbana (%)	66
PIB USD 2018 (MUSD)	3,332 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	9,223 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético 2022



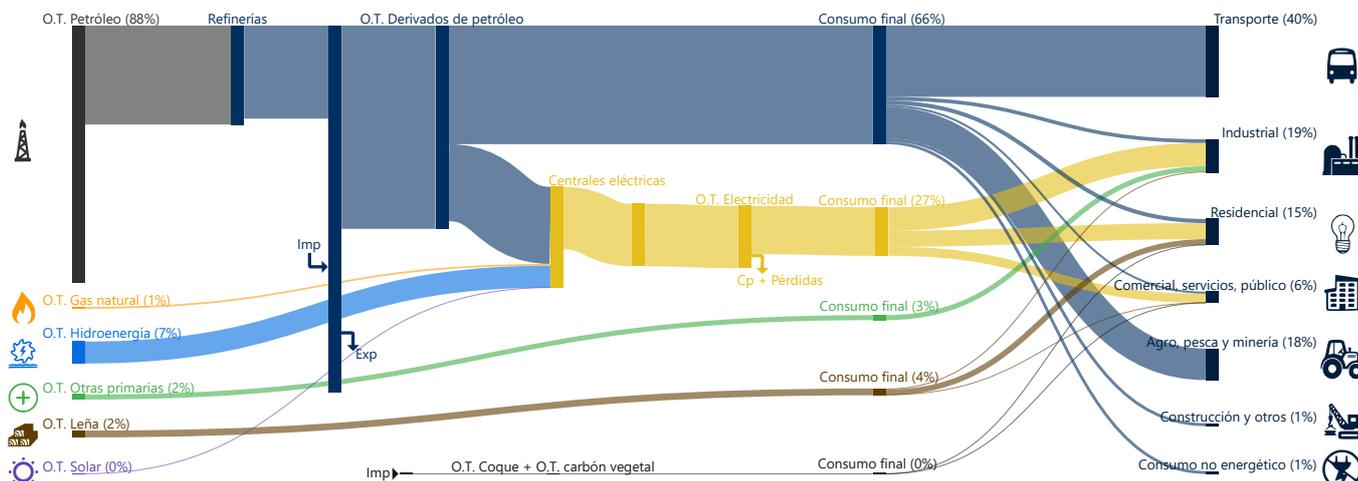
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

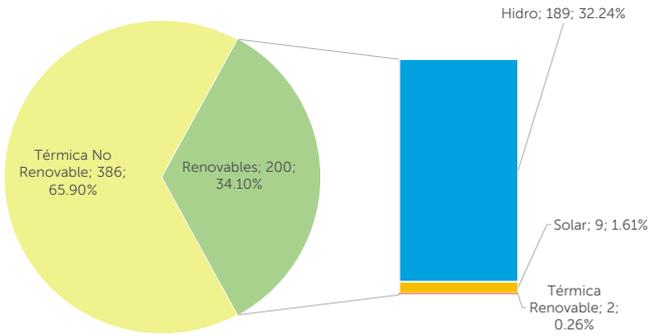
Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2022 presentados corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,048	0.97	98.20	0.89	0.98	0.46	0.55	0.60	15	0.59	0.10 / 0.06	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

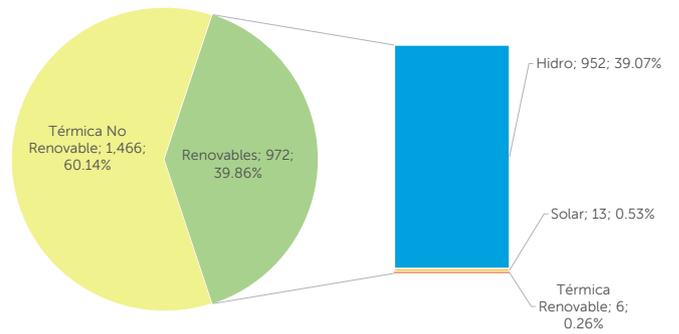
Balance energético resumido 2022



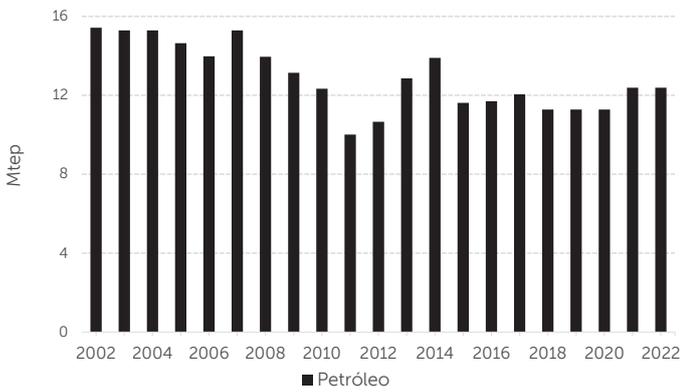
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



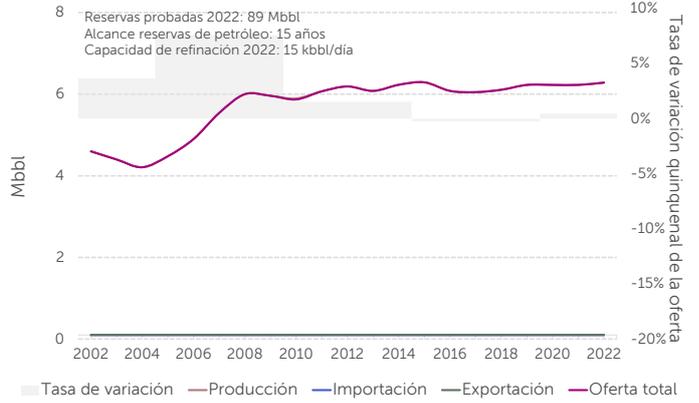
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo

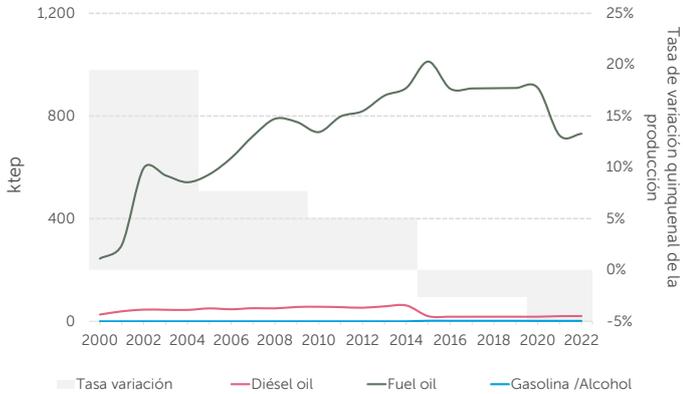


Oferta de petróleo

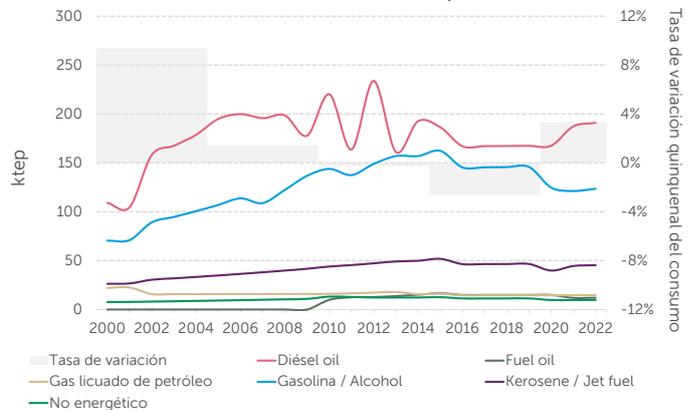


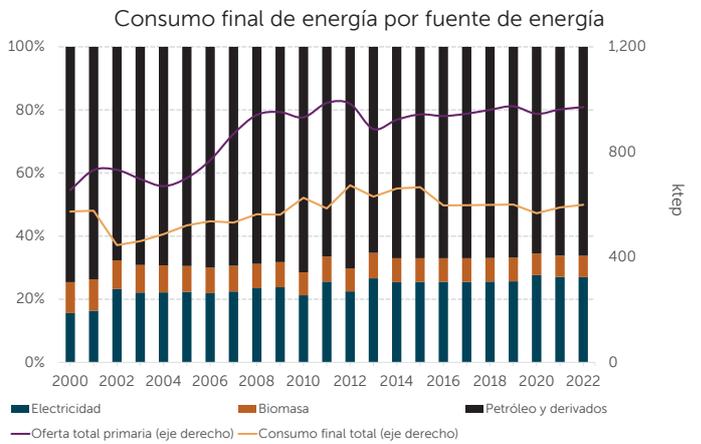
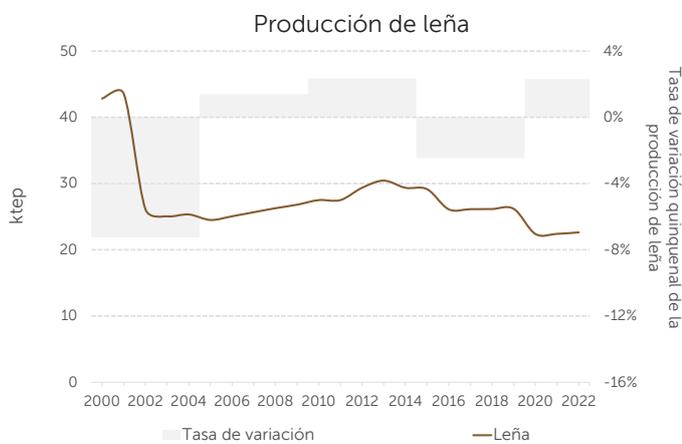
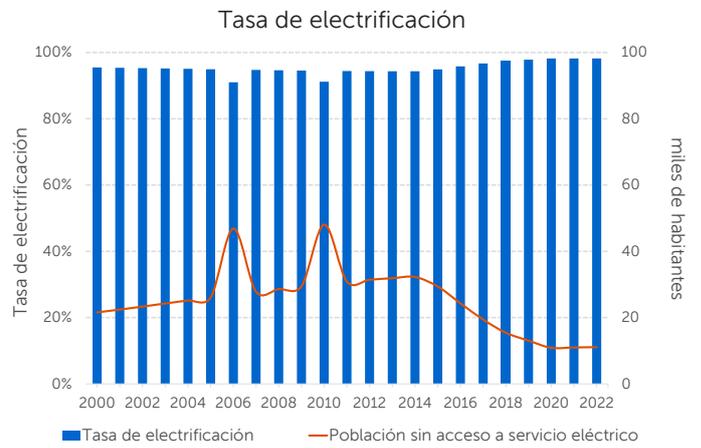
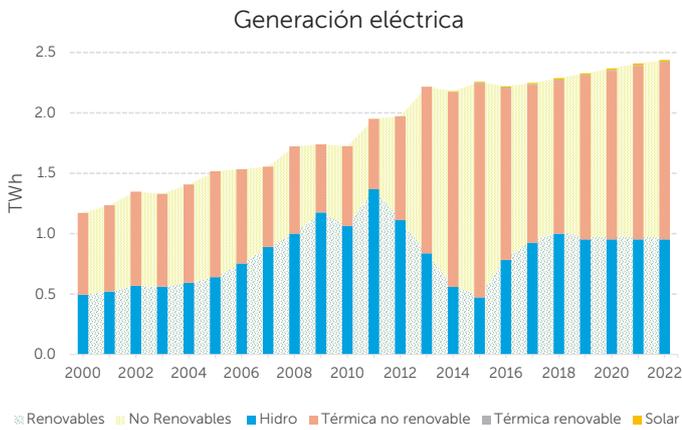
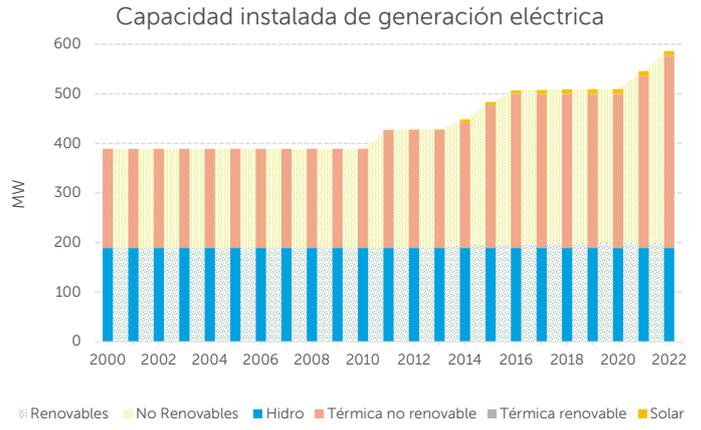
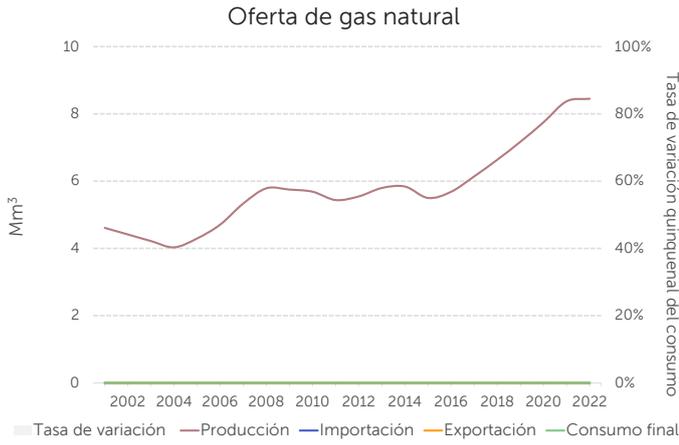
SURINAME

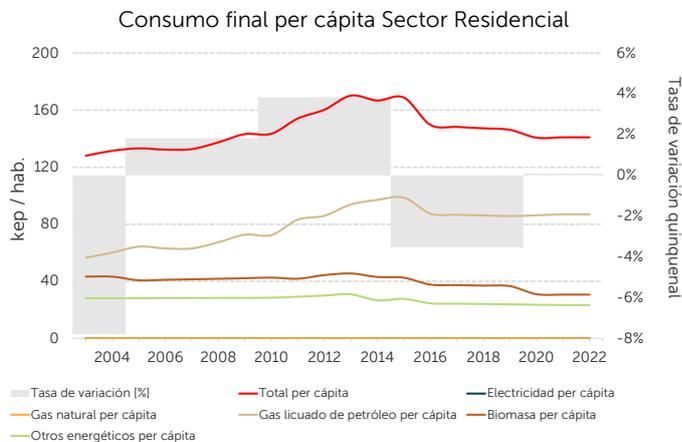
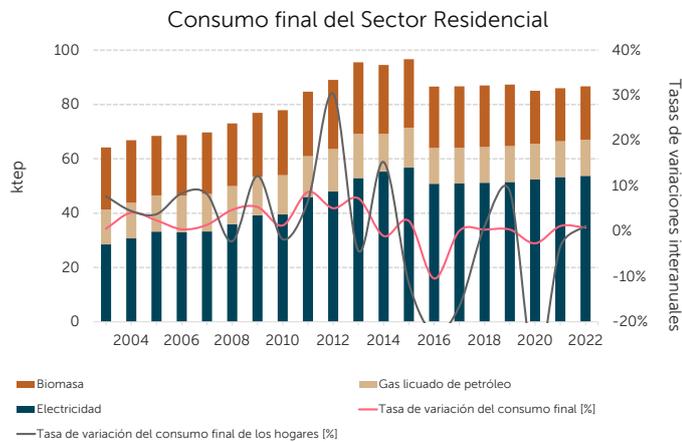
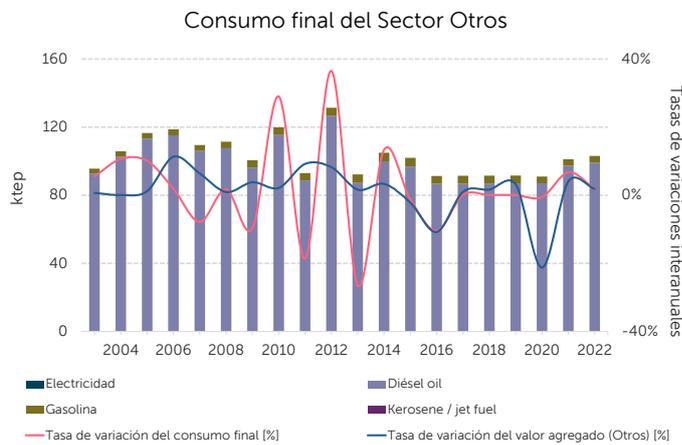
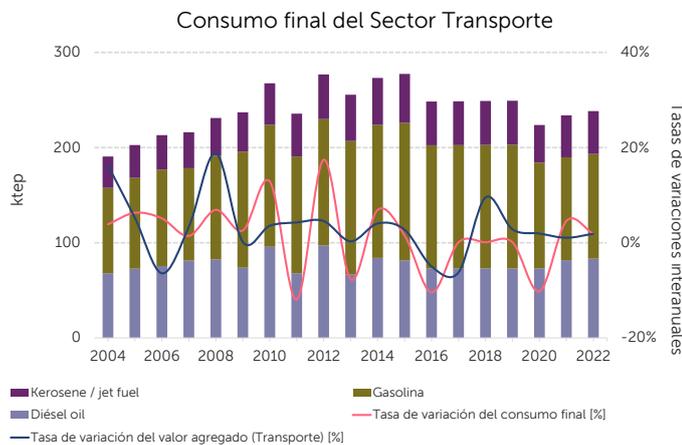
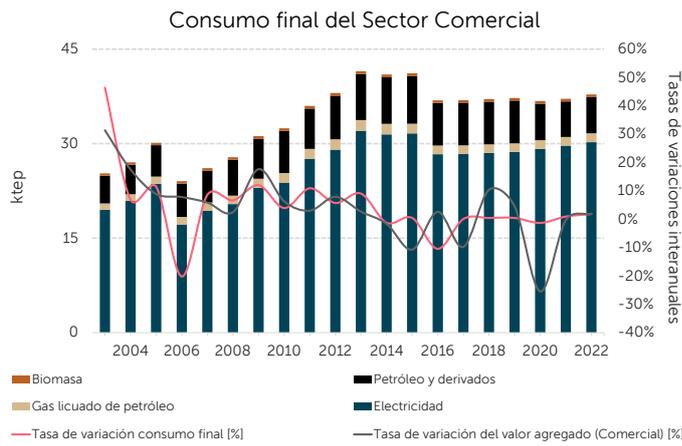
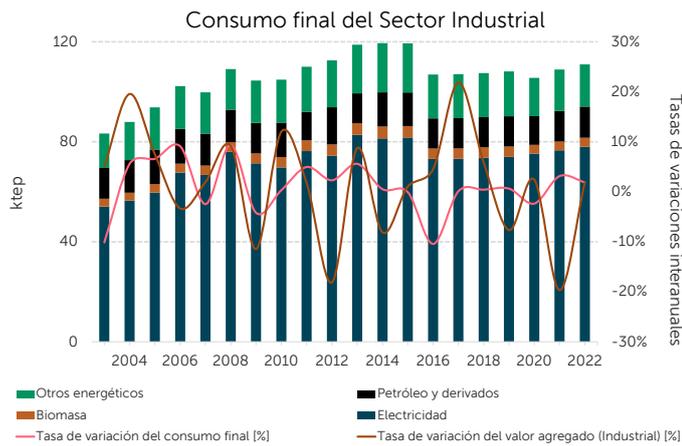
Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo

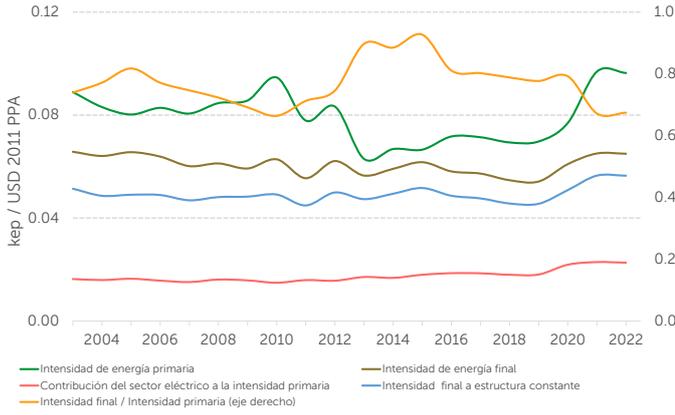




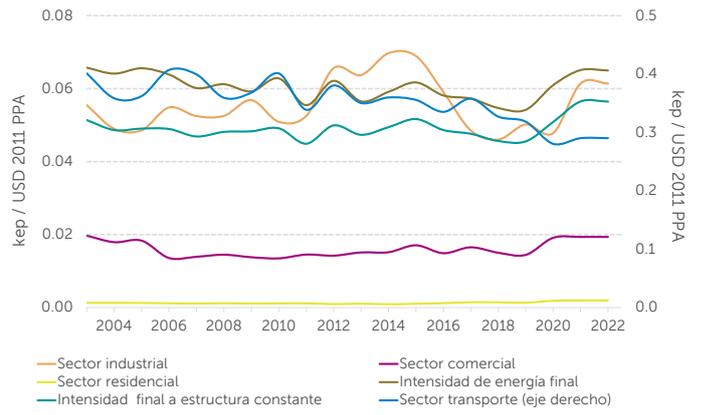




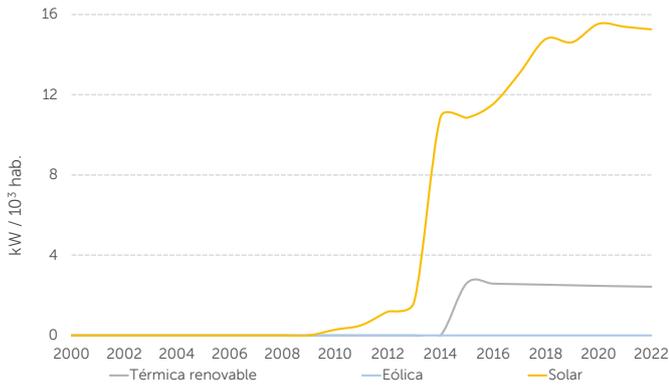
Intensidades energéticas



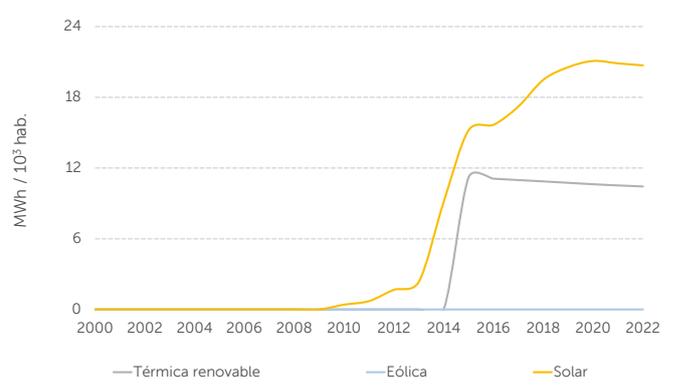
Intensidades energéticas sectoriales



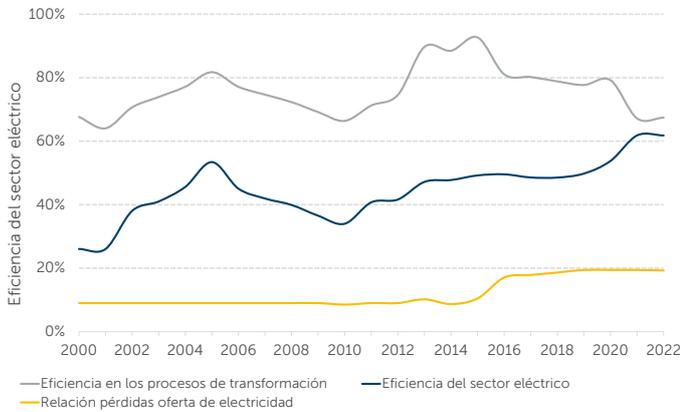
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



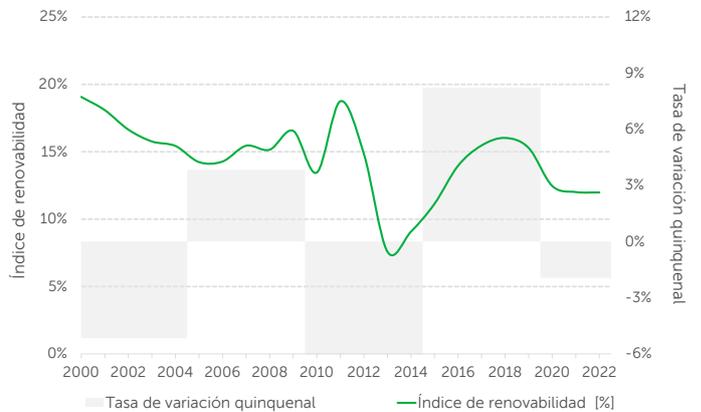
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita

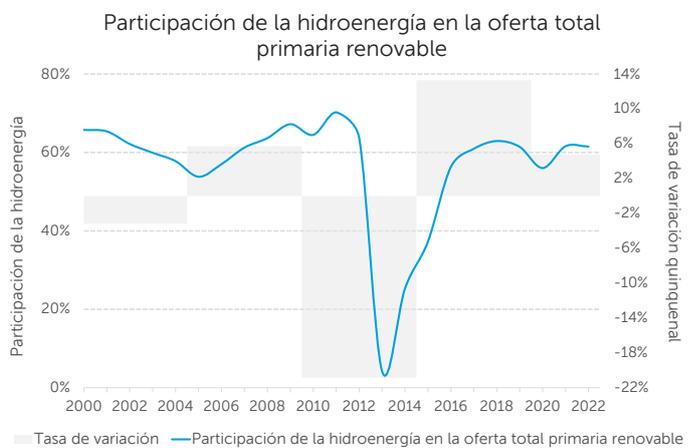
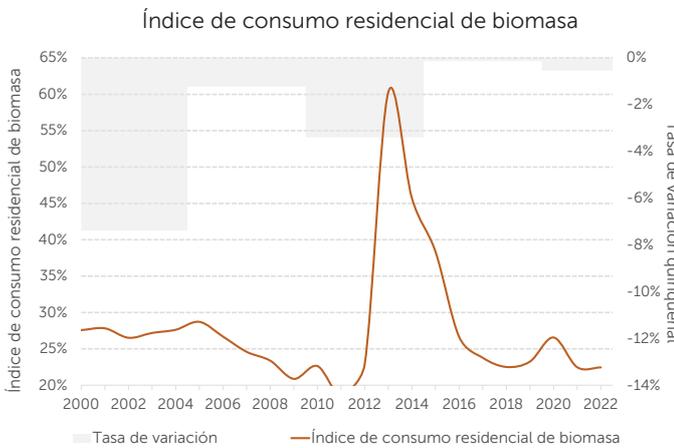
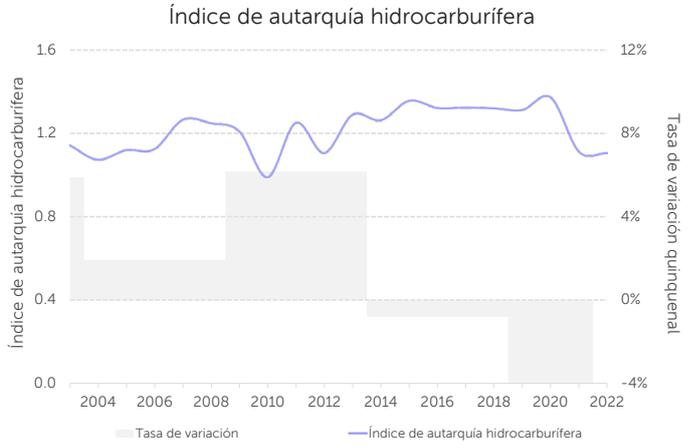
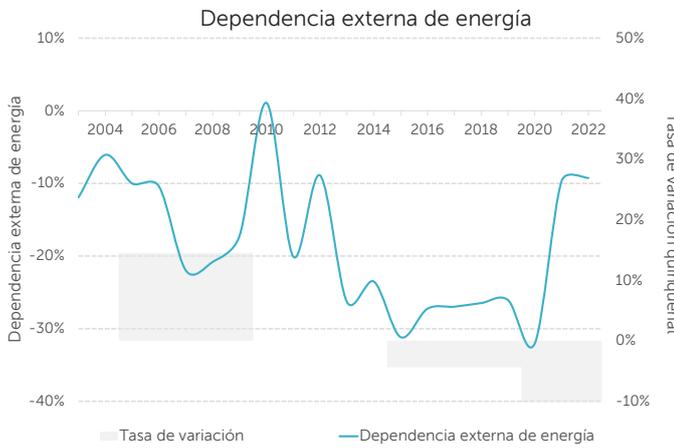
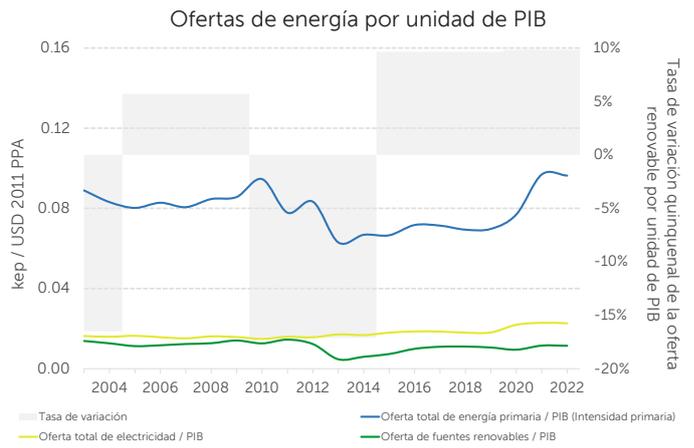
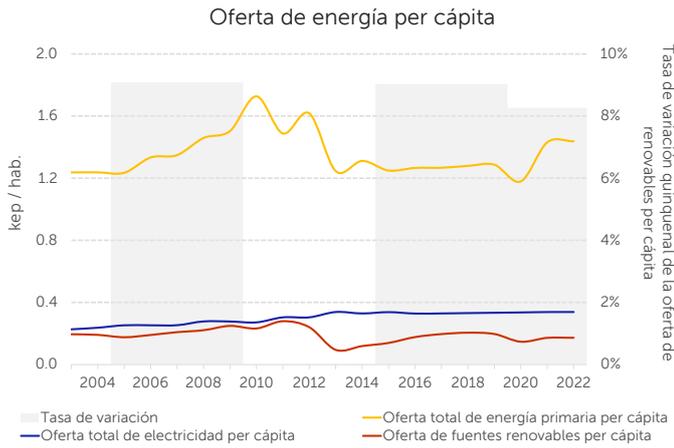


Eficiencia del sector eléctrico



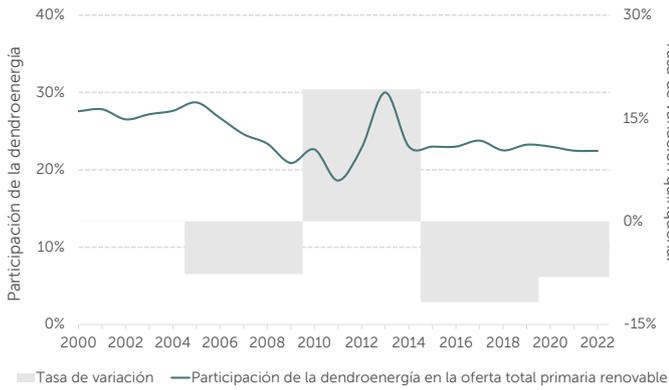
Índice de renovabilidad



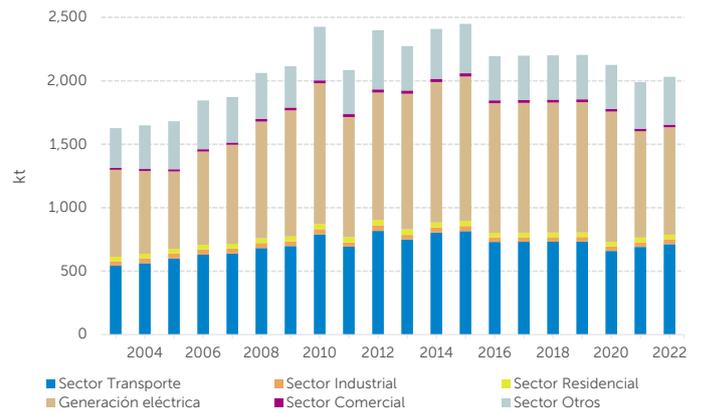




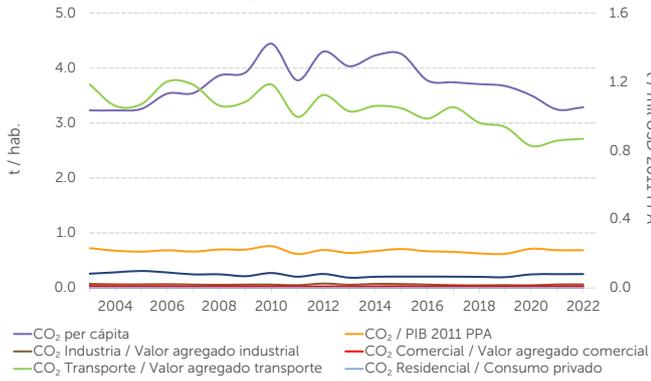
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



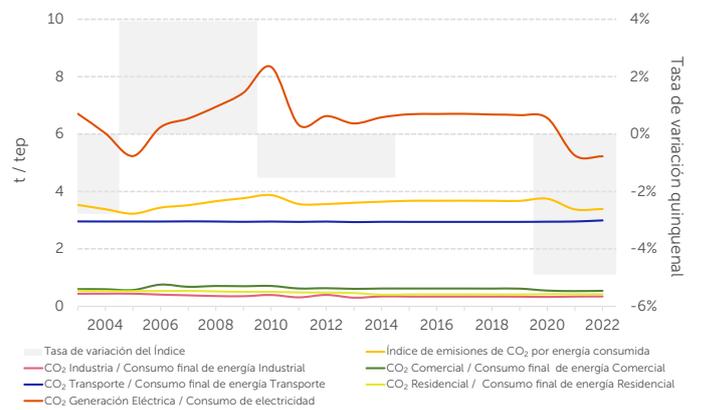
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



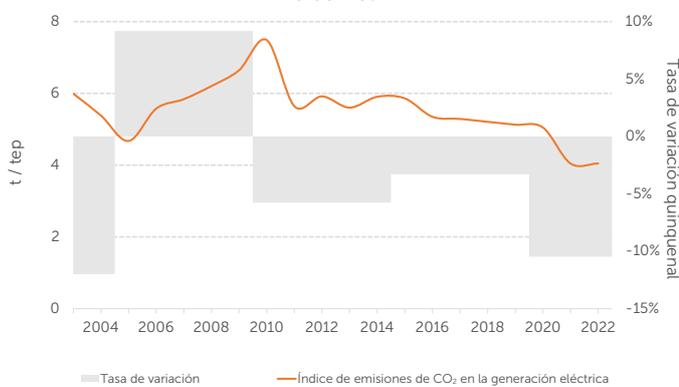
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



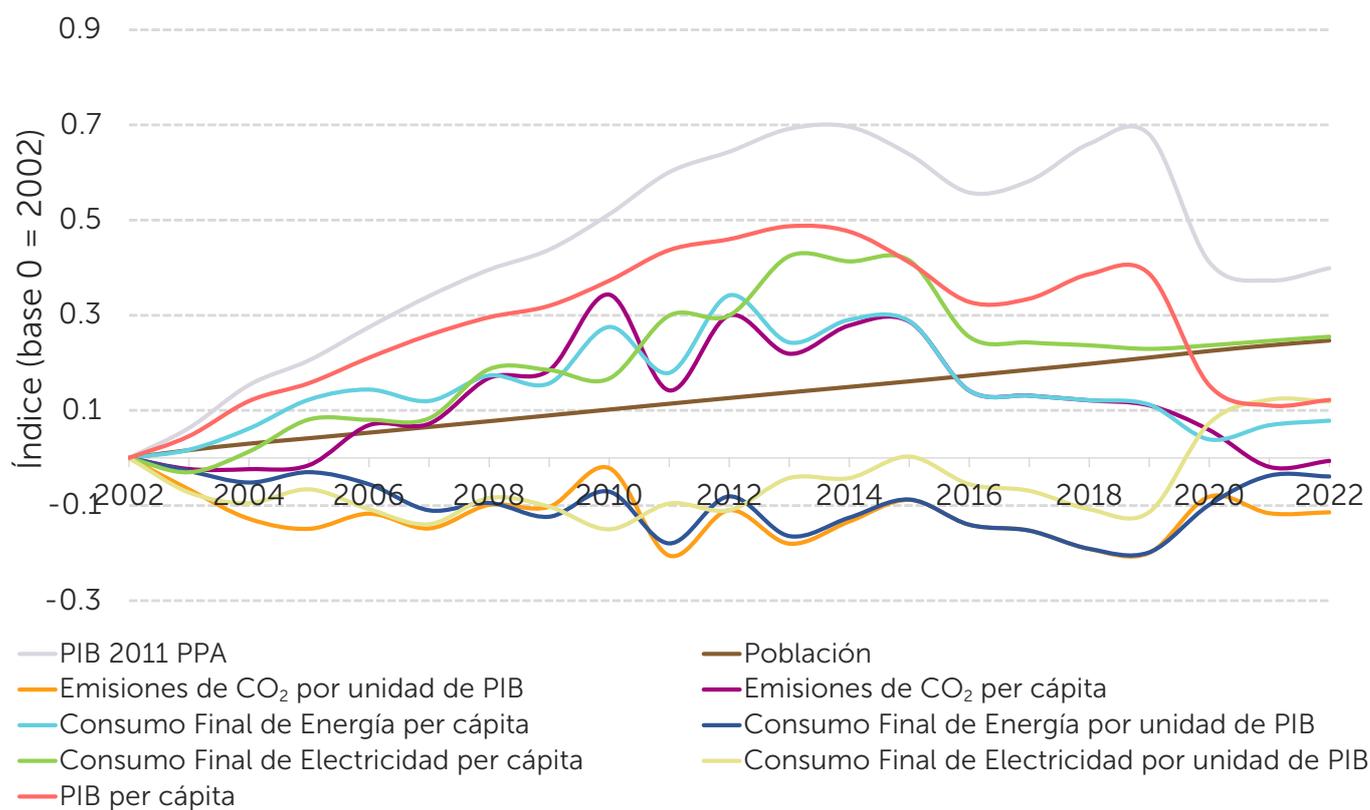
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



TRINIDAD Y TOBAGO

Datos Generales 2022



Población (mil hab.)	1,531 ¹
Superficie (km ²)	5,130
Densidad de población (hab. / km ²)	298
Población urbana (%)	53
PIB USD 2018 (MUSD)	22,805 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	36,019 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	24

Sector Energético 2022



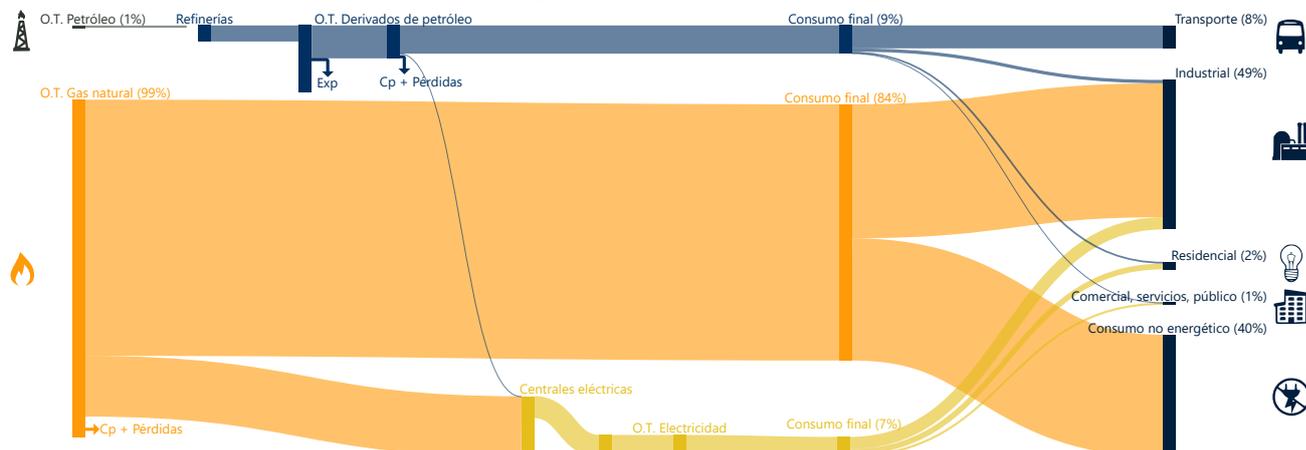
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2022 presentados en esta publicación son preliminares y están sujetos a revisión por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
5,654	7.37	99.00	13.10	38.20	1.88	26.03	11.28	190	2.03	0.36 / 0.31	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

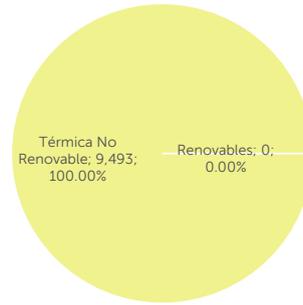
Balance energético resumido 2022



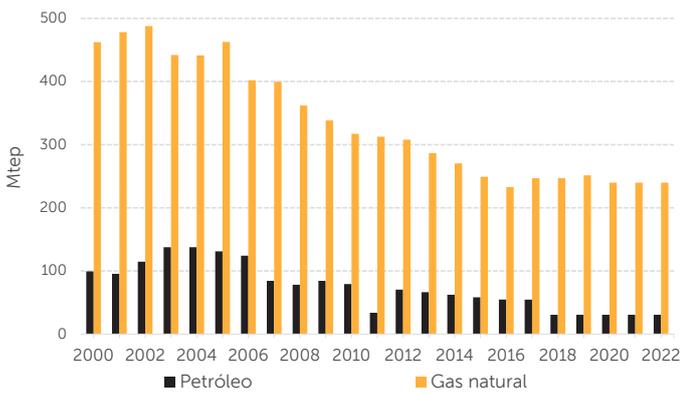
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



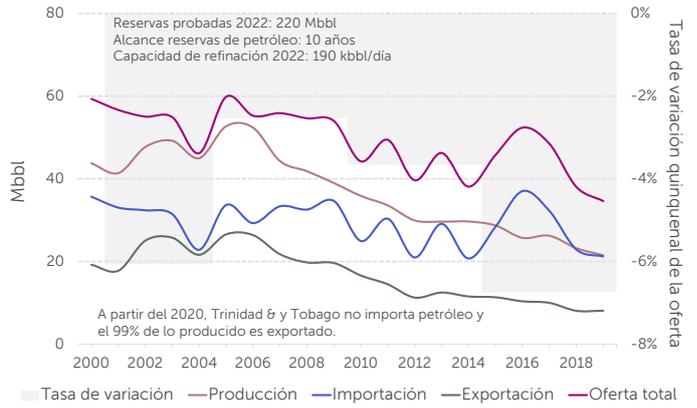
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



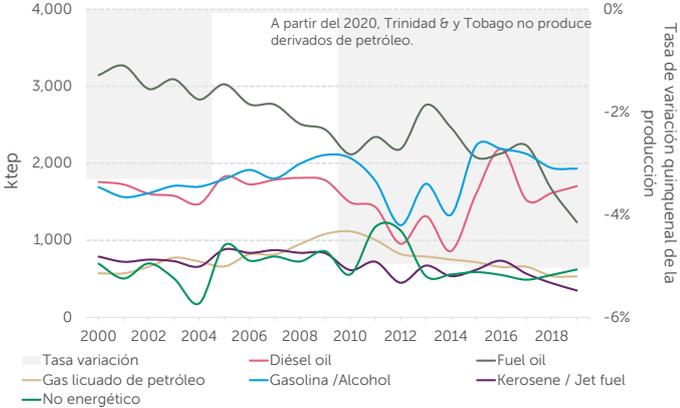
Reservas probadas de petróleo y gas natural



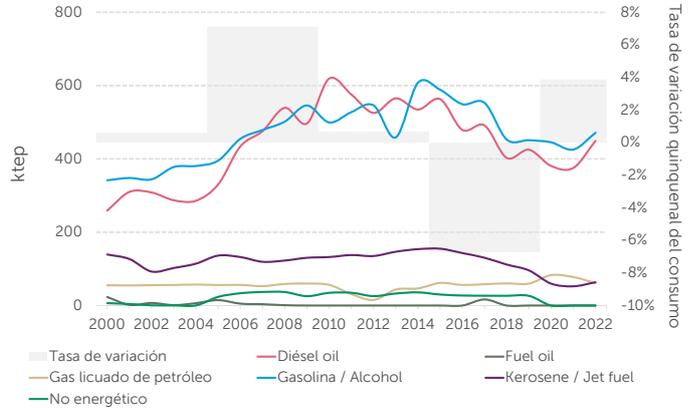
Oferta de petróleo



Producción derivados de petróleo

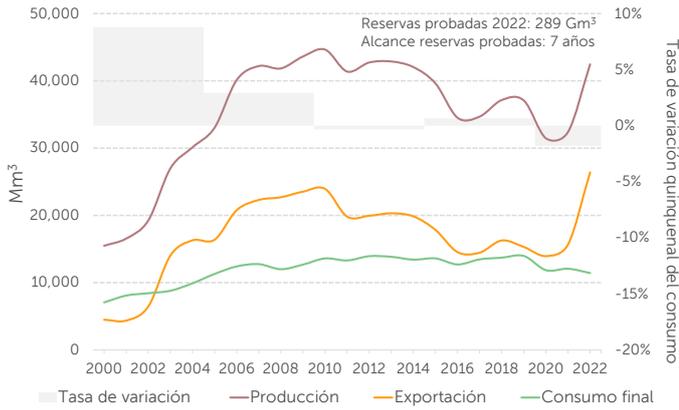


Consumo derivados de petróleo





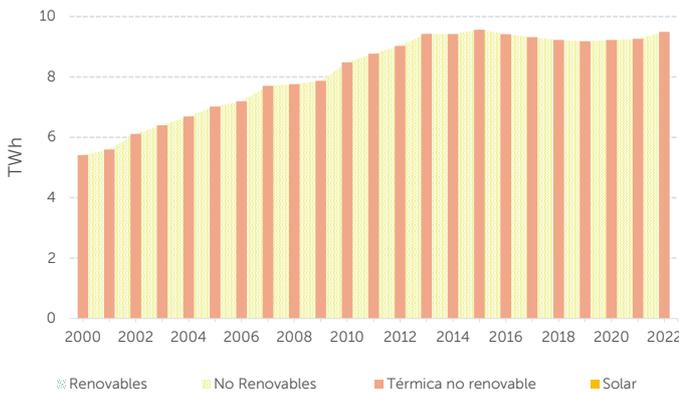
Oferta de gas natural



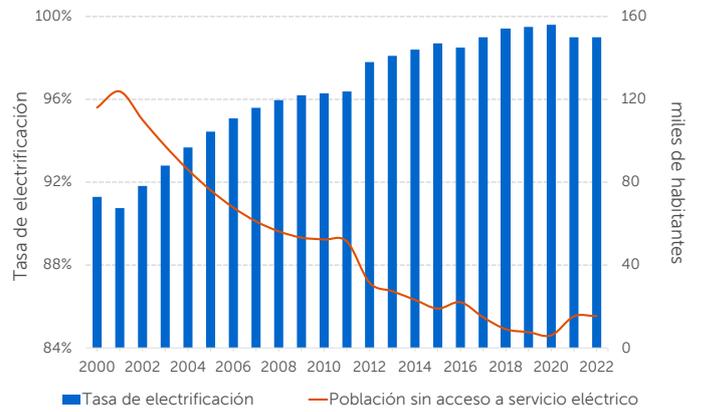
Capacidad instalada de generación eléctrica



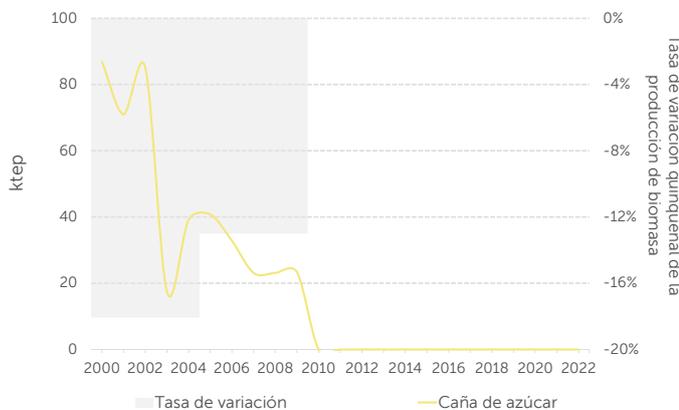
Generación eléctrica



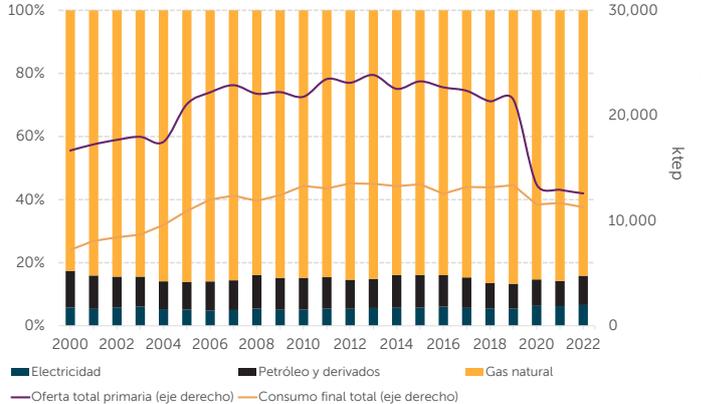
Tasa de electrificación

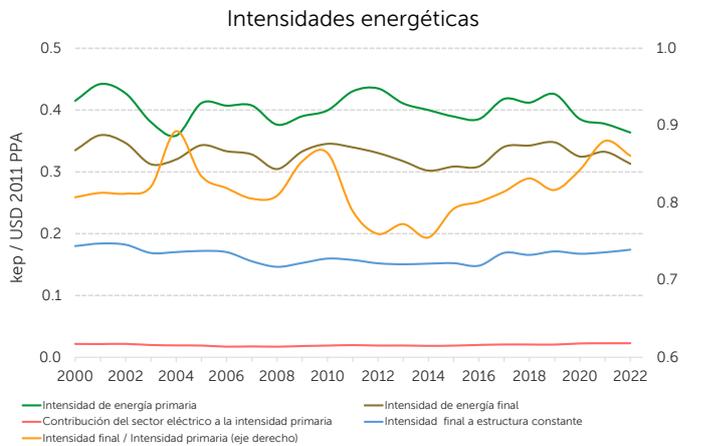
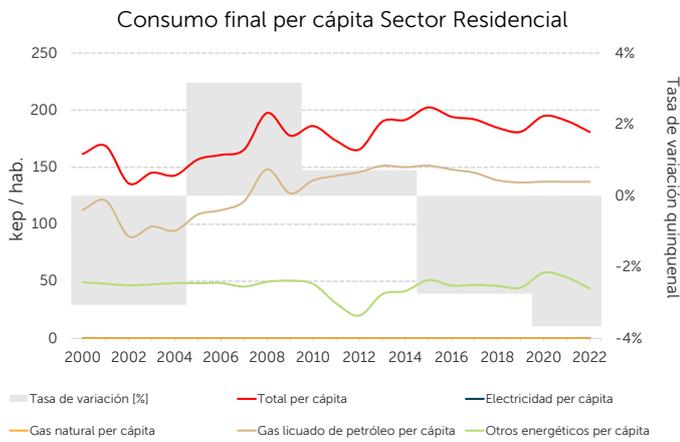
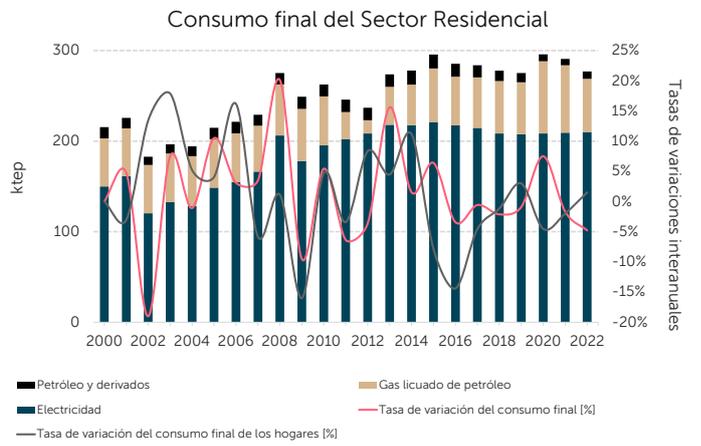
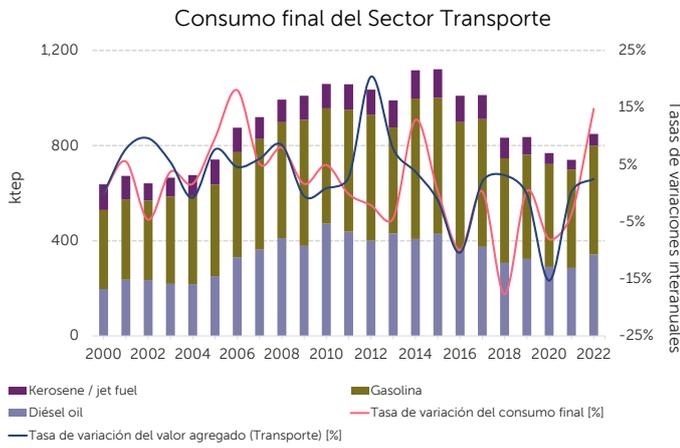
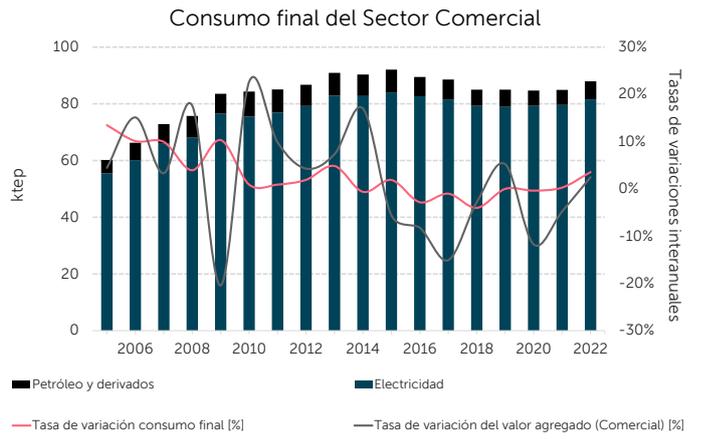
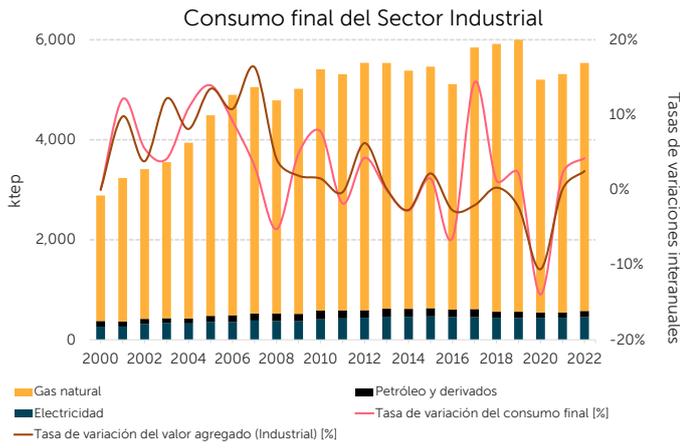


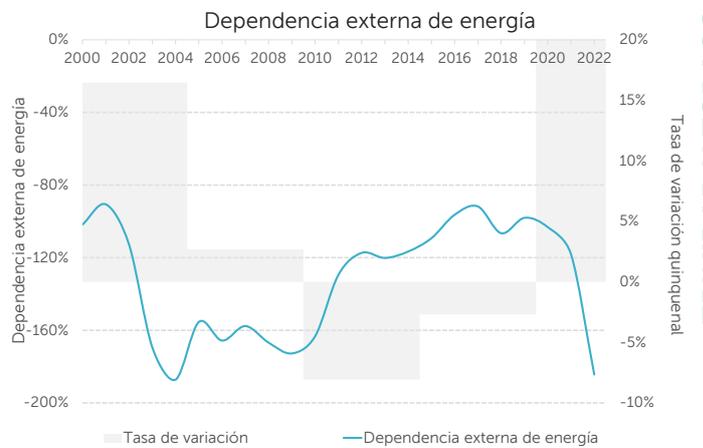
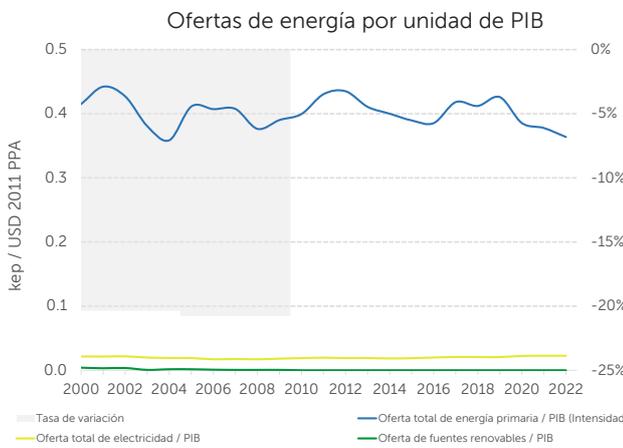
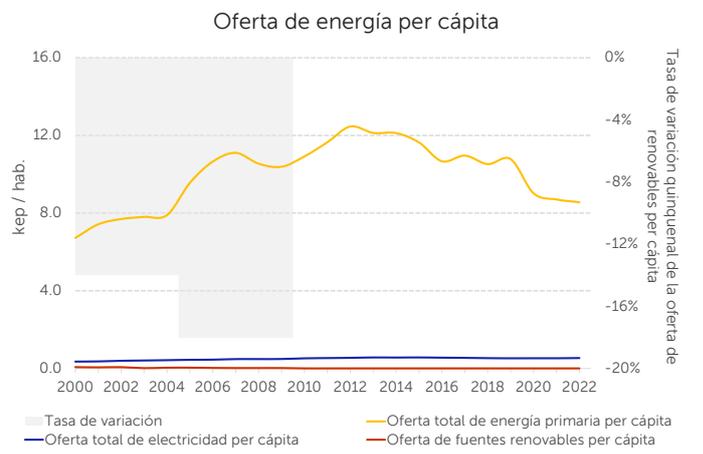
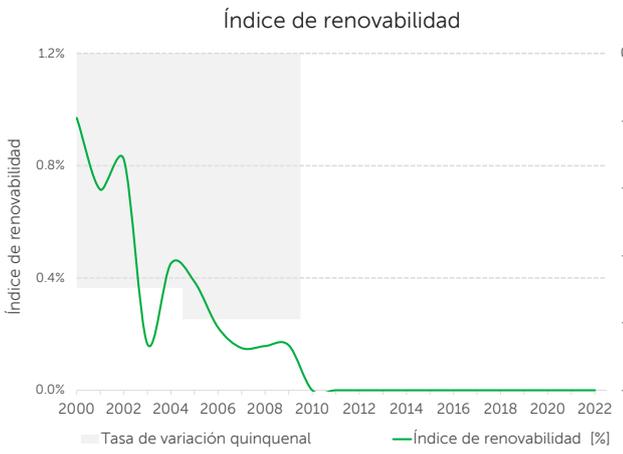
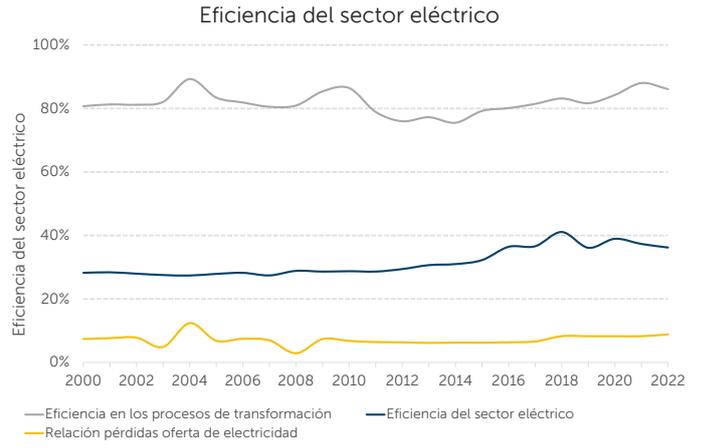
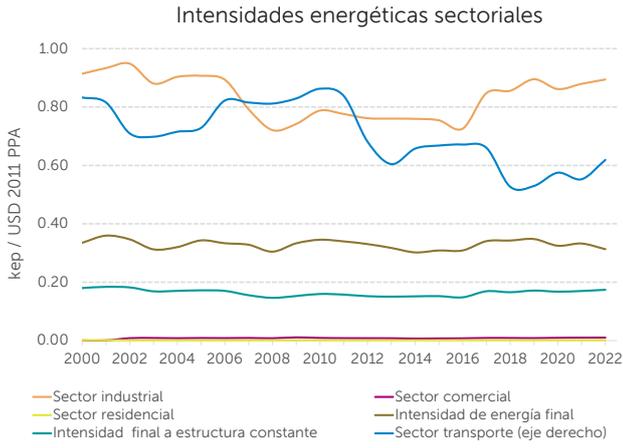
Producción de caña de azúcar

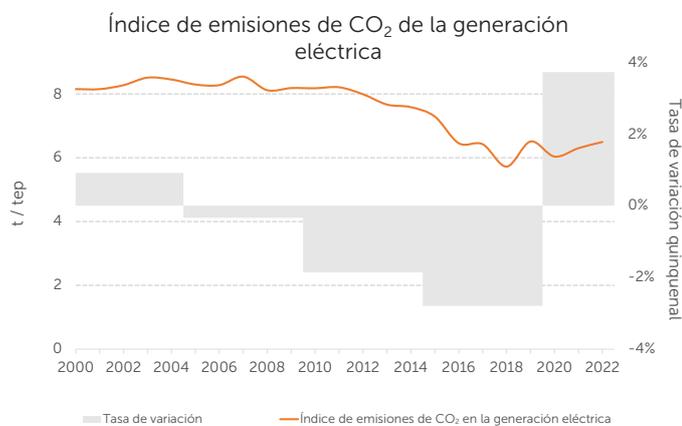
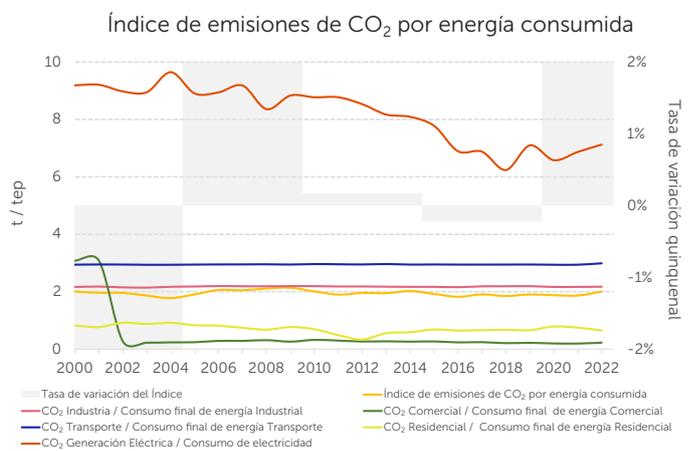
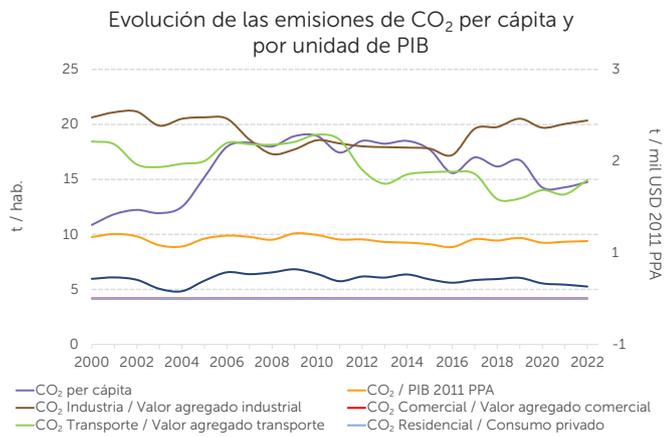
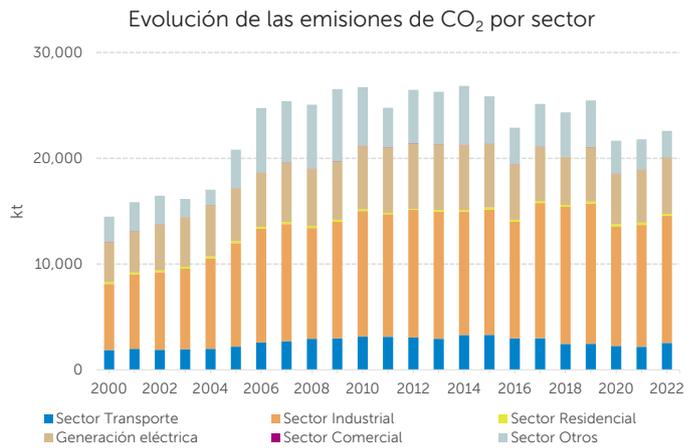
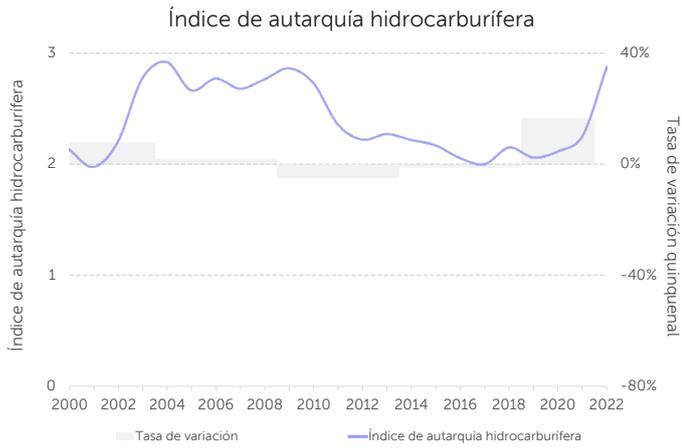


Consumo final de energía por fuente de energía

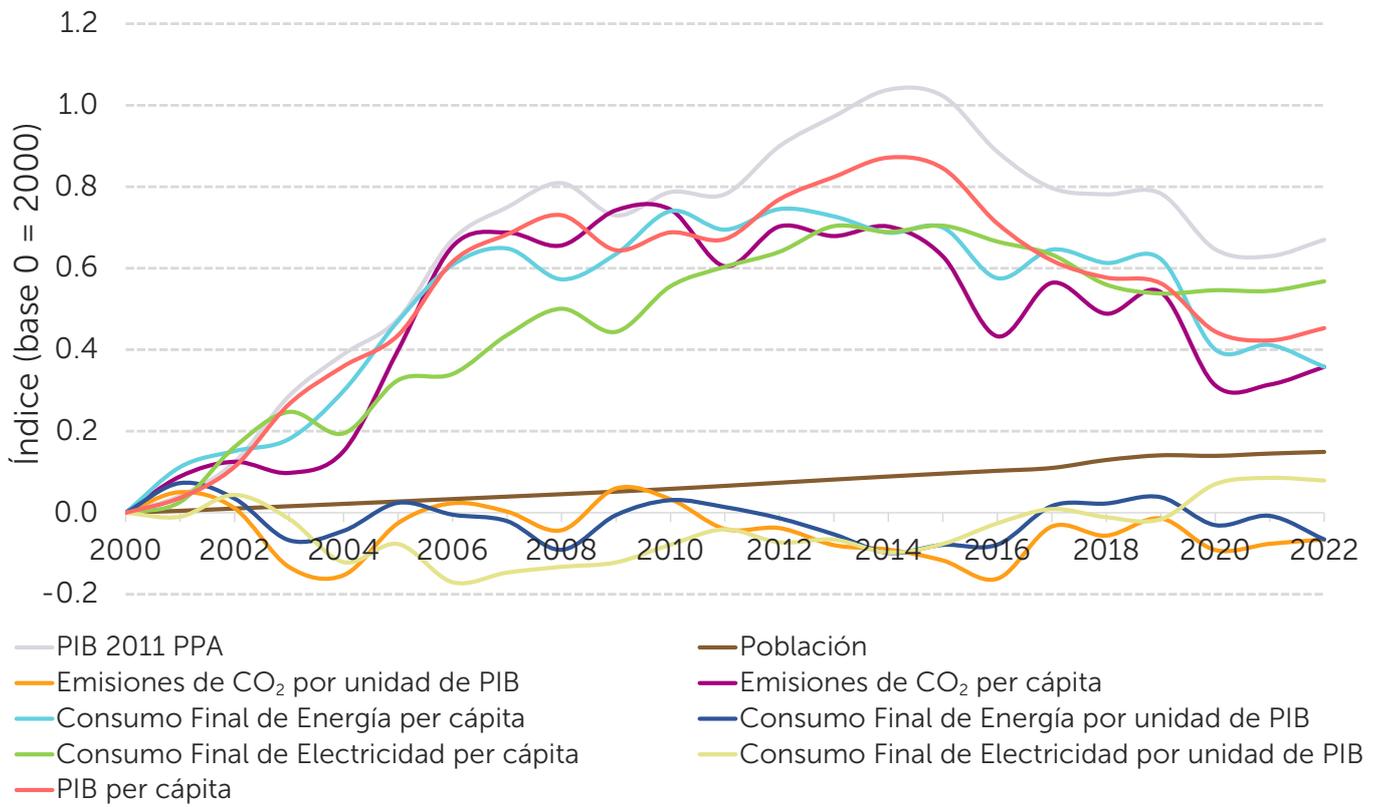








Resumen de los principales indicadores







URUGUAY

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	3,555 ¹
Superficie (km ²)	176,215
Densidad de población (hab. / km ²)	20
Población urbana (%)	94
PIB USD 2018 (MUSD)	68,130 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	83,607 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	24

Sector Energético 2022



¹ Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

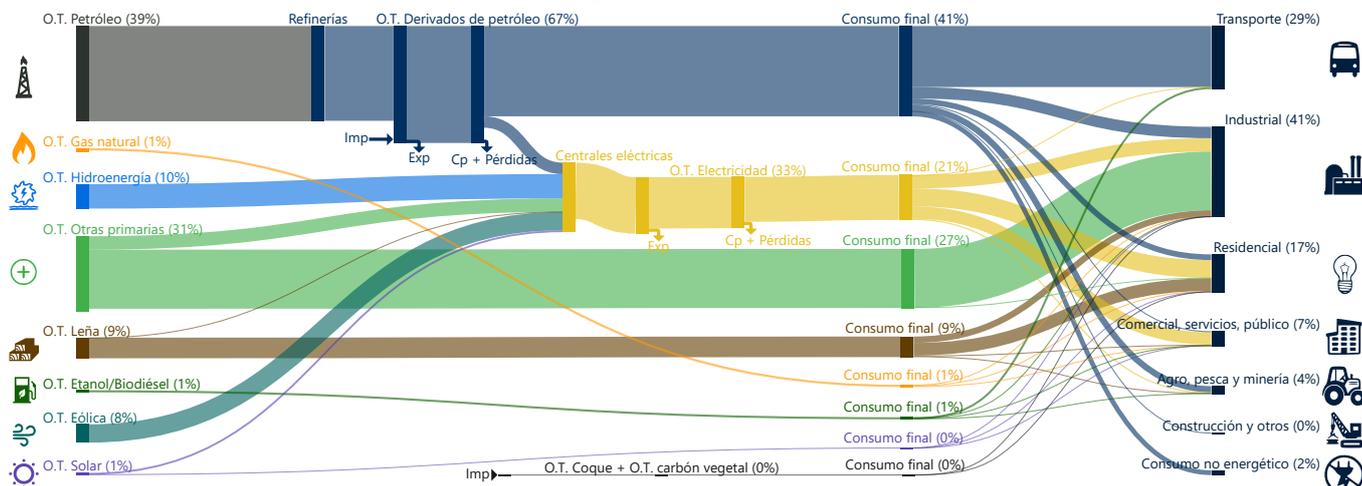
² CEPAL.

³ Banco Mundial.

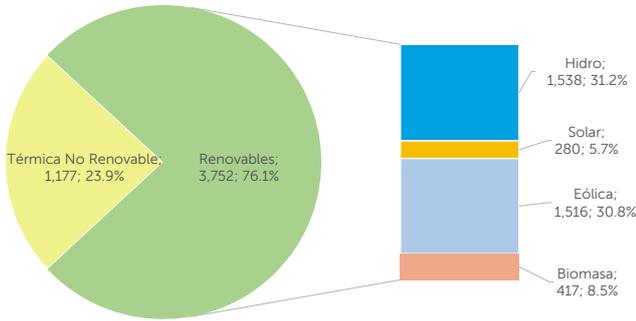
⁴ El dato corresponde a producción primaria de energía.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,306	1.39	99.93	5.59	3.29 ⁴	2.68	0.13	4.94	50	4.93	0.07 / 0.06	
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final	

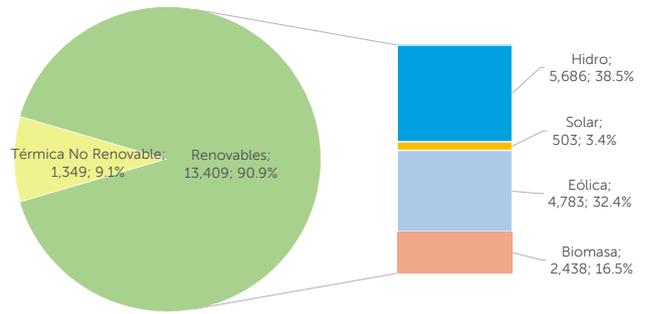
Balance energético resumido 2022



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2022



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022

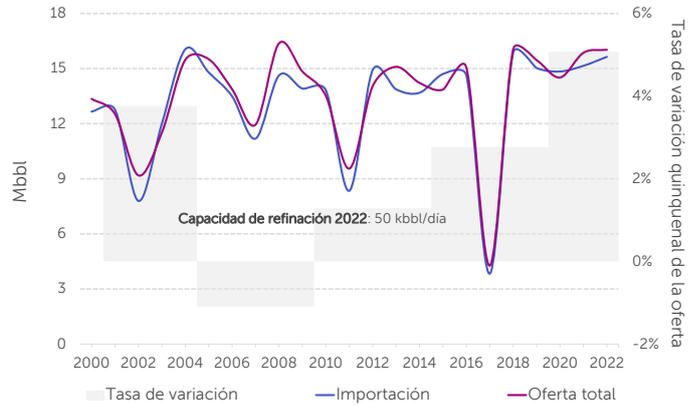


Uruguay cuenta con una refinería “La Teja”, propiedad de la empresa ANCAP, ubicada en Montevideo, actualmente su capacidad de refinación es de 50 mil barriles por día.

La refinería se puso en operación en 1937, fue remodelada entre los años 1993 - 1995 y no hubo producción en el año 1994, en los períodos, septiembre 2002 a marzo 2003, septiembre 2011 a enero 2012 y gran parte del año 2017 la refinería estuvo parada por mantenimiento.

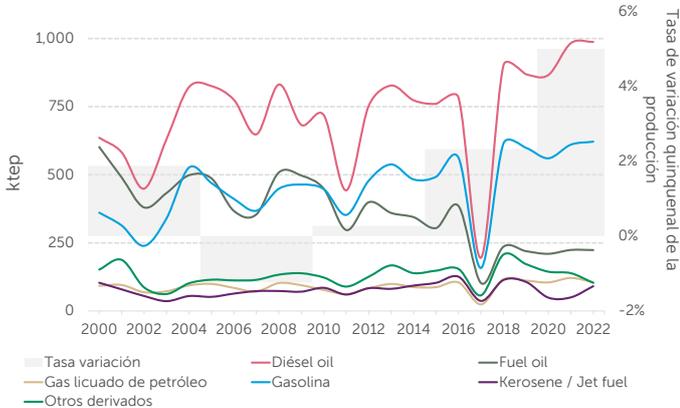
En el 2022, el insumo de petróleo para la producción de derivados fue de 2,144 ktep para producir 2,131 ktep de derivados de petróleo.

Oferta de petróleo

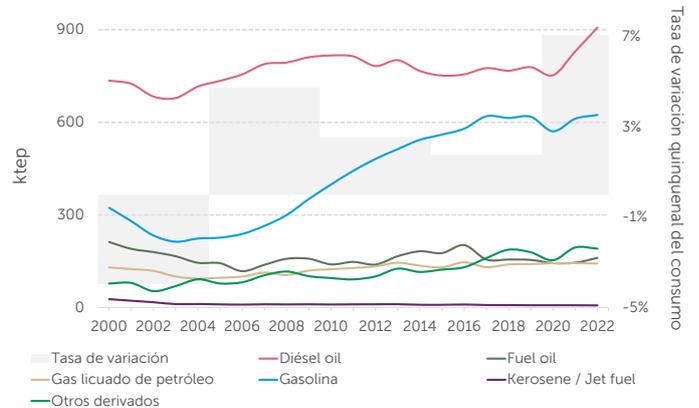


URUGUAY

Producción derivados de petróleo

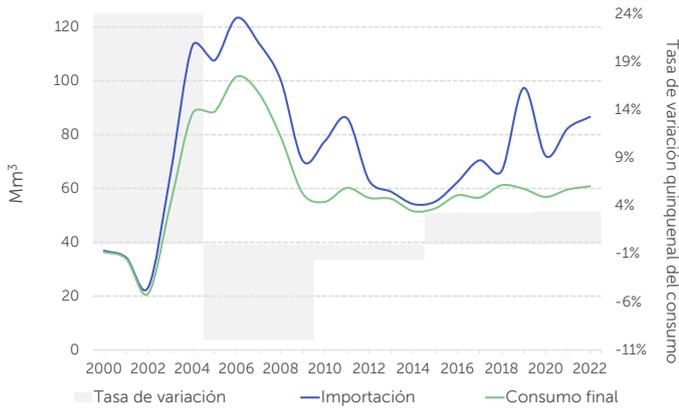


Consumo derivados de petróleo

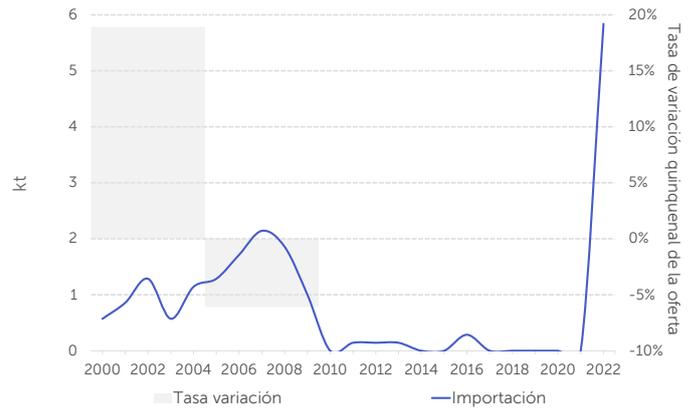




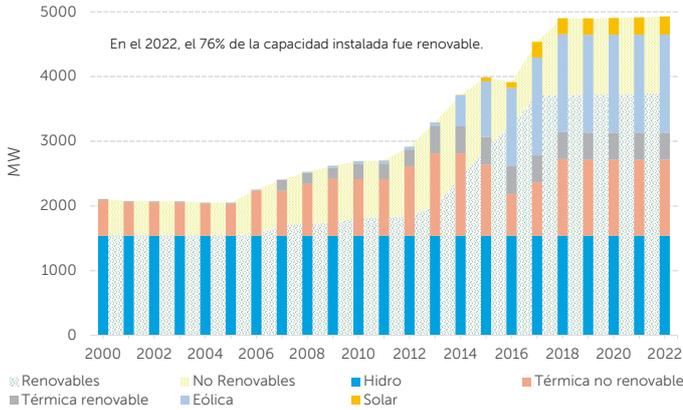
Oferta de gas natural



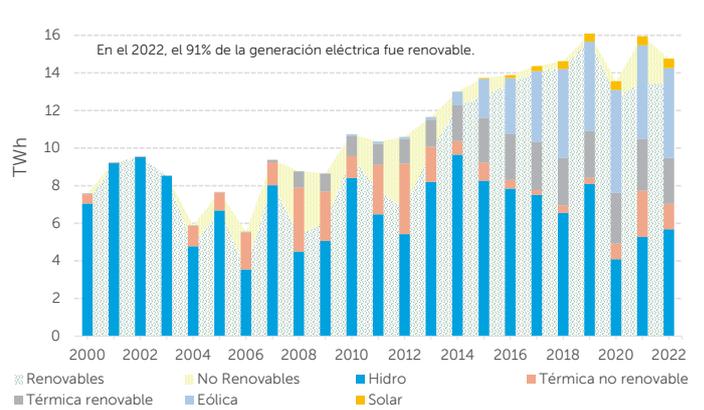
Oferta de carbón mineral



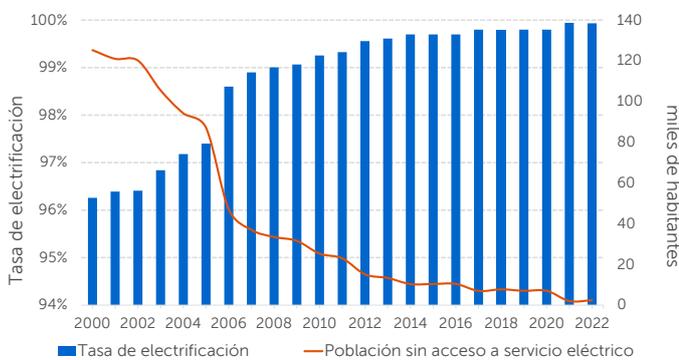
Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

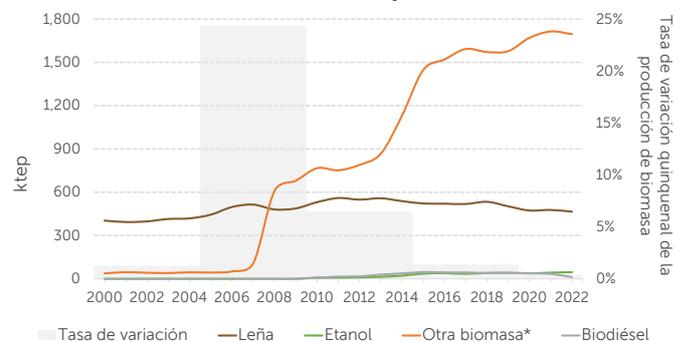


Tasa de electrificación



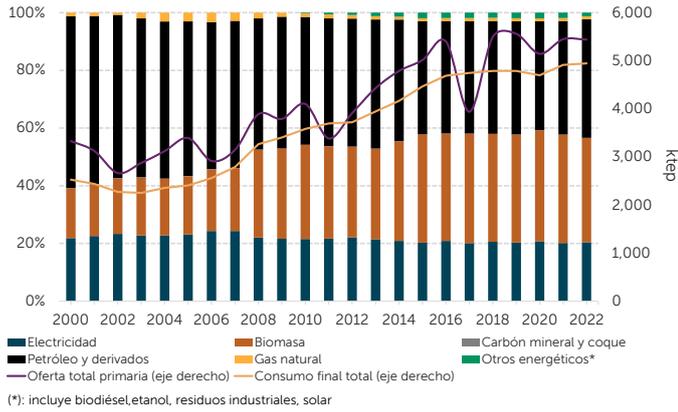
Nota: Los datos 2000-2005 fueron estimados por OLADE.
El dato 2020 corresponde al año 2019, El INE no relevó la información en la ECH 2020 (por pandemia).

Producción de biomasa y biocombustibles

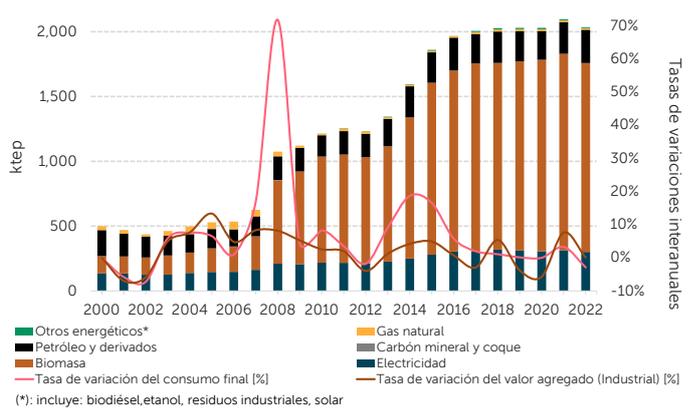


Otra biomasa incluye residuos de biomasa (cáscara de arroz, de girasol, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera).

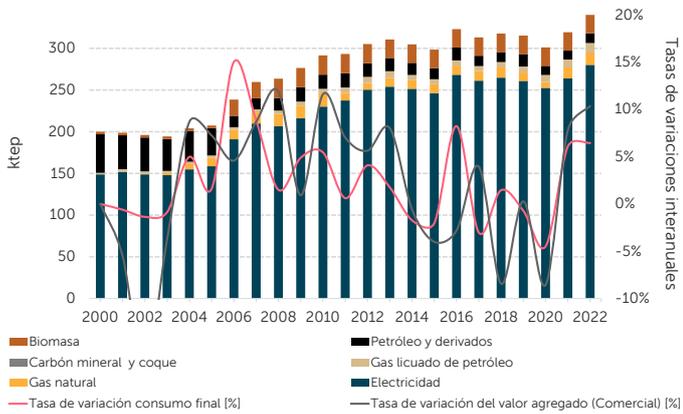
Consumo final de energía por fuente de energía



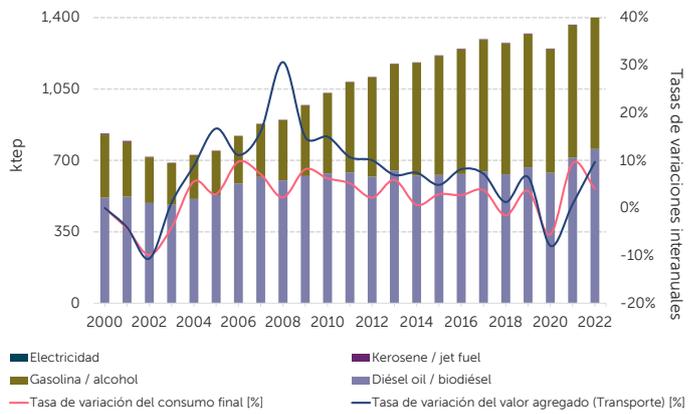
Consumo final del Sector Industrial



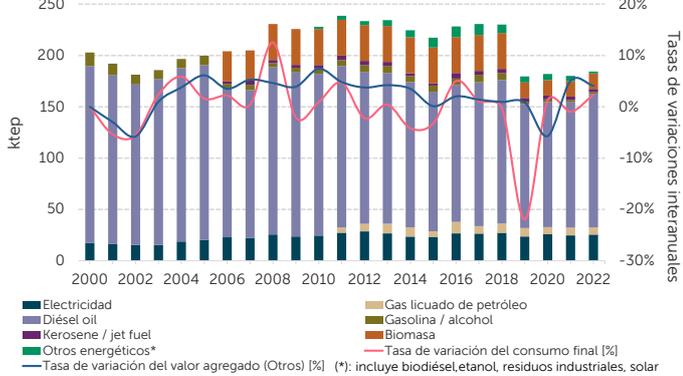
Consumo final del Sector Comercial



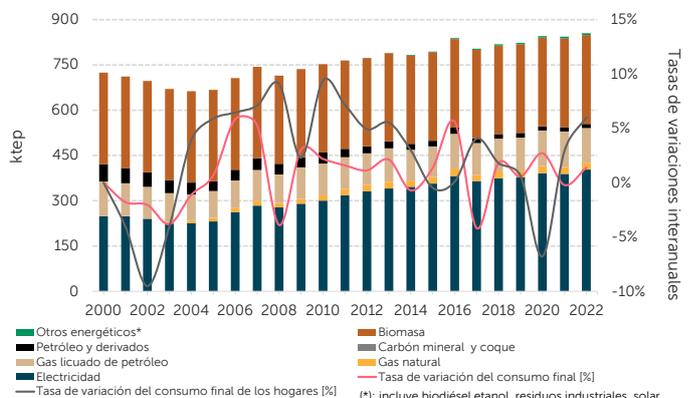
Consumo final del Sector Transporte



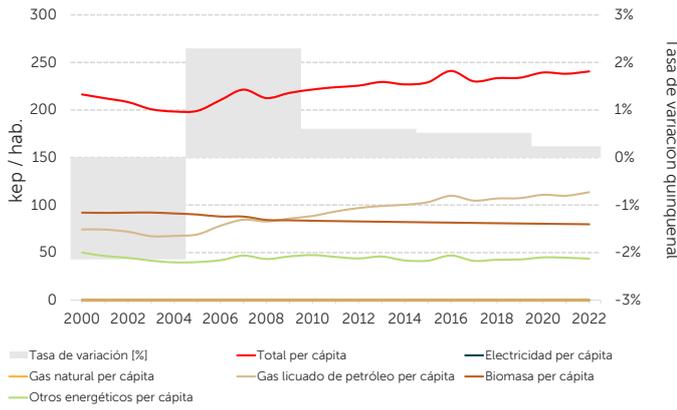
Consumo final del Sector Otros**



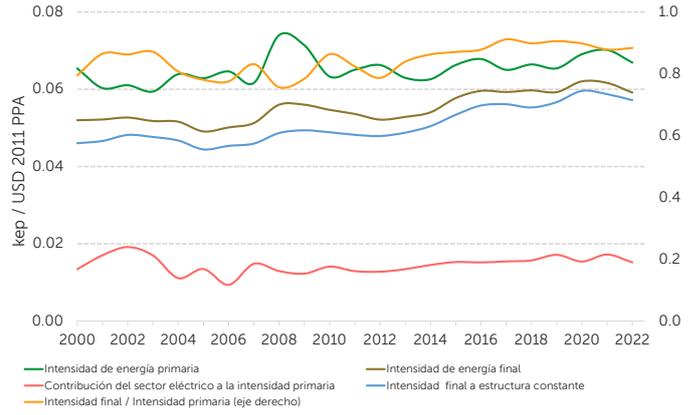
Consumo final del Sector Residencial



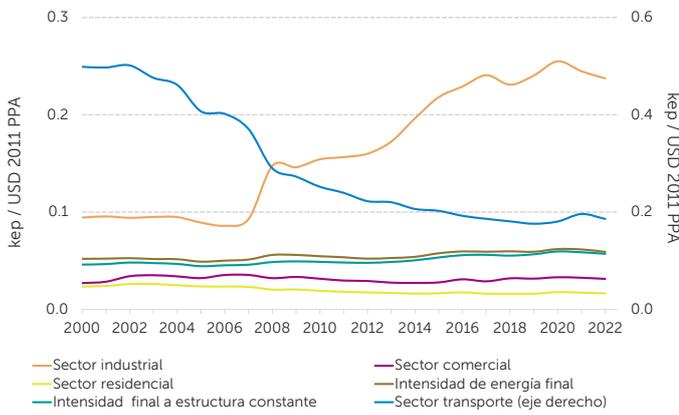
Consumo final per cápita Sector Residencial



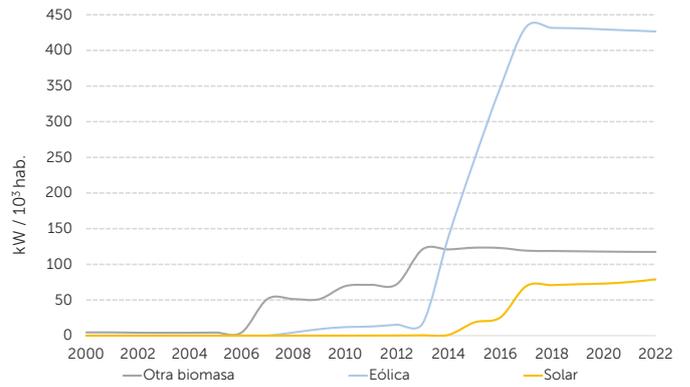
Intensidades energéticas



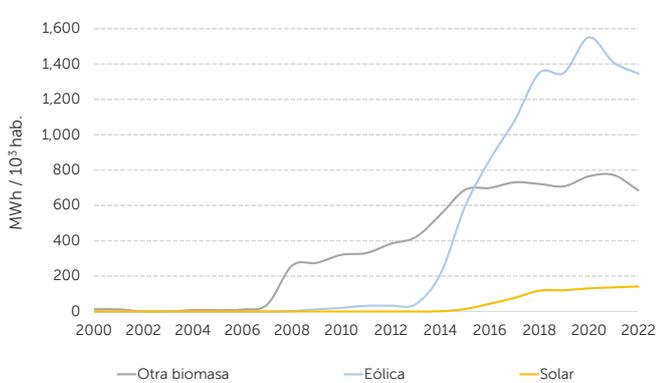
Intensidades energéticas sectoriales



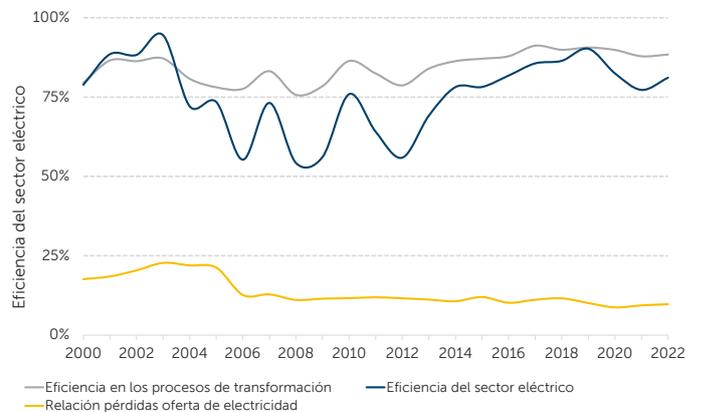
Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita



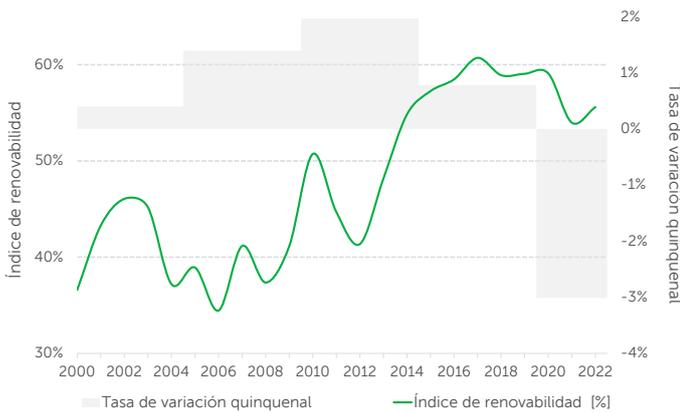
Generación eléctrica renovable no convencional per cápita



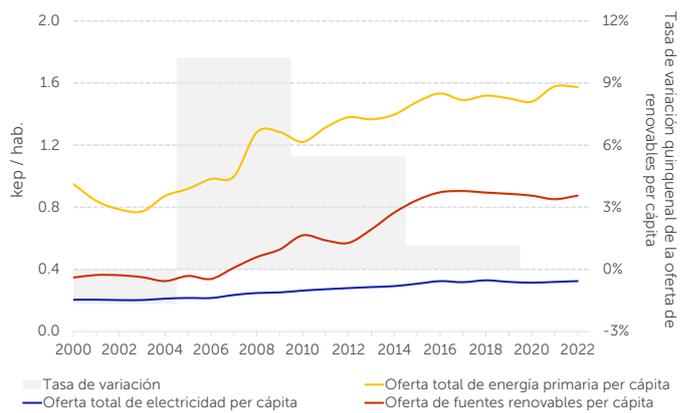
Eficiencia del sector eléctrico



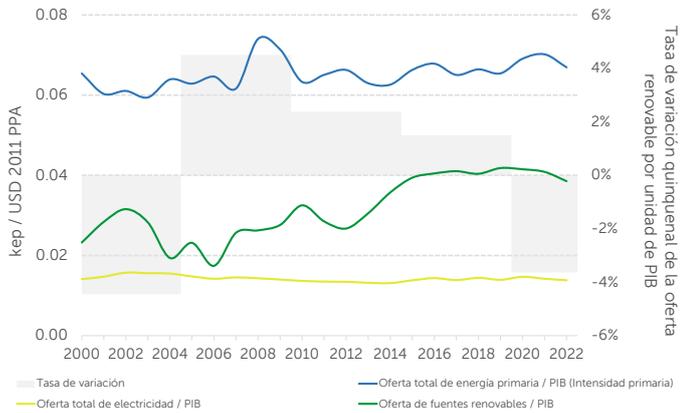
Índice de renovabilidad



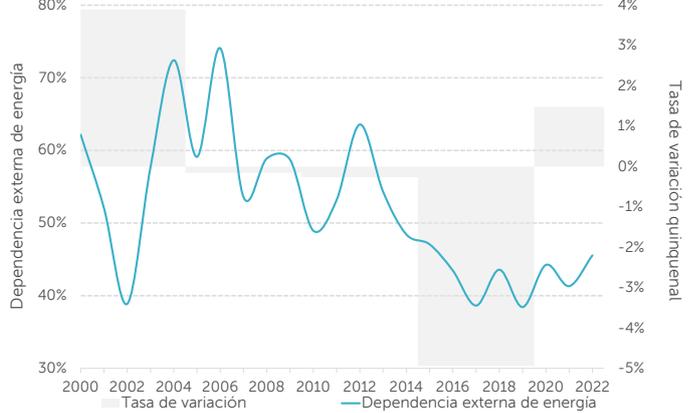
Oferta de energía per cápita



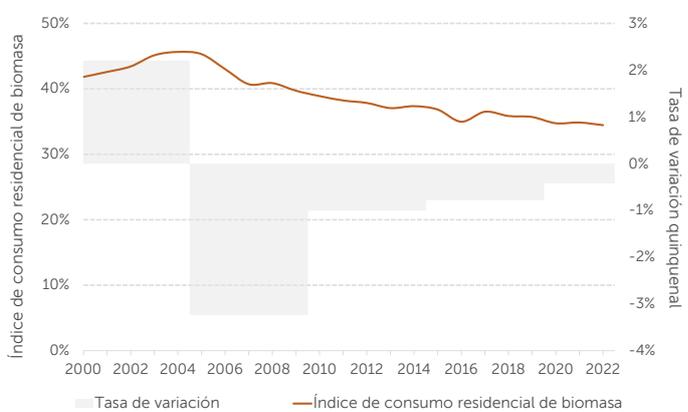
Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía

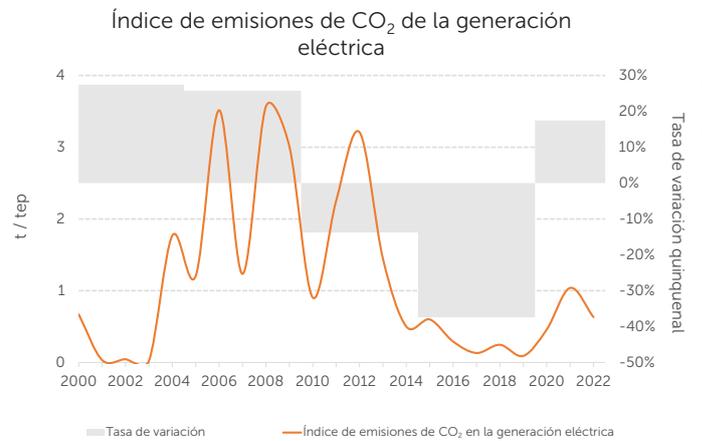
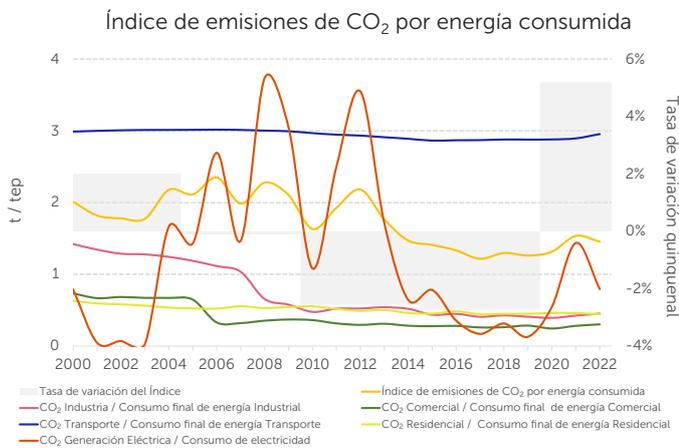
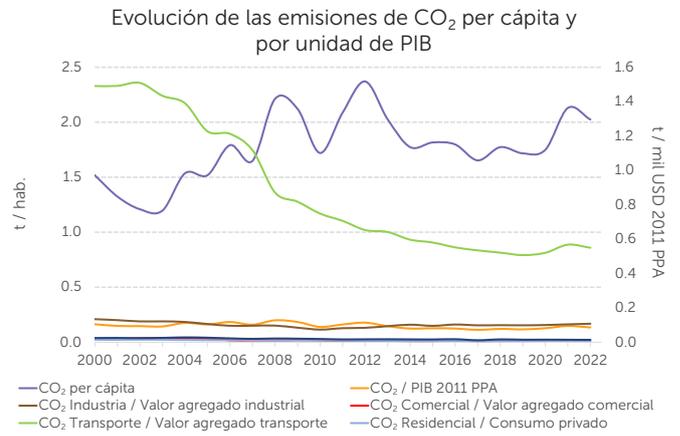
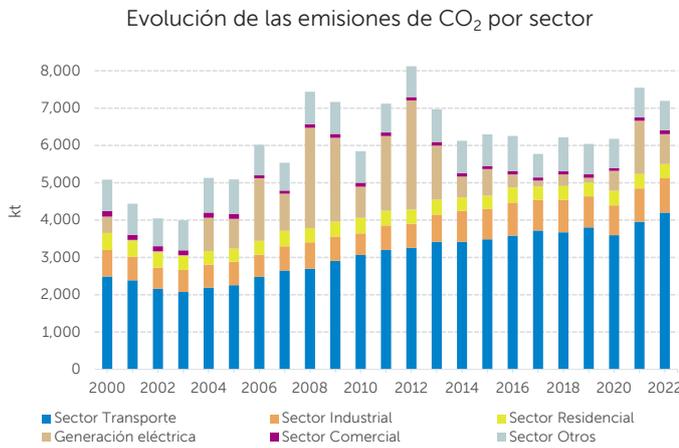
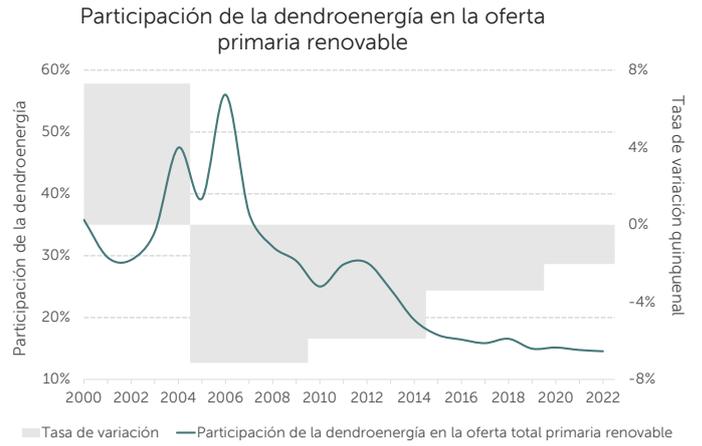
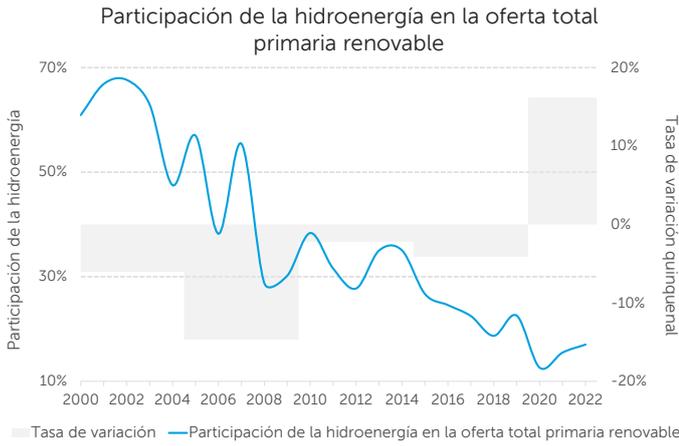


Índice de consumo residencial de biomasa

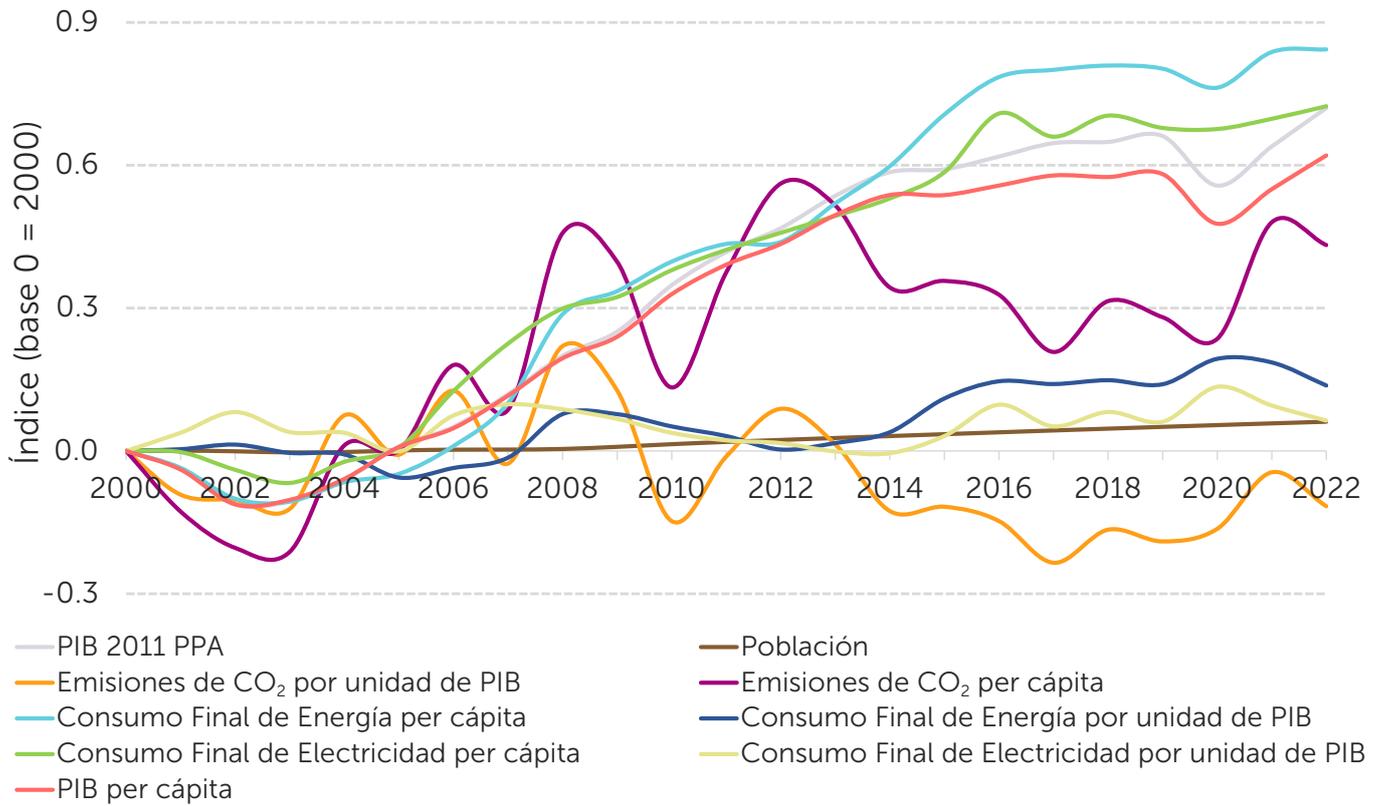


En Uruguay el proyecto MOVÉS de movilidad eficiente lanzó el programa TuVE (Tu Vehículo Eléctrico) para pruebas de vehículos eléctricos sin costo, que tiene como objetivo acercar a instituciones públicas, organismos y empresas a la nueva tecnología de vehículos eléctricos para transporte de carga, operativa urbana y logística de última milla.

Adicionalmente se anunció el comienzo de una nueva iniciativa de promoción de la electromovilidad, a través de la cual 100 permisarios de taxis, apps y remises podrán obtener 5,000 dólares para cambiar vehículos a nafta y gasoil por otros eléctricos.



Resumen de los principales indicadores





VENEZUELA

Datos Generales 2022

Población (mil hab.)	33,360
Superficie (km ²)	912,050
Densidad de población (hab. / km ²)	37
Población urbana (%)	88
PIB USD 2018 (MUSD)	56,647
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	277,945
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8

Sector Energético 2017 *

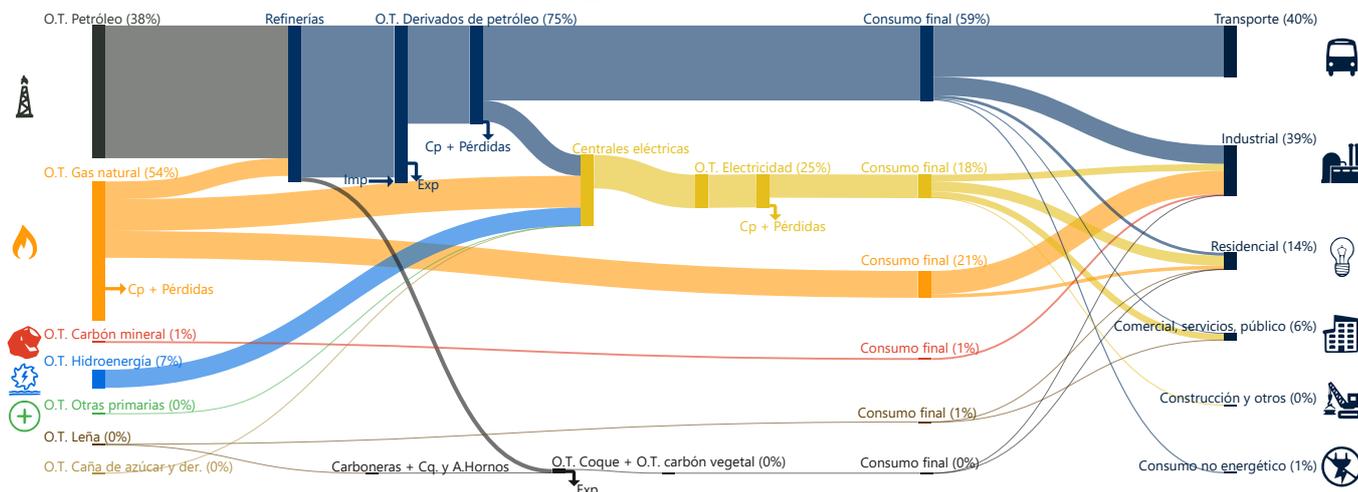


* Cifras preliminares y estimaciones para el periodo 2014 - 2017.

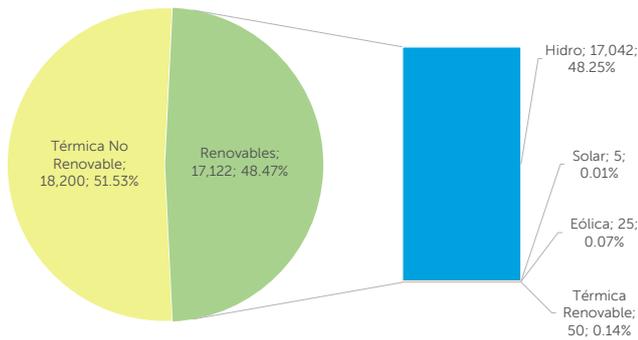
¹ Datos 2022.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,492	1.15	99.00 ¹	56.17	183.80	1.49	110.69	36.04	36.04	1,303 ¹	35.32	0.12 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

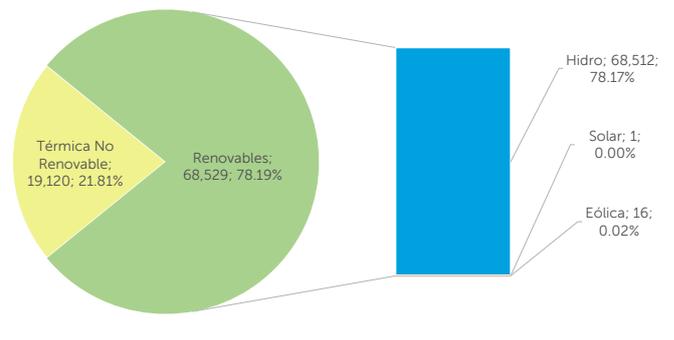
Balance energético resumido 2017



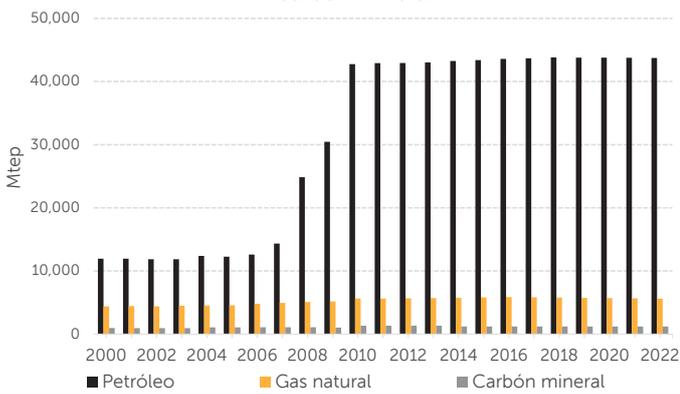
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



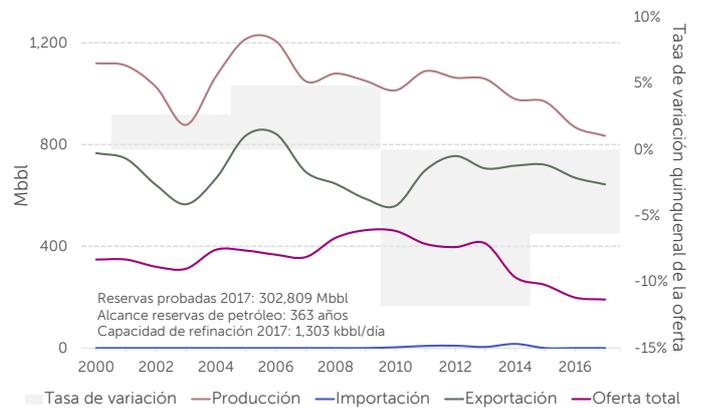
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2022



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

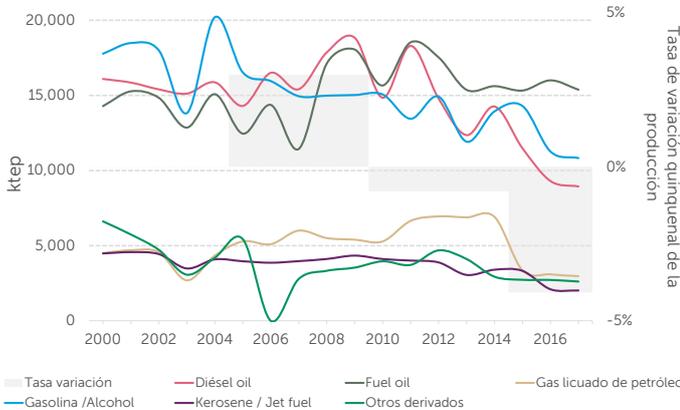


Oferta de petróleo

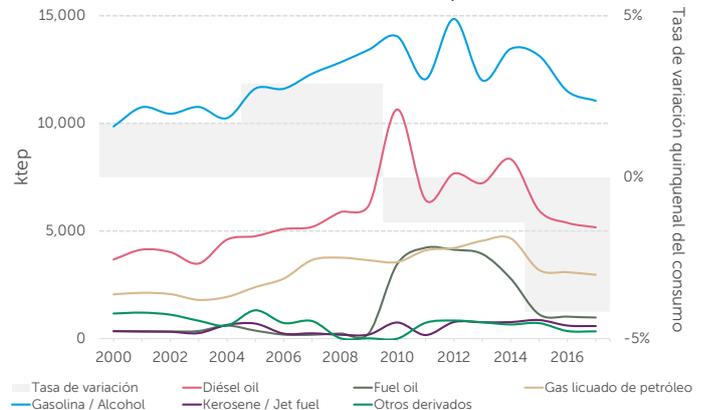


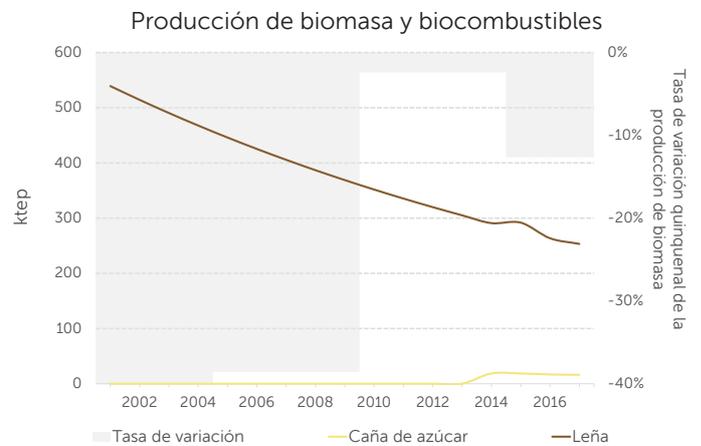
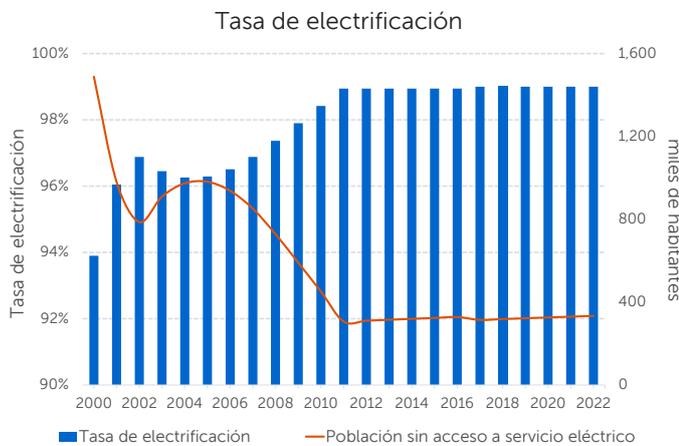
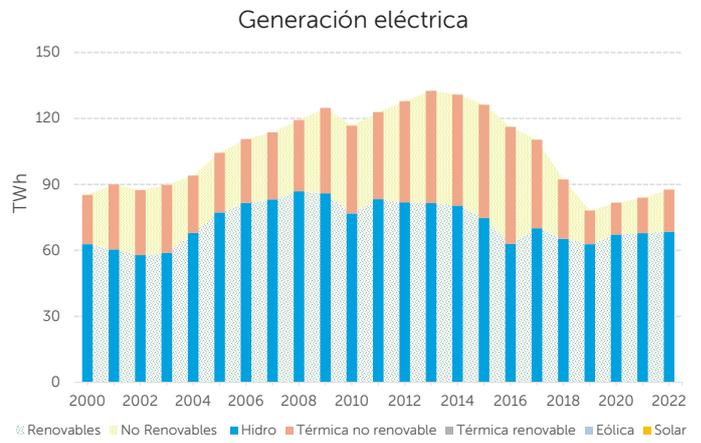
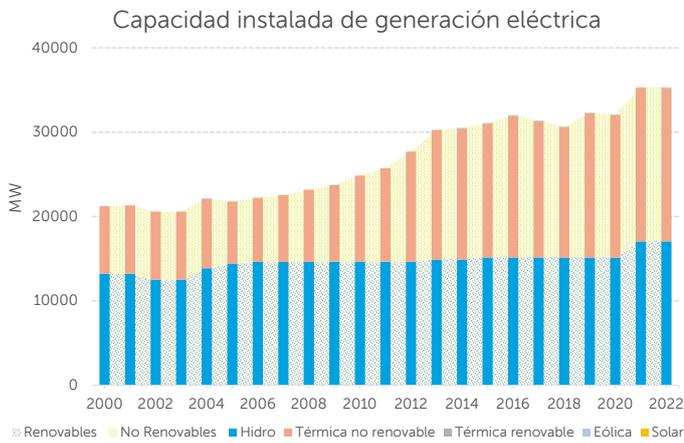
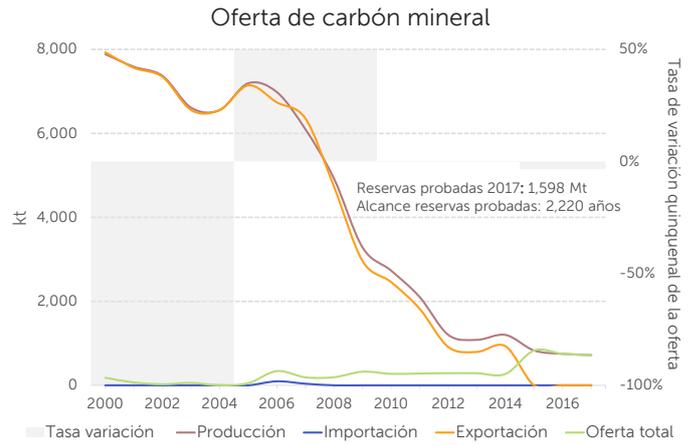
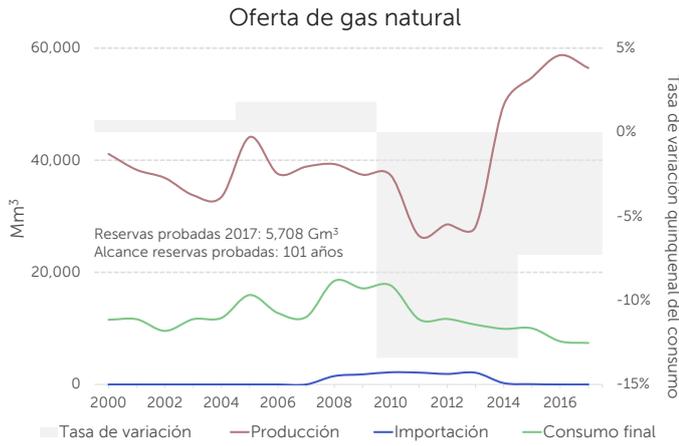
VENEZUELA

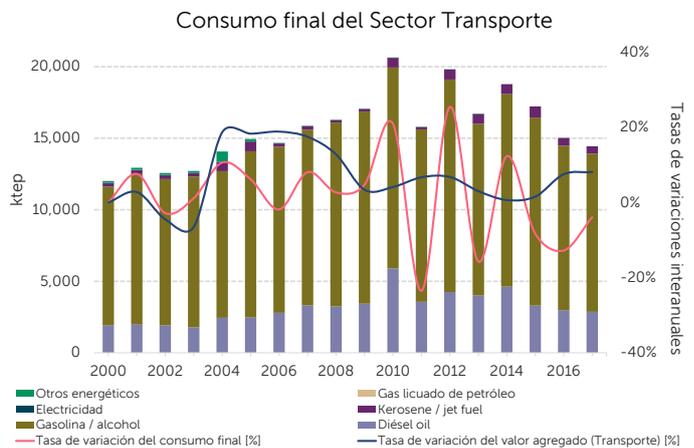
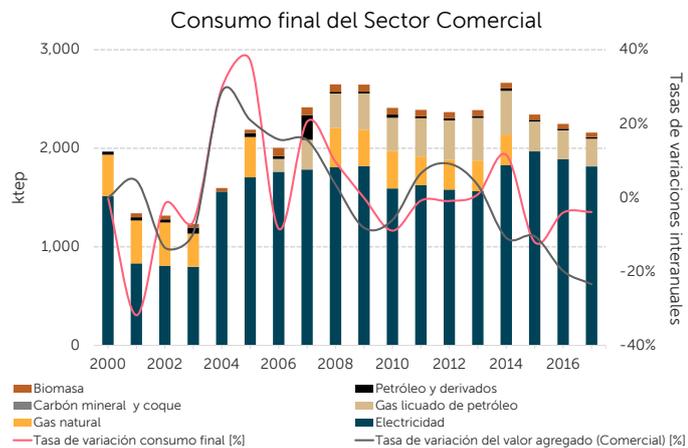
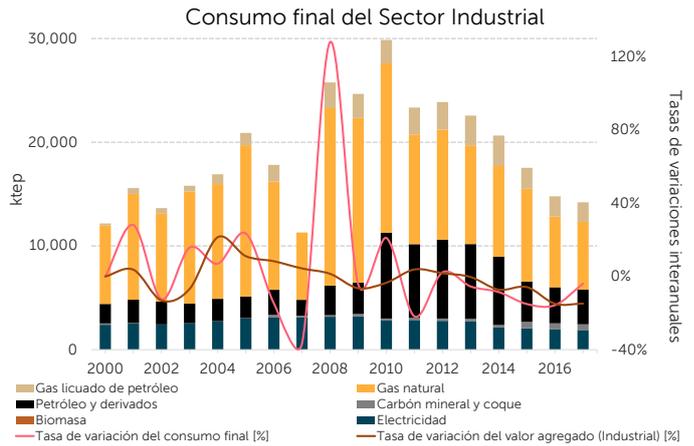
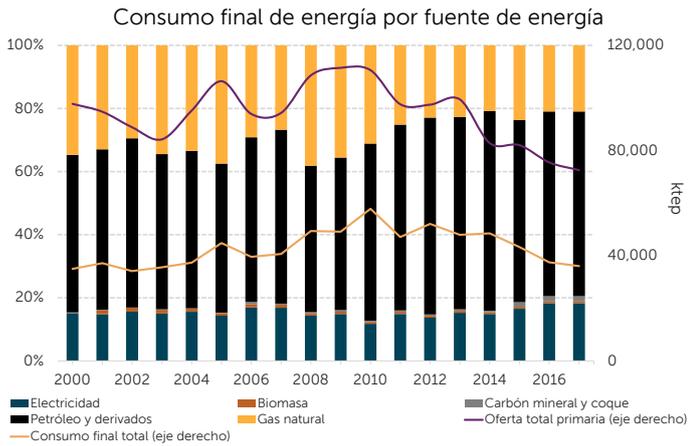
Producción derivados de petróleo



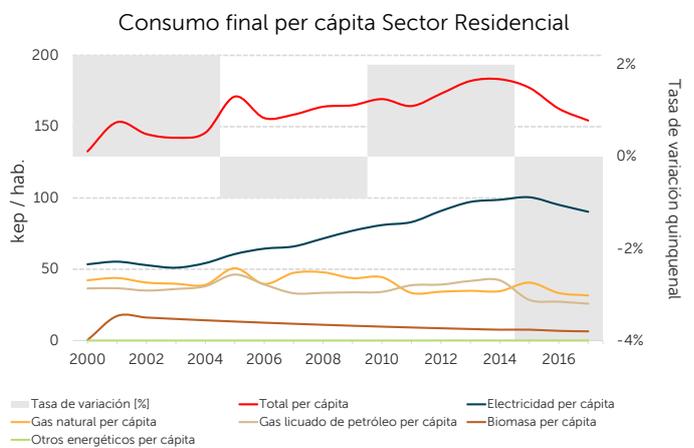
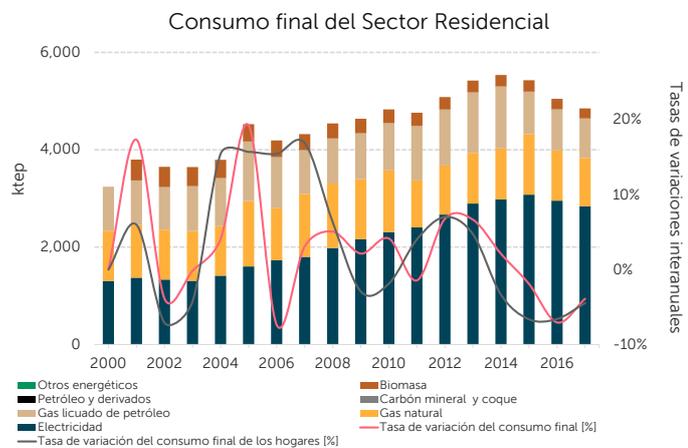
Consumo derivados de petróleo

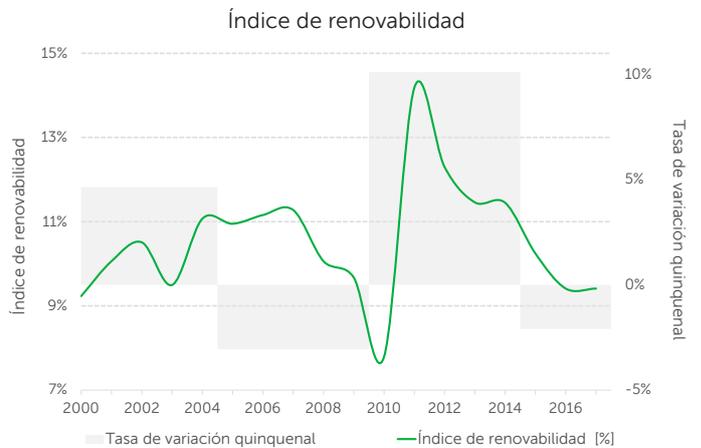
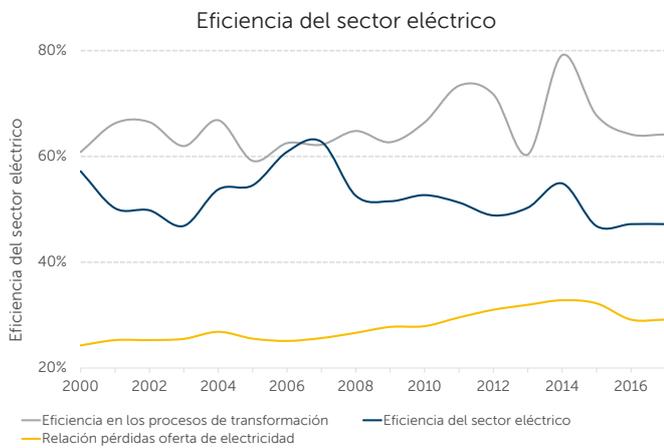
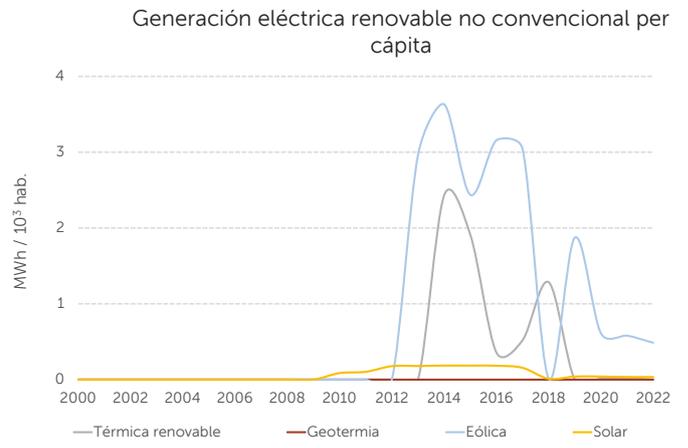
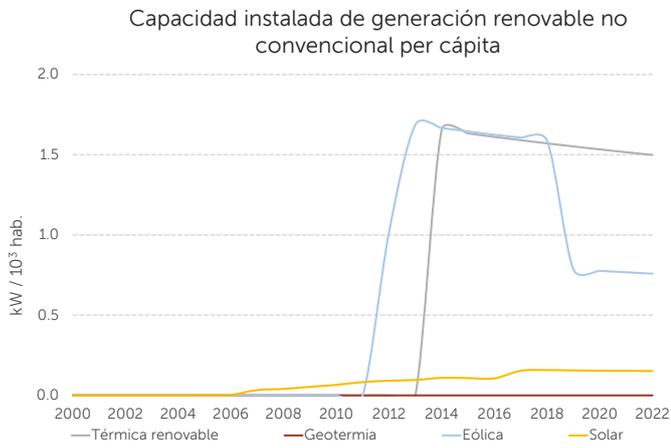
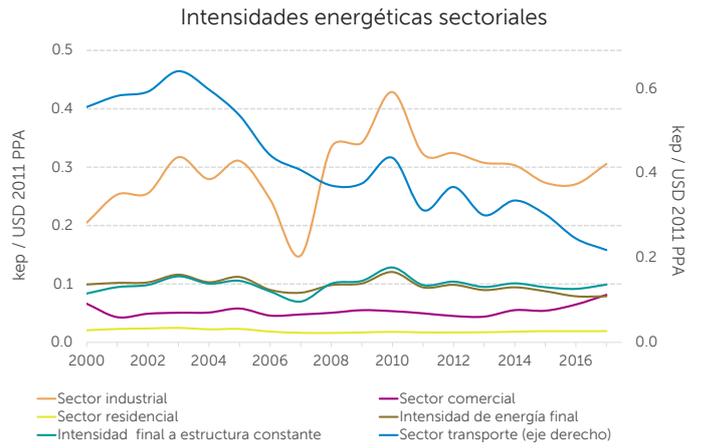
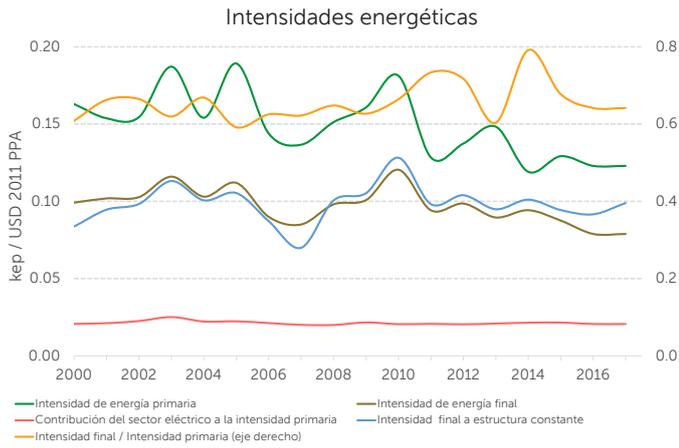


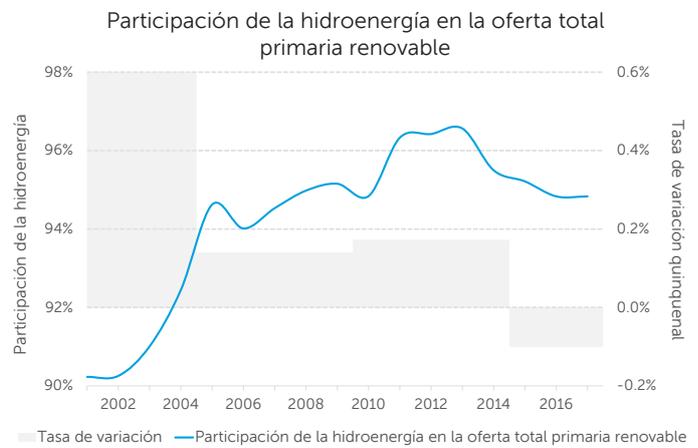
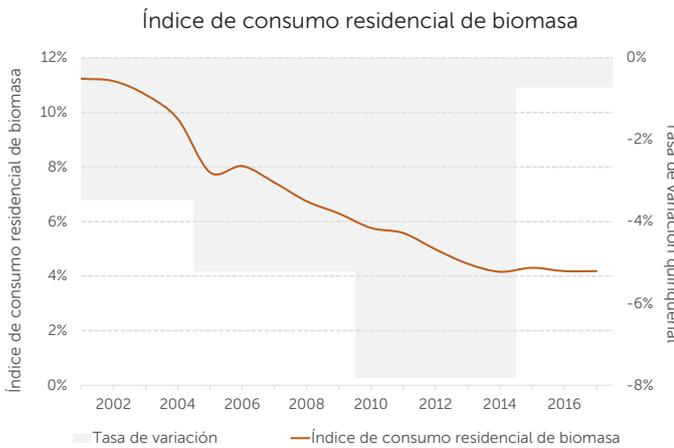
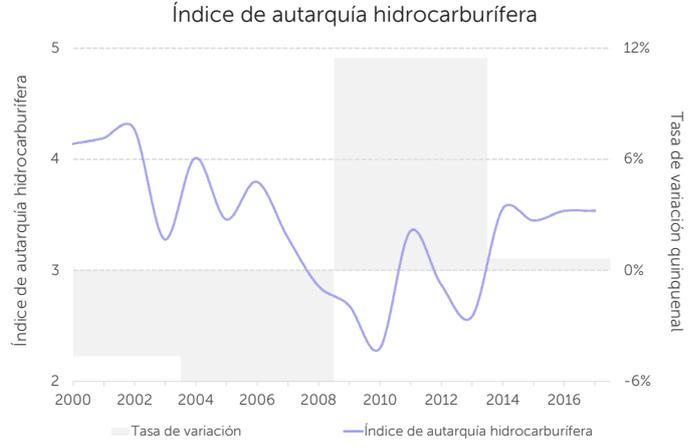
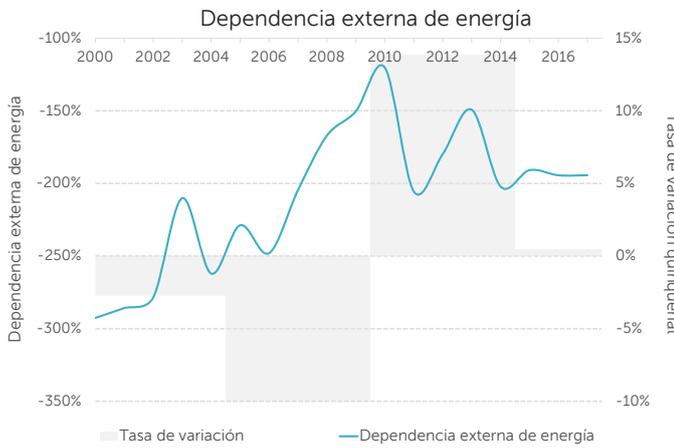
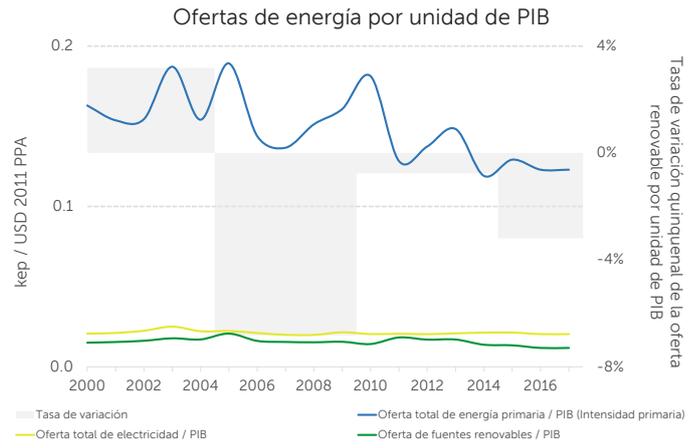
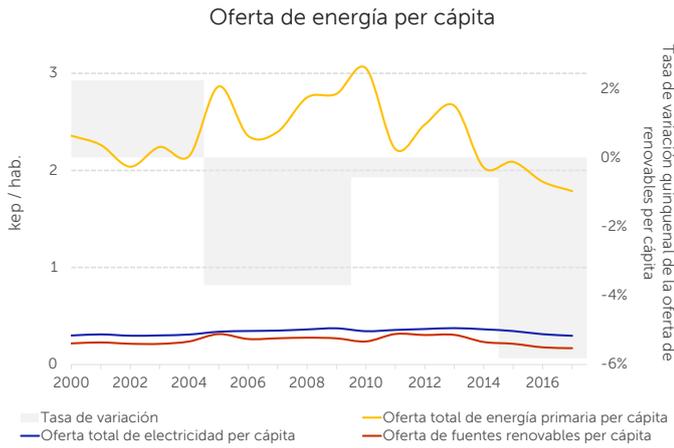




VENEZUELA

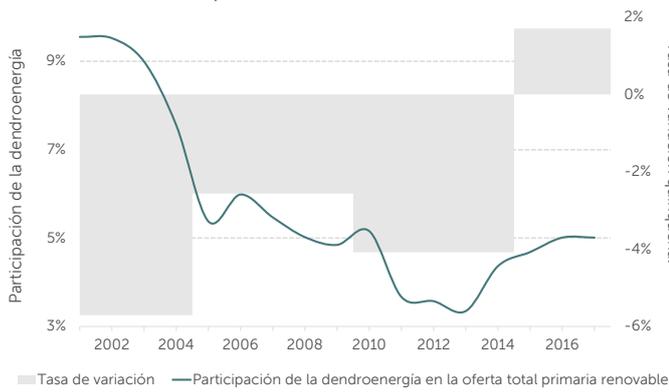




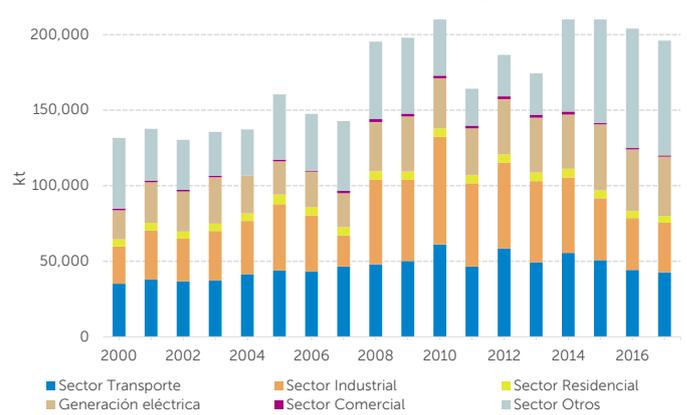




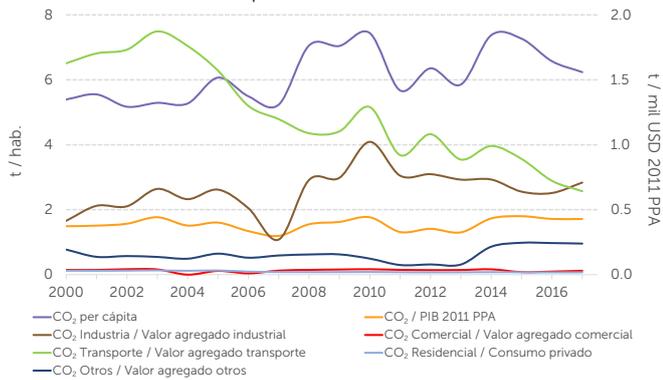
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



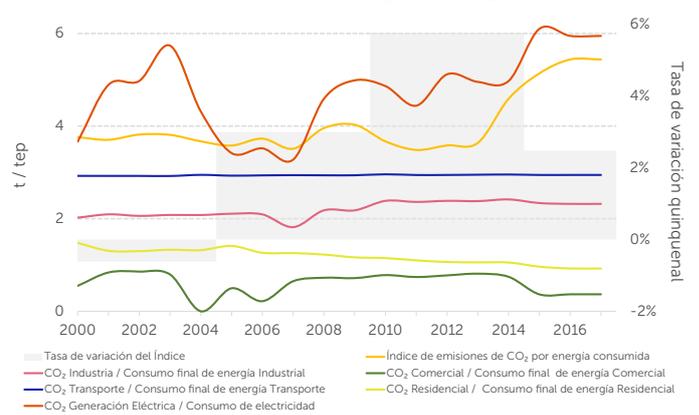
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



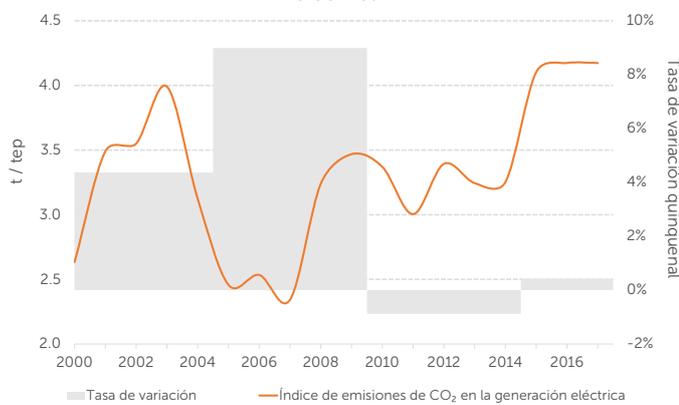
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



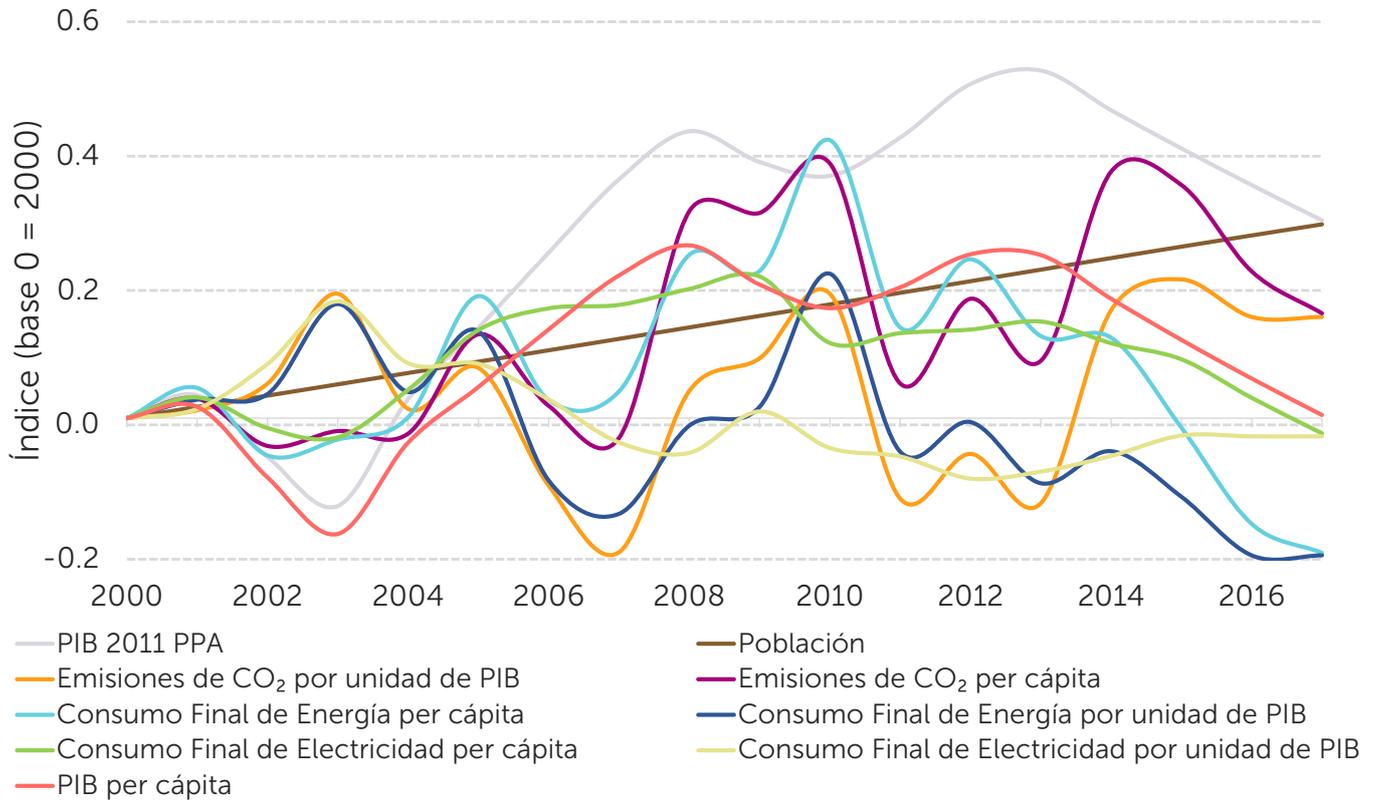
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





Legislación,
regulación y
política energética

Legislación, regulación y política energética 2022

1. INSTITUCIONAL

Argentina declaró de Interés Público Nacional la construcción del “Gasoducto Presidente Néstor Kirchner” como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural, incluyendo sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y potenciación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. En el marco de la declaratoria se creó el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional” en la órbita de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, dirigido a ejecutar las obras necesarias para promover el desarrollo, crecimiento de la producción y abastecimiento de gas natural; sustituir las importaciones de GNL y de gas oil – fuel oil que se utilizan para abastecer la demanda prioritaria y las centrales de generación térmica, respectivamente; asegurar el suministro de energía; garantizar el abastecimiento interno; aumentar la confiabilidad del sistema energético; optimizar el sistema de transporte nacional; aumentar las exportaciones de gas natural a los países limítrofes y propender a la integración gasífera regional.

Con el objetivo de preparar a la región carbonífera del estado de Santa Catarina para el cierre (hasta 2040) de la actividad nacional de generación termoeléctrica a carbón, **Brasil** creó el Programa de Transición Energética Justa (TEJ), dirigido a promover una transición energética justa para la referida región, teniendo en cuenta los impactos ambientales, económicos y sociales y la valorización de los recursos energéticos y minerales en consonancia con la neutralidad de carbono a ser alcanzada de acuerdo con las metas establecidas por el Gobierno Federal. Adicionalmente se reformó el decreto que define los criterios de cálculo y recaudación de las participaciones gubernamentales a que se refiere la Ley aplicable a las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural. Las reformas se centran fundamentalmente en lo que respecta a: los puntos de medición de la producción y al precio de referencia por unidad de volumen, para el petróleo, gas natural o condensado producido en cada campo, a ser establecido por la ANP con base en las características físico-químicas del petróleo producido y en los precios de referencia del petróleo y derivados adoptados por el mercado internacional. Asimismo, vía decreto se estableció la Estrategia Federal de Fomento del Uso Sostenible del Biogás y el Biometano dirigida a fomentar programas y acciones para reducir las emisiones de metano, incentivar el uso del biogás y del biometano como fuentes renovables de energía y combustible; y contribuir al cumplimiento de los compromisos asumidos por el país en esta materia. También se publicó la ley que dispone la creación de Industrias Nucleares de Brasil S.A. (INB), empresa pública cuya finalidad principal se centra en la ejecución del monopolio de la Unión sobre la operación de los servicios e instalaciones nucleares, lo que implicó la modificación y derogación de varios instrumentos normativos vigentes en esta área.

En el ámbito de la Ley Marco de Cambio Climático **Chile** creó la Estrategia Climática de Largo Plazo que prevé un presupuesto nacional de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030 y 2050, y aprobó presupuestos de emisión para sectores específicos que deberán cumplirse en un plazo de 10 años. A estos instrumentos se suman la Contribución Nacional Determinada (NDC), los planes de mitigación y de adaptación al cambio climático, un Reporte de Acción Nacional de Cambio Climático para el monitoreo e información de avance de las medidas en este ámbito, y la creación de planes de acción regionales de cambio climático y de planes estratégicos de recursos hídricos en cuencas. Adicionalmente, se crea el Comité Científico Asesor para el Cambio Climático radicado en el Ministerio de Ciencias, Tecnología, Conocimiento e Innovación, dirigido a apoyar en los aspectos científicos que se requieran para la elaboración e implementación de los instrumentos de gestión para el cambio climático. Por otra parte, se crea la Plataforma de Adaptación Climática en calidad de sistema de información nacional para adaptación, la que mediante mapas de vulnerabilidad y la incorporación de proyecciones climáticas actuales y futuras, apoyará el diseño de políticas públicas y la implementación de medidas de adaptación y su evaluación. También se crea el Repositorio Científico de Cambio Climático, a cargo de recopilar la investigación científica asociada al cambio climático.

Colombia creó la Comisión Intersectorial para las emergencias nacionales o internacionales relacionadas con el abastecimiento de hidrocarburos, a cargo de la orientación y coordinación de las medidas tendientes a dar una respuesta eficiente frente a situaciones que afecten o puedan afectar la demanda u oferta continua de hidrocarburos y sus derivados.

Con el objetivo de garantizar un adecuado direccionamiento y coordinación de la Administración Pública mediante la adopción de un modelo de organización sectorial **Costa Rica** aprobó el Reglamento Orgánico del Poder Ejecutivo, al tenor del cual se crean los Sectores Estratégicos Gubernamentales conformados por los órganos y entes de la Administración Central y Descentralizada, con propósitos y competencias afines a una actividad estratégica gubernamental, entre los que se incluye el Sector Ambiente y Energía, conformado por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y sus órganos desconcentrados. Por otra parte, se declaró de interés público la actividad estadística que permite recabar información para elaborar el Balance Energético Nacional (BEN), por considerarse una operación que permite difundir estadísticas fidedignas y oportunas para el conocimiento veraz e integral sobre el comportamiento anual de la cadena de producción, transformación y consumo de la energía en el país. Asimismo, en el marco de la publicación de la ley que establece las condiciones para promover y regular la conexión de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables, se declaró de interés público la investigación y el fomento de los recursos energéticos distribuidos, las energías de fuentes renovables y los sistemas de almacenamiento de energía que resulten de beneficio para la integralidad del SEN y la mejor satisfacción de interés público. También se declararon como servicios de interés general vinculados y complementarios al servicio de distribución: la generación distribuida para autoconsumo, el almacenamiento de energía para autoconsumo, la gestión de la demanda y el suministro de información energética, con el fin de lograr la reducción de pérdidas y la reducción de costos para el SEN, así como la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a equidad, no discriminación, democratización y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad. Además, la ley establece que se entenderán como servicios de interés general vinculados al servicio público: la inyección, y el reconocimiento económico o la venta de excedentes de energía eléctrica producto de la generación distribuida para autoconsumo, cuando estos sean de valor para el SEN, así como el almacenamiento de energía para abastecer el SEN.

Vía Decreto en **Ecuador** se modificó la denominación del Ministerio de Energía y Recursos Naturales por la de Ministerio de Energía y Minas. Adicionalmente y con el objetivo de lograr un crecimiento sostenido del sector que coadyuve al desarrollo social, productivo y económico del país, se expidió la Política Pública del Sector Eléctrico fundamentada en 5 ejes estratégicos: Seguridad y Calidad para el Abastecimiento de Energía Eléctrica, Demanda y Consumo de Energía Eléctrica, Eficiencia Energética, Ambiental y Social e Institucional.

El Salvador dispuso la disolución y liquidación del Consejo Nacional de Energía y de la Dirección de Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Economía, y el traslado de las funciones que ambas realizaban, a la actual Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, a fin de que esta administre los recursos humanos, financieros, muebles, inmuebles, tangibles, intangibles y técnicos necesarios para su óptimo desarrollo. Asimismo, trasladó a la responsabilidad del Ministerio de Hacienda, las funciones del Centro Nacional de Atención y Administración de Subsidios, CENADE, dependencia de la otrora Dirección de Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Economía, en lo que respecta a administrar los padrones de beneficiarios del subsidio de gas licuado de petróleo (GLP), y a ejercer el mecanismo de entrega.

En el marco de la publicación de la Ley de Incentivos para Movilidad Eléctrica **Guatemala** declaró de interés público la promoción y uso de vehículos eléctricos, vehículos de hidrógeno y sistemas de transporte eléctricos, para promover la inversión en la infraestructura y producción de energía eléctrica, la eficiencia en el transporte público y privado, la diversificación de la matriz energética, la descarbonización del parque vehicular, cumplir con los compromisos internacionales adquiridos para contribuir a la mitigación y adaptación al cambio climático, el mejoramiento de la economía familiar, nacional y aportar beneficios a la salud en materia auditiva y calidad del aire. Asimismo, se instituyó al Ministerio de Energía y Minas como responsable de incorporar en sus políticas, planes y estrategias el uso de vehículos eléctricos. En tal sentido el Ministerio de Energía y Minas, será el responsable de otorgar las resoluciones que correspondan para que las personas individuales o jurídicas que presten el servicio de carga para vehículos eléctricos, servicio de carga para vehículos de hidrogeno, o servicio de carga para sistemas de transporte eléctrico, puedan tramitar ante la Superintendencia de Administración Tributaria, el goce de los incentivos fiscales establecidos tales como: Exención del IVA sobre la importación de equipos y dispositivos eléctricos utilizados exclusivamente para el centro de carga o punto de carga para vehículos eléctricos, vehículos de hidrógeno o sistema de transporte eléctrico, exención del ISR en un 100 %, exclusivamente para el servicio de carga para vehículos eléctricos, servicio de carga para vehículos de hidrógeno y servicio de carga para sistemas de transporte eléctrico.

La Secretaría de Energía (SENER) de **México** publicó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2022 - 2036, documento que contiene la hoja de ruta prevista para satisfacer las necesidades energéticas a cabalidad y plenitud en el largo plazo. El referido instrumento, con un horizonte de 15 años, y alineado a la política energética en materia de electricidad determinada en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019 - 2024, valora los tópicos de Cambio Climático y Transición Energética, además de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión. Por otra parte, se crea el organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal denominado Litio para **México** (LitioMx), agrupado en el sector coordinado por la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios, con autonomía técnica, operativa y de gestión, a cargo de llevar a cabo la exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento del litio, ubicado en territorio nacional, así como la administración y control de las cadenas de valor económico del referido mineral.

En cumplimiento de los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética, los Objetivos para el Desarrollo Sostenible (ODS 7) de las Naciones Unidas y el Acuerdo de París, **Panamá** aprobó la Estrategia Nacional de Acceso Universal a la Energía, dirigida a garantizar una transición energética justa e inclusiva mediante el cumplimiento de 6 ejes estratégicos: planificación estratégica para acceso universal a la energía, modificación del marco legal y regulatorio para el acceso universal a la energía, innovación financiera y alianzas para la transformación, investigación, desarrollo e innovación tecnológica y modelos de negocio, educación y empoderamiento de la comunidad para acceso universal a la energía, y fortalecimiento institucional. Sobre la base de estos ejes fundamentales, se establecen 25 líneas de acción en las que se identifican las prioridades, los actores responsables, las sub-actividades correspondientes además de los hitos de actuación. Asimismo, se prevé la ejecución de iniciativas piloto y demostrativas tales como: el Programa de Empoderamiento y formación como “instaladores solares” de la mujer en áreas rurales, el concurso Innovar para Conectar, el Programa Emprender en Energías Renovables y Fomento para la creación de cooperativas energéticas en Panamá. En este contexto se crea la Comisión Interinstitucional de Acceso Universal, a cargo de realizar las acciones necesarias para la adopción e implementación de la estrategia, con el apoyo de las instituciones públicas, universidades, empresas y asociaciones del sector privado. También se aprobó la Estrategia de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), dirigida a modernizar al SIN a fin de mantener la seguridad y confiabilidad en la operación y comercialización del sistema eléctrico tomando en cuenta la integración de las energías renovables, la incorporación de sistemas inteligentes en el control de las redes eléctricas y la futura entrada de sistemas de almacenamiento de energía, junto al incremento de la demanda eléctrica generado por la movilidad eléctrica. Para la eficaz implementación de la referida estrategia se creó la Comisión Interinstitucional de Coordinación y Seguimiento para la formulación de la Estrategia Nacional de Innovación del SIN, con el apoyo de las instituciones públicas, universidades, empresas y asociaciones del sector privado.

En el marco de la publicación de la Ley de incentivos y promoción del transporte eléctrico **Paraguay** declaró de interés público la promoción del transporte eléctrico, público y privado, como transporte de energía limpia en cumplimiento de los compromisos adquiridos en los convenios internacionales aprobados y ratificados por el país en la materia. En tal sentido se instituyó al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones como la autoridad de aplicación de esta Ley, otorgándole potestades de dirección, monitoreo, evaluación y control. En este contexto se creó el Fondo de Promoción del Transporte Eléctrico con el 10%, de lo recaudado en el Impuesto Selectivo al Consumo a la nafta de 95 octanos o más, al turbo fuel, nafta de aviación y al gasoil premium (53 cetanos o más), cuya administración estará a cargo del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, para financiar el desarrollo del Plan Nacional de Transporte Eléctrico.

A fines de impulsar el desarrollo de las actividades y la ejecución de proyectos hidrocarburíferos, **Perú** realizó las modificaciones pertinentes a fin de otorgar al Osinergmin la facultad para aprobar medidas excepcionales y alternativas (a las previstas en la reglamentación técnica vigente) relacionadas con el Registro de Hidrocarburos cuando se requiera almacenamiento de hidrocarburos para el inicio de la puesta en marcha de instalaciones de hidrocarburos. Por otra parte se aprobó el Plan de Transmisión 2023 - 2032 que incluye entre sus proyectos: Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM, Nueva Subestación Bicentenario 500/200 kV ampliaciones y subestaciones asociadas, Nueva Subestación “Hub” Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV “Hub” Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas, Nueva Subestación “Hub” San José - Primera Etapa y Enlace 200 kV “Hub” San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyectos ITC), entre otros.

República Dominicana publicó el Plan Energético Nacional 2022 - 2036, instrumento de política energética que presenta un diagnóstico de la situación inicial del sector energético dominicano, y bosqueja su desarrollo futuro, apoyándose en las políticas energéticas provenientes tanto del sector público como el privado, en pro de un sistema óptimo a nivel técnico y, sobre todo, económico.

2. GÉNERO Y ENERGÍA

Al tenor de las correspondientes reformas a la Ley de la Industria Eléctrica, Ley General de Cambio Climático, Ley de la Comisión Federal de la Electricidad, y Ley del Fondo Mexicano de Petróleo, **México** incorporó la perspectiva de género mediante la exigencia de paridad entre hombres y mujeres para la designación de los integrantes de los consejos, comisiones y demás instancias colegiadas creadas en el marco de las referidas legislaciones.

Panamá publicó la Resolución de la Secretaría Nacional de Energía, que adopta la Hoja de Ruta Nexo Mujer y Energía dirigida a facilitar la activa participación y empoderamiento de la mujer, en igualdad de condiciones, en pro de la implementación de la Agenda de Transición. El referido instrumento prevé el cumplimiento de ocho objetivos específicos enfocados en priorizar la incorporación transversal de la equidad de género en todas las estrategias, programas y proyectos de la Agenda de Transición Energética de Panamá, ya sea a nivel de proyectos comunitarios de energía, como en el rol de las mujeres como profesionales y tomadoras de decisiones en el sector energético del país, incluso en su rol de usuarias de la energía en sus diversas manifestaciones; y fomentar la creación de condiciones que faciliten la participación femenina en roles de liderazgo dentro del sector energético, tanto público como privado, así como facilitar su involucramiento en los procesos de construcción, operación y mantenimiento de nuevos esquemas asociados al uso de la energía; sensibilizar y empoderar con enfoque de género, a los usuarios de la energía, para fomentar el uso de tecnologías asociadas a la transición energética; y fomentar la reactivación económica, la competitividad y el empleo verde desde el sector energía con equidad de género.

3. ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión y distribución

Bolivia, vía decreto, aprobó la actualización de su mecanismo de remuneración y recaudación para la generación de electricidad con fuentes alternativas en el SIN, con el objetivo de avanzar en la diversificación de la matriz energética, mediante la sustitución de fuentes de energía fósil en la generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional - SIN y la incorporación de nuevos proyectos de energías alternativas.

Brasil aprobó modificaciones a la ley que dispone sobre la expansión de la oferta de energía eléctrica emergencial, recomposición tarifaria extraordinaria, creación del Programa de Incentivo a las fuentes alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA), cuenta de Desarrollo Energética (CDE) y universalización del servicio público de energía eléctrica. En el marco de las reformas se instituye una subvención económica para los concesionarios del servicio público de distribución de energía eléctrica de pequeño porte, con mercados propios inferiores a 350 GWh, destinada a reducir las tarifas de los consumidores. Adicionalmente se aprobó el decreto que regula las medidas destinadas a hacer frente a las repercusiones financieras en el sector eléctrico derivadas de la escasez de agua. En el marco del referido decreto se autoriza la creación y gestión de la Cuenta de Escasez de Agua por la Cámara de Comercio de Electricidad (CCEE), destinada a recibir fondos para cubrir, total o parcialmente, los costes adicionales derivados de la escasez de agua para los concesionarios y permisionarios de servicios públicos de distribución de electricidad. Por otra parte, se publicó la ley que regula la devolución de los impuestos pagados en exceso por las empresas prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica, lo que implicó reformas a la ley de creación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, que regula el régimen de concesión de los servicios públicos de electricidad. Al tenor de las reformas se incluye entre las competencias de ANEEL la de promover, de oficio, la asignación íntegra, en beneficio de los usuarios de los servicios públicos

afectados en la respectiva área de concesión o permiso, de los montos sujetos a repetición de deuda indebida por parte de las distribuidoras de energía eléctrica por sobrepago, con motivo de cambios normativos o decisiones administrativas o judiciales que impliquen reducción de cualesquiera impuestos, salvo incidentes sobre la renta y la ganancia. También se aprobaron las modificaciones correspondientes para disponer el otorgamiento de un contrato de concesión en el sector eléctrico asociado a la privatización del titular de una concesión de servicio público de generación eléctrica mediante oferta pública de acciones.

El Congreso de **Chile** aprobó la ley que promueve la inversión en almacenamiento de energía y electromovilidad, dirigida, entre otros objetivos a mitigar la congestión de la transmisión eléctrica y apoyar el cierre progresivo de todas las centrales de carbón para principios de la década de 2030. El referido instrumento legal autoriza los pagos de capacidad para los sistemas de almacenamiento autónomos que proporcionan energía o funcionan como capacidad de reserva. Asimismo, permite a las industrias que autogeneran energía a partir de fuentes renovables con fines productivos, como los proyectos de hidrógeno verde, conectarse a la red nacional para inyectar el exceso de electricidad o retirar energía. Al tenor de las nuevas disposiciones también se permite que la energía renovable intermitente sea almacenada y despachada durante los periodos pico o durante la noche, proporcionando flexibilidad y seguridad al sistema.

Colombia expidió la Resolución que define, las exigencias de la calidad del servicio y el cálculo de las compensaciones por no cumplirlas, para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías ("SAEB") aprobados vía resolución de la CREG vigente desde 2019.

Con el objetivo de continuar impulsando la participación de diversos actores en la prestación del servicio público de energía eléctrica **Ecuador** reformó el Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Entre los elementos más importantes de la reforma constan: la regulación de las condiciones bajo las cuales se pueden delegar al sector privado las actividades de transmisión, mediante el otorgamiento de un título habilitante luego de un Proceso Público de Selección (PPS); la inclusión del almacenamiento de energía eléctrica dentro de los servicios complementarios, el que podrá ser prestado por empresas de generación o personas jurídicas habilitadas al efecto; la posibilidad de delegar de manera directa a la iniciativa privada, proyectos de venta de energía a grandes consumidores a través de contratos bilaterales no previstos en el Plan Maestro de Electricidad, siempre y cuando el Ministerio de Energía y Minas determine que los proyectos son consistentes con la planificación sectorial, y que realizan un aprovechamiento óptimo del recurso disponible, (los excedentes podrán ser vendidos a las distribuidoras a través de contratos regulados, o ser liquidados como transacción de corto plazo, entre otras.

El Salvador aprobó una reforma a la Ley General de Electricidad, en función de garantizar la sostenibilidad y abastecimiento de la energía eléctrica en el país, ante las repercusiones de las alzas significativas de los precios internacionales del petróleo, lo que afectó directamente los costos de producción de los generadores térmicos para abastecer la demanda de energía eléctrica. En este contexto y con el objetivo de minimizar el impacto en el consumidor salvadoreño, la reforma busca lograr estabilidad en el precio de la tarifa de energía eléctrica para los usuarios finales. Antes de la reforma la ley establecía que los precios en los pliegos tarifarios debían basarse en los precios de energía y capacidad en contratos de largo plazo aprobados por la SIGET y el precio promedio de la energía en el Mercado Regulador del Sistema. La reforma agrega que estos precios dependerán también de los precios y capacidad contenidos en los "contratos de naturaleza pública", suscritos entre las distribuidoras y empresas con una participación mayoritaria y control directo del Estado. La reforma permite que los lineamientos para la suscripción de contratos de naturaleza pública sean regulados por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas. Sin embargo, mientras emite lineamientos, la SIGET será quien definirá la suscripción de contratos. Por otra parte, los contratos de largo plazo vigentes y suscritos por las distribuidoras con empresas con participación mayoritaria del Estado deberán ser prorrogados con las mismas condiciones. Asimismo, las distribuidoras deberán remitir a CEL un reporte con las condiciones de los contratos con plantas de generación eléctrica con tipo de tecnología e inyecciones horarias.

Se publicó en **Honduras** la Ley especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social. La referida Ley establece que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica se realizarán bajo los principios de integralidad y justicia participativa, social y ambiental. Al tenor de la referida norma se reforma la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado de Honduras asume la obligación de garantizar la prestación del

servicio de energía eléctrica a toda la población urbana y rural, ejerciendo el control mediante la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) como empresa pública responsable de la generación, transmisión, distribución y comercialización, para lo cual debe seleccionar la modalidad de administración y contratación que más convenga al Estado. Al tenor de las modificaciones la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) operará como ente regulador. Se garantiza la inversión del sector privado en las áreas de generación, transmisión y distribución, la cual no podrá exceder el total de la inversión pública. La nueva Ley Especial de Energía se propone reducir pérdidas, revisar y renegociar contratos energéticos, inversiones públicas, declaración de emergencia y una reestructuración organizativa de la Ley General de la Industria Eléctrica aprobada en 2014. La normativa está dirigida a garantizar que el país tenga un servicio de energía eléctrica con precios justos y resolver la crisis de la estatal eléctrica.

México aprobó reformas a la Ley de la Industria Eléctrica al tenor de las cuales se establecen tres cambios sustanciales: la prioridad para inyectar electricidad a la red que le concede energía a las plantas de la CFE, la forma en que se asignan los Certificados de Energías Limpias y por último las condiciones de competencia en el sector.

3.2 Comercialización, consumo y subsidios

Con el objeto de lograr valores razonables de la energía, susceptibles de ser aplicados con criterios de justicia y equidad distributiva, **Argentina** aprobó un régimen de segmentación de subsidios residenciales de los servicios públicos de electricidad y gas natural por red. Esta nueva metodología permitirá identificar al 10 % de los usuarios con mayor capacidad de pago, de manera tal que el 90 % de las personas usuarias residenciales perciban una reducción de la tarifa en términos reales con una protección mayor a los segmentos de menores ingresos, mejorando la incidencia distributiva de los subsidios y reduciendo el esfuerzo fiscal destinado a los sectores de altos ingresos. La implementación se concretará mediante un formato a demanda por medio de una declaración jurada de conformación de hogar, mediante la metodología establecida se evaluará la capacidad de pago del hogar a partir de sus condiciones socioeconómicas verificables. En este sentido, se conformarán tres niveles según la capacidad de pago del hogar. De esta forma, se busca mejorar la asignación de los subsidios en términos distributivos.

Chile creó por ley un fondo de estabilización de tarifas y estableció un nuevo mecanismo transitorio de estabilización de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta nueva ley complementa el mecanismo conocido como PEC 1, cuyo fondo de estabilización se agotó antes de lo previsto. El Fondo de Estabilización de Tarifas tiene por objetivo la estabilización de las tarifas eléctricas para clientes regulados, mediante el cobro de un nuevo cargo por servicio público a los clientes finales (tanto libres como regulados). Adicionalmente, este fondo permitirá el pago de los saldos que se generaron con PEC 1 y de aquellos que se generen como consecuencia del nuevo mecanismo de estabilización. Los cargos por servicio que pagarán los clientes se encuentran clasificados progresivamente según tramos de consumo medidos en kW/h mes. Así, los clientes que tengan un consumo inferior a 350 kW/h mes y las PYMES quedan exentas de estos cargos. Por su parte, aquellos clientes con consumos superiores a 5,000 kW/h soportarán la mayor parte de la recaudación. La duración del fondo y de los cargos que lo financian será de 10 años (hasta el 31 de diciembre de 2032), y la administración quedará a cargo de Tesorería General de la República. Por su parte el Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente MPC, tiene por objeto limitar el alza de las cuentas de electricidad a clientes regulados durante el 2022 y permitir que las alzas se produzcan de manera gradual durante los próximos 10 años. Asimismo, el MPC, junto con el fondo, está enfocado a permitir el pago de las diferencias producidas entre la facturación de las empresas distribuidoras a los clientes regulados y el monto que corresponda pagar por concepto de suministro a las empresas de generación. A tales fines, se contempla un mecanismo de estabilización de los precios según (i) tramos de consumo y (ii) dos períodos tarifarios (2022, y 2023 hasta 2032). Así, para cada período, se fijan los porcentajes máximos de alza que pueden afectar a los distintos clientes, según sus tramos de consumo. Adicionalmente se publicó la ley que regula el prorrateo y pago de deudas contraídas durante la pandemia por Covid-19, por servicios sanitarios y eléctricos, que establece subsidios para el pago, a los clientes vulnerables.

Colombia vía resolución dispuso la creación de un sistema centralizado de información del comportamiento de variables del Mercado de Energía Mayorista (MEM), que permita unificar y publicar información relevante para la toma de decisiones entre participantes del mercado y terceros interesados. El reporte de la información al Administrador del Sistema de Información del Mercado Mayorista (SIMEM) es de carácter obligatorio, por cuanto los generadores, comercializadores y agentes registrados en el MEM deberán aportar los documentos que el SIMEM

disponga. Con esta nueva metodología el SIMEM busca promover la competencia, eficiencia, transparencia y el libre acceso a la información en el mercado de energía; conforme a la información suministrada por los comercializadores el administrador procederá a publicar los cálculos y estadísticas generales. Adicionalmente se estableció la metodología para la asignación de subsidios con cargo al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI para cubrir los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica respecto a las tarifas máximas aplicables a usuarios atendidos mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas en las Zonas No Interconectadas - ZNI. A tales efectos se deroga la resolución de 2020 que reglamentó el subsidio transitorio para los hogares que se encuentran en ZNI y cuentan con el servicio de energía eléctrica por la instalación de paneles solares individuales con potencia mayor a 0.5 kW.

A efectos de proteger a las familias y empresas costarricenses de los aumentos en las tarifas de electricidad a causa del IVA, **Costa Rica** publicó la ley que, mediante una adición a la Ley del Impuesto al Valor Agregado, establece la exención del pago del IVA a la compra de energía eléctrica para su distribución.

3.3 Electromovilidad

En el marco de la ley que promueve la inversión en almacenamiento de energía y electromovilidad, **Chile** estableció incentivos a la compra de vehículos eléctricos y una rebaja transitoria en el permiso de circulación. El porcentaje de rebaja decrece por un período de seis años. También se extiende a los vehículos eléctricos y a equipos de almacenamiento, el alcance de la habilitación para participar del mercado eléctrico, inyectar energía a la red y ser remunerados. En este contexto, se habilita también la utilización de las baterías de los vehículos como equipos de almacenamiento estacionarios para entregar servicios a la red, dándoles funcionalidades de segunda vida en la red eléctrica.

Costa Rica publicó la Ley de incentivos al transporte verde, que reforma la Ley relativa a incentivos y promoción para el transporte eléctrico vigente desde 2017. La reforma establece incentivos de carácter tributario aplicables a los vehículos eléctricos, repuestos relacionados con el funcionamiento del motor eléctrico, baterías de los vehículos eléctricos y dispensadores de recarga. De acuerdo al esquema de exoneraciones aprobado durante el primer periodo fiscal siguiente a la publicación de la Ley, se aplicará, a estos bienes, una tarifa de un 1 % por concepto de IVA por periodo fiscal, hasta alcanzar la tarifa general prevista (13 %); en cuanto al Impuesto de Consumo y sobre el Valor Aduanero, la exoneración aplicable decrece de manera escalonada durante un período de 12 años, empezando por el 100 %. Además, se prevé una exoneración temporal del Impuesto a la Propiedad de Vehículos aplicable a los vehículos eléctricos. Las empresas para la producción y ensamblaje de vehículos eléctricos quedarán exoneradas del pago del IVA, siempre y cuando el valor agregado nacional sea por lo menos del 20 %, la exoneración tendrá una vigencia de 10 años. Estos incentivos serán también aplicables a los vehículos eléctricos usados hasta con cinco años de antigüedad.

Se publicó en **Guatemala** la Ley de Incentivos para Movilidad Eléctrica, dirigida a facilitar y promover la importación, compraventa y uso de vehículos eléctricos, vehículos híbridos, vehículos de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico, con el fin de contribuir a la diversificación de la matriz energética y a la mitigación de emisión de gases de efecto invernadero. Al tenor de la referida ley se establecen los siguientes incentivos fiscales para la compraventa de vehículos eléctricos, motocicletas eléctricas o impulsadas por hidrógeno, importados, ensamblados o fabricados en territorio nacional: Exención del IVA de importación, IVA de primera venta e Impuesto Específico a la Primera Matrícula de Vehículos Automotores Terrestres, Impuesto Anual sobre Circulación, IVA doméstico en la primera transferencia, Exención del Impuesto de Renta para la actividad de ensamblaje y/o producción de vehículos eléctricos, híbridos o impulsados por hidrógeno, entre otras extensibles a piezas y partes para estaciones de carga. Adicionalmente se publicó el Reglamento que norma los procedimientos necesarios para la aplicación de la ley de incentivos para la movilidad eléctrica relativos a la solicitud, análisis, validación, calificación y aprobación de los incentivos fiscales establecidos, la regulación de los procedimientos para la obtención de la licencia para la operación comercial de centros de carga de vehículos eléctricos y sistemas de transporte eléctrico y lo relacionado al registro de las personas a ser reconocidas como proveedores del servicio de carga.

Nicaragua realizó reformas y adiciones a la Ley de Estabilidad Energética, en cuyo marco se establecen las condiciones y generalidades para la exoneración de DAI, ISC e IVA a los vehículos eléctricos nuevos y a los

centros de carga (o recarga) de vehículos eléctricos, así como a los equipos y componentes nuevos que sirvan de repuestos para estos centros de carga. Adicionalmente se publicaron las Normas y Procedimientos para la Aplicación de Exoneraciones a la Movilidad Eléctrica.

A efectos de reducir la emisión de gases de efecto invernadero mediante el incremento del uso de energías renovables, se publicó en **Panamá** la ley que establece el marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica, y promueve un proceso de transición energética del transporte terrestre de combustión interna a transporte terrestre eléctrico mediante la incorporación de incentivos fiscales, y la implementación de otras medidas y estímulos no fiscales en los sectores público, privado y académico dirigidos a favorecer la adquisición y el uso de vehículos eléctricos, tales como: exoneración del pago del impuesto selectivo al consumo para los vehículos eléctricos hasta el 2030, exoneración del pago de placa, estacionamientos preferenciales, estaciones de carga, autorización de instalaciones de plantas de generación de energías renovables, como alternativa energética para las estaciones de carga de vehículos eléctricos, permiso a la ciudadanía para revender energía para cargar los vehículos eléctricos y lo relativo a la comercialización del servicio de carga, y autorización a las personas naturales y jurídicas para crear modelos de negocio libre. Adicionalmente las empresas distribuidoras podrán establecer estaciones de carga dentro de su zona de concesión y brindar el servicio de carga de vehículos eléctricos. La ley determina que las instituciones públicas del Gobierno Nacional, deberán ejecutar un plan de reemplazo de flotas administrativas mediante el cumplimiento progresivo de porcentajes de introducción de vehículos eléctricos hasta alcanzar un 40 % al 2030, el incumplimiento de esta medida implicará la cancelación del certificado de operación. También se prevé un proceso de reemplazo progresivo de las flotas de transporte masivo y certificados de transporte público colectivo y selectivo que operen con combustibles fósiles por flotas de transporte eléctricas a efectos de alcanzar un 33 % al 2030.

Paraguay publicó la Ley de incentivos y promoción del transporte eléctrico que regula el fortalecimiento de las políticas públicas de incentivo del uso del transporte eléctrico a nivel nacional. A tales efectos la referida Ley establece la organización administrativa pública vinculada al transporte eléctrico, las competencias institucionales y su estímulo, dispone exoneraciones impositivas, incentivos y normas de políticas públicas para la producción y ensamblaje de vehículos y autopartes, y el uso del transporte eléctrico como transporte de energía limpia. Como parte de los incentivos de carácter impositivo y económico, se prevé la aplicación de exoneraciones al pago del Impuesto Aduanero a la Importación, al IVA, a la importación y comercialización para el mercado nacional de vehículos eléctricos. Las exoneraciones se extienden a los repuestos relacionados con el funcionamiento de autos eléctricos y sus baterías, equipos para ensamblaje y fabricación de coches cero emisiones y equipos de carga – tanto automóviles y motocicletas-, siempre que esta producción incluya transferencia tecnológica y se desarrolle con la participación de las universidades públicas y los colegios técnicos nacionales. Además, los usuarios quedarán libres del impuesto por patente de rodados por un plazo de cinco años. Adicionalmente, las municipalidades deberán exonerar del pago de cualquier tipo de tasa por estacionamiento, y los supermercados, centros comerciales, hospitales, universidades y otras locaciones públicas y privadas deberán contar con espacios designados como verdes para los vehículos eléctricos en espacios preferenciales. Asimismo, el Gobierno Central, entidades descentralizadas, empresas del Estado y entes autónomos y autárquicos deberán cumplir con una cuota mínima progresiva de vehículos eléctricos que anualmente sean comprados o alquilados para su uso. Finalmente se prevé que los Organismos y Entidades del Estado y las municipalidades realizarán la inversión necesaria para aquellas obras de infraestructura dirigidas al fortalecimiento y la promoción del transporte eléctrico, tales como electrolineras, carriles exclusivos, estacionamientos preferenciales y otros.

En el marco de la promoción de la movilidad eléctrica como lineamiento prioritario de la política energética nacional, **Uruguay** vía decreto estableció los criterios técnicos de compatibilidad que permiten la conexión de los vehículos eléctricos y eléctricos híbridos a la red eléctrica en condiciones iguales a nivel nacional.

3.4 Universalización de la electricidad

Brasil aprobó la ampliación de la vigencia del Programa Luz para Todos hasta 2026 y del Programa Más Luz para la Amazonía hasta 2030 (ambos programas dirigidos a expandir los servicios de electricidad a lugares remotos del territorio nacional estaban programados para finalizar en 2022). Asimismo, se reglamentó el Programa de Reducción Estructural de los Costos de Generación de Energía en la Amazonia Legal y la Navegabilidad del Río Madeira y Río Tocantins - Pró-Amazônia Legal, y se creó el Comité Gestor del Pró-Amazônia Legal. El referido

programa comprende la implementación de proyectos que reduzcan estructuralmente los costos de generación de energía eléctrica a cargo de la Cuenta de Consumo de Combustible – CCC con miras a: integrar los Sistemas Aislados y Regiones Remotas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante: la sustitución de la generación propia o alquilada de los agentes de distribución de energía eléctrica con contratos, por nuevas soluciones de suministro a partir de fuentes renovables o de combustible renovable, con o sin almacenamiento de energía; el desarrollo de nuevas soluciones de abastecimiento que incluyan fuentes renovables o a partir de combustibles renovables, con o sin almacenamiento de energía, con el objetivo de reducir el coste total de generación de las localidades con centrales eléctricas contratadas; la mejora de la eficiencia energética en Sistemas Aislados y Regiones Remotas; y la aplicación de soluciones para reducir el nivel de pérdidas en Sistemas Aislados o Regiones Remotas.

En el marco de las reformas realizadas al Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica de **Ecuador**, con el objetivo de garantizar la expansión del sistema de distribución se permite que, cuando la distribuidora no pueda cumplir oportunamente con la expansión eléctrica para atender la demanda o la ejecución de proyectos en sectores agrícolas y acuícolas, zonas especiales de desarrollo económico, zonas francas, parques industriales y/o polos de desarrollo industrial, las obras podrán ser financiadas y ejecutadas por quienes vayan a recibir el servicio.

4. HIDROCARBUROS

4.1 Exploración, explotación y transformación

En el marco del Decreto que creó el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de hidrocarburos, **Argentina** estableció un “Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH)”, con la finalidad de promover e incrementar el valor agregado regional y nacional en la cadena de valor de la actividad hidrocarburífera.

Con la finalidad de facilitar la aplicación de las nuevas tecnologías emergentes en las actividades de exploración de hidrocarburos, **Bolivia** modificó el Reglamento de Unidades de Trabajo para la Exploración vigente desde 2005 que establece los mecanismos para la aplicación del sistema de Unidades de Trabajo para la Exploración - UTE en los Contratos Petroleros, en el marco de lo dispuesto por la Ley de Hidrocarburos. Además, se aprobó la reglamentación parcial de la Ley de Hidrocarburos, mediante el establecimiento de requisitos, procedimientos y lineamientos para la autorización de la ejecución del reconocimiento superficial. La referida reglamentación está dirigida a mejorar, generar y difundir nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias aún en estado de sub-exploración o escaso conocimiento del potencial hidrocarburífero, a fin de evaluar, actualizar y maximizar la disponibilidad de información para optimizar y promover el aprovechamiento de los recursos estratégicos, a través de la realización de estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica. También se aprobaron nuevos “Lineamientos para la selección de empresas y ejecución de las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos, así como la suscripción de contratos bajo el régimen de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos”, de cumplimiento obligatorio por parte de YPFB y las personas jurídicas nacionales y extranjeras que realizan o quieran realizar actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos en áreas reservadas a favor de YPFB, así como en áreas libres. Adicionalmente se publicó el Decreto que reforma y actualiza el Reglamento de Áreas Reservadas a Favor de YPFB, a efectos de contextualizar la normativa vigente y a fin de establecer previsiones que permitan categorizar las áreas devueltas de los Contratos de Servicios Petroleros, como Áreas Reservadas a favor de YPFB, coadyuvando a que la Estatal Petrolera cumpla con sus atribuciones. Las referidas modificaciones están dirigidas a: Incrementar el número de Áreas Reservadas a favor de YPFB para que desarrolle actividades de Exploración y Explotación, por sí misma, en asociación o a través de Contratos de Servicios Petroleros; disponer la previsión para que el Ministerio de Hidrocarburos y Energías establezca los lineamientos para la selección de empresas y suscripción de Contratos de Servicios Petroleros; determinar el procedimiento para la reversión de Áreas Reservadas a favor de YPFB, entre otras.

4.2 Almacenaje, transporte, comercialización y consumo

Valorando la necesidad de garantizar el correspondiente análisis técnico en relación a la conveniencia de conceder la prórroga de concesiones, **Argentina** vía decreto, delegó en la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía la facultad de otorgar (en caso de encontrarse acreditadas las obligaciones previstas) la prórroga por 10 años de las concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos de jurisdicción nacional de los oleoductos troncales de acceso a Allen, Provincia de Río Negro; del oleoducto Allen – Estación Puerto Rosales; y de la terminal de almacenaje y exportación ubicada en Puerto Rosales, Provincia de Buenos Aires. La referida disposición se sustenta en las prórrogas de 10 años solicitadas por empresas concesionarias de transporte, quienes fundan su petición en la necesidad de contar con un horizonte temporal más amplio que les permita, continuar realizando y amortizar inversiones para el desarrollo y el sostenimiento de la infraestructura a los efectos de asegurar la normal evacuación de la Cuenca Neuquina y de la producción creciente proyectada.

En cumplimiento de sus atribuciones en cuanto al establecimiento de políticas y estrategias que garanticen el abastecimiento de hidrocarburos y de energía para el consumo interno, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de **Bolivia**, vía resolución declaró de interés nacional la operación de los oleoductos y poliductos conforme a la política nacional y del sector para el transporte de hidrocarburos importados por ductos.

Colombia realizó modificaciones al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, dirigidas a actualizar los modelos de intervención con respecto a la distribución de combustibles, en particular las estrategias de control y monitoreo a las actividades de la cadena de los combustibles, los mecanismos de asignación de volúmenes máximos con beneficios, el fomento de la legalidad en la distribución y la asignación de recursos con miras a buscar la eficiencia del gasto fiscal. Asimismo, se aprobaron adiciones al referido Decreto en lo relacionado con el establecimiento de medidas para atención de las emergencias de abastecimiento de hidrocarburos y combustibles líquidos entre las que se incluyen: priorización de la demanda de los consumidores de hidrocarburos y sus derivados, configuración de una emergencia internacional o nacional en materia de hidrocarburos y combustibles líquidos, constitución de reservas de emergencia de petróleo.

4.3 Petróleo y derivados

Valorando la insuficiencia estructural de la capacidad refinadora local para abastecer completamente una demanda creciente, tanto industrial como del parque automotor y dada la necesidad de impulsar medidas para garantizar el abastecimiento incremental y la compensación de costos extraordinarios ante el contexto internacional, **Argentina** creó un Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles (RIAIC) para las empresas refinadoras que importen gasoil (diésel). El Decreto, establece que las empresas que se adhieran al régimen podrán solicitar un monto equivalente a la suma que deban pagar en concepto de Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono, por las importaciones de gasoil. En el caso de las refinadoras integradas, se agregará a ese importe un monto adicional. Por otra parte, considerando la importancia de crear instrumentos que posibiliten enfrentar la crisis energética global, y con el objetivo de fomentar las inversiones y el aumento de producción en la actividad del sector hidrocarburífero y de los sectores nacionales que proveen bienes y servicios para su desarrollo, se creó el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP) que facilitará a los titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el acceso a divisas para la producción de petróleo. Los beneficiarios del RADPIP tendrán acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC) para destinar al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes, por un monto equivalente a su VPIB, valuado sobre la base de la cotización promedio de los últimos 12 meses del “ICE BRENT primera línea”, neto de derechos de exportación, incorporando según corresponda las primas o descuentos por calidad del crudo, según establezca la reglamentación.

Con el objetivo de continuar moderando los efectos de la volatilidad de los precios de los combustibles, **Chile** incrementó el límite máximo de cobertura del mecanismo de estabilización de precios de los combustibles.

Creado por ley en 2014, este mecanismo opera sobre la base de incrementos o rebajas al Impuesto Específico a los Combustibles, con el objetivo de lograr un efecto estabilizador en los precios internos de los combustibles, permitiendo así contener las fluctuaciones de precios que enfrentan las familias chilenas. A efectos de atenuar las variaciones de los precios de venta internos de los combustibles derivados del petróleo, motivados por fluctuaciones de sus cotizaciones internacionales, se aprobaron reformas a la ley que creó el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo FEPP, con el objeto de incrementar sus recursos mediante la inyección de USD 40 millones dirigidos a disminuir el precio del keroseno doméstico o parafina. El mecanismo de funcionamiento del FEPP considera la determinación de una banda de referencia, construida a partir de la determinación de un precio de referencia intermedio, respecto a este, se aplica un crédito/subsidio o impuesto, dependiendo de si el precio de paridad observado en mercados internacionales está por sobre o por debajo de dicha banda.

En cumplimiento de las medidas anunciadas por el ejecutivo para reducir el costo de los combustibles mediante la aplicación por parte de la ARESEP de una nueva metodología de cálculo de los precios de los combustibles, que permita contrarrestar los crecientes precios internacionales y trasladar los beneficios de esa reducción a la población que se moviliza en transporte público, los agricultores, pescadores, comerciantes y transportistas de carga, **Costa Rica** decretó la reducción del impacto del precio del combustible diésel en los sectores productivos y más vulnerables del país. Al tenor del referido decreto se solicita a la ARESEP aplicar por primera vez la Metodología Tarifaria Ordinaria y Extraordinaria para Fijar Precios de los Combustibles Derivados de los Hidrocarburos en Terminales de Poliducto para Almacenamiento y Ventas, Terminales de Ventas en Aeropuertos y Consumidor Final, según resolución RE-0024-JD-2022, en cuyo caso se trasladará la totalidad de los beneficios de las disminuciones en los combustibles definidos como gasolinas súper y gasolina plus91 hacia los precios de combustibles diésel. Adicionalmente y a efectos de evitar el encarecimiento de los precios de combustibles diésel y gasolina súper, en perjuicio de los consumidores como resultado del aumento en los precios de los productos refinados importados, se postergó hasta enero de 2027 la aplicación del estándar de emisiones EURO VI, TIER III o superior para el ingreso de vehículos al país, exigiendo hasta tanto como mínimo el estándar de emisiones Euro IV, TIER II o superior. Por otra parte y a efectos de unificar en un solo reglamento todo lo relativo a concesiones de servicio público para el suministro de combustibles derivados de hidrocarburos en estaciones de servicio, se derogaron las regulaciones para estaciones de servicio que suministren GLP contenidas en el Reglamento general para la regulación del suministro de GLP y el Reglamento del suministro de combustibles en estaciones de servicio, que regula las condiciones y el procedimiento para el otorgamiento y renovación de concesiones de servicio público para el suministro de combustibles derivados de hidrocarburos en estaciones de servicio terrestres, aeroportuarias, fluviales y marinas por parte del Ministerio de Ambiente y Energía y establece las normas para su operación y fiscalización.

Perú volvió a aplazar, en esta ocasión hasta 2023, la norma que cambia las denominaciones y venta de combustible en territorio nacional a regular y premium, que inicialmente debió entrar en vigencia desde el 1 de julio de este 2022. La medida se sustenta en la necesidad de evitar más impactos negativos en la economía de los consumidores actuales de los combustibles; valorando las afectaciones generadas por la crisis energética mundial y el correspondiente incremento de precios de los combustibles, circunstancia que se agravaría ante la migración hacia el uso y comercialización de las gasolinas y gasoholes Regular y Premium y con ello, la exigencia del uso y comercialización de los citados productos con un contenido de azufre no mayor de 50 ppm. El objetivo de la iniciativa, diferida para el 2023, radicaba en simplificar el número de combustibles de uso motor que se comercializa y usa en el mercado, estableciendo solo dos tipos de gasolina y gasohol: regular y Premium, y de esta manera optimizar el almacenamiento y la comercialización de dichos combustibles en los diversos grifos alrededor del país.

4.4 Gas Natural

Habiéndose evidenciado importantes incrementos en la inyección de gas natural producto de la ejecución del Plan Gas.Ar durante los años 2020 y 2021, y considerando que de acuerdo a las estimaciones del sector resulta prioritario y urgente conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar, mediante modificaciones al decreto de 2020 por el cual se declaró de interés público la producción del gas natural, y se instruyó a la Secretaría de Energía a instrumentar, el “Plan de Promoción de la Producción

de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda”, previéndose al efecto diversas modificaciones al mismo, **Argentina** aprobó vía Decreto el “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023 - 2028” (que sustituye a su antecesor conocido como el “Plan Gas”), estableciéndose su continuidad del hasta el año 2028, inclusive. Con respecto a las exportaciones, se realiza una adecuación de la metodología de asignación de exportaciones considerando los volúmenes y los mejores precios ofertados en las nuevas rondas, procurando alcanzar una asignación equilibrada tanto entre empresas como entre cuencas productivas. El Decreto también determina que los usuarios categorizados como “Servicio General P3 Grupos I y II” al 1º de mayo de 2021 formarán parte de la “demanda prioritaria”, y deberán ser abastecidos bajo la modalidad de Servicio Completo. Adicionalmente, se faculta a la Secretaría de Energía a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan Gas, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la Ley N° 24.076. Adicionalmente y valorando la necesidad de explotar las oportunidades de desarrollo que se derivan de contar con la segunda mayor reserva de shale-gas y la cuarta de shale-oil del mundo, y tomando en cuenta que a partir de la puesta en marcha de la construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner es necesario generar mecanismos que abastezcan al sector de las divisas necesarias para que desarrollen las inversiones en el segmento de exploración y de explotación, con el objetivo de incrementar la producción y resolver así la necesidad de autoabastecimiento local, se aprobó el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural RADPIGN, el que facilitará a los titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el acceso a divisas para la producción gas natural. Los beneficiarios del RADPIGN, a partir de su efectiva adhesión al referido régimen y en tanto mantengan los beneficios, tendrán acceso al MLC, para destinar al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes.

Con el objetivo de promover el uso eficiente de la energía y avanzar en la transición energética, **Bolivia** aprobó un Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes y establece que las industrias que utilizan gas natural para producir electricidad deben migrar hacia la energía eléctrica y conectarse al SIN. La referida norma viabiliza la migración de la industria al Sistema Interconectado Nacional en un período de un año, mediante el cambio de la fuente de alimentación eléctrica y el aprovechamiento de la eficiencia de los ciclos combinados y las energías limpias, como las hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas y biomasa. Es importante precisar que la energía del SIN para la categoría industrial está subvencionada, contando con una tarifa menor que la domiciliaria. El referido Decreto no modifica este beneficio y está enfocado en lograr un uso eficiente y racional del gas natural.

Brasil publicó la reglamentación que dispone las condiciones para la contratación de energía eléctrica proveniente de emprendimientos termoeléctricos a partir de gas natural. La ley de privatización de Eletrobras prevé la contratación obligatoria de 8 GW de centrales térmicas a gas hasta 2030, principalmente en regiones no atendidas por gasoductos.

Colombia vía resolución estableció los procedimientos para la ejecución de proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, y complementó las reglas para desarrollar la infraestructura de importación de gas del Pacífico. Estas resoluciones otorgan mayor claridad a los posibles inversionistas interesados en participar en el proceso de selección del inversionista que se hará cargo del diseño, construcción, mantenimiento y operación de dicha infraestructura de importación.

Perú aprobó modificaciones a las normas de promoción del desarrollo de la industria del Gas natural y emitió disposiciones para optimizar el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas. Las reformas y adiciones están dirigidas a garantizar el dinamismo y la eficiencia del procedimiento administrativo de calificación de Venteo de Gas Natural Operativo, reducir el trámite de autorización para realizar pruebas relacionadas a los proyectos de suministro de Gas Natural a través de Sistemas de Distribución, o mediante el abastecimiento de GNC o GNL, incluir en este trámite a otros hidrocarburos a fin de impulsar el desarrollo de proyectos innovadores que

aseguren el abastecimiento eficiente de energía en el país, impulsar el desarrollo de proyectos que permitan la masificación del gas natural, incluyéndose la figura excepcional de la concesión temporal, la evaluación de la utilización de recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) en las propuestas de concesiones de distribución a solicitud de parte, precisiones a las consideraciones de la ejecución de los Planes Quinquenales y Anuales, y regular incentivos para impulsar el desarrollo de las redes de distribución, brindando predictibilidad sobre las acciones que debe realizar el concesionario para la reprogramación y/o incorporación de nuevos proyectos.

4.5 GLP

Costa Rica aprobó reformas al Reglamento Técnico RTCR 490:2017 “Equipos para la industria de petróleo, cilindros portátiles, tanques estacionarios, equipos y artefactos para suministro y uso del GLP. Especificaciones de Seguridad”, dirigidas a mejorar las condiciones de seguridad en que operan los establecimientos que usan o suministran GLP con énfasis en el plazo para sustitución de válvulas de acoplamiento rápido por válvulas de acoplamiento roscado (Tipo POL) en cilindros portátiles. También se aprobó por ley la reducción del impuesto único al GLP contenido en la ley de simplificación y eficiencia tributarias de 2001. El nuevo monto nominal de 24 colones estará vigente por los siguientes seis años, contados a partir de la vigencia de la ley.

En el marco de las disposiciones aprobadas por **Perú** para potenciar el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, se establecieron medidas dirigidas a optimizar y reforzar la seguridad de la cadena de comercialización de GLP envasado en el país mediante la autorización de uso de la tecnología de los cilindros de material composite, disponiendo su implementación progresiva a nivel nacional.

En el marco de la reforma del mercado de los combustibles líquidos, presentada a la Asamblea General el 2 de febrero de 2021, **Uruguay** vía decreto exhortó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) a aprobar una nueva regulación del mercado de GLP con énfasis en el sector de envasado y distribución secundaria que rija desde marzo de 2023, respecto a las condiciones y principios generales que deben atenderse en las vinculaciones, al menos entre suministrador y envasadores, y de estos con los distribuidores del mercado de GLP, incluyendo entre otros: cumplimiento de los principios y normas de libre competencia en el sector, mecanismos de penalización equitativos para ambas partes por incumplimiento de contrato, mecanismos transparentes de nominación y asignación del producto por punto de entrega, transparencia en esquema de pagos, facturación y plazos. En particular para los Envasadores, se deberá contemplar la necesidad de la existencia de una red de distribución, propia o acreditada a través de contratos con terceros.

5. FUENTES RENOVABLES

Argentina vía resolución reglamentó aspectos centrales de la ley que establece el marco normativo de los biocombustibles, entre los principales elementos de la reglamentación constan la creación del registro específico de productores y comercializadores y la creación de la Comisión de Biocombustible a cargo de resolver las necesidades prioritarias del sector, entre las que se encuentra, la definición de una fórmula de precios.

Brasil publicó la reglamentación que dispone las condiciones para la contratación de energía eléctrica proveniente de emprendimientos hidroeléctricos de hasta 50 megawatts dirigidas a favorecer a las pequeñas centrales hidroeléctricas en las próximas subastas. Uno de los requisitos destacados publicados prevé que el 50 % de la demanda de energía declarada por las distribuidoras sea contratada a partir de PHC de hasta 50 MW de capacidad.

Colombia estableció la fórmula tarifaria general que deberá ser aplicada por los prestadores de servicios de energía eléctrica para calcular los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas máximas aplicables a usuarios regulados que sean atendidos a través de soluciones individuales solares fotovoltaicas (“SISFV”). Adicionalmente se establecieron los requisitos generales, técnicos y de información para el otorgamiento de los Permisos de Exploración y Explotación, la implementación del Registro Geotérmico, y para fijar las condiciones para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación del Recurso Geotérmico

con fines de generación de energía eléctrica. También se establecieron reglas, requisitos y condiciones mínimas del proceso competitivo para el desarrollo de las rondas de otorgamiento del permiso de ocupación temporal sobre áreas marítimas colombianas para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera. Asimismo, se aprobó reglamentación parcial de la ley que promueve el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, en lo relacionado con el desarrollo de actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia. La referida reglamentación implica la adición de lineamientos dirigidos a incentivar la exploración y explotación del Recurso Geotérmico para la generación de energía eléctrica, así como para fomentar el conocimiento del subsuelo.

5.1 Generación distribuida

Con el objetivo de brindar mayor seguridad regulatoria a los inversionistas y consolidar el mercado de generación distribuida, **Brasil** publicó la ley que contiene el marco legal para la microgeneración y minigeneración distribuida, el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica (SCEE) y el Programa Social de Energías Renovables (PERS); lo que implicó reformas a la ley que dispone sobre la comercialización de energía eléctrica y a la ley que instituye la Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL. La nueva ley prevé cambios graduales en el sistema de compensación de energía (net metering) para nuevos sistemas de GD y garantiza la manutención de las reglas actuales hasta 2045 a las plantas ya en operación o que se instalen en los 12 meses subsecuentes. De manera adicional, se establece un período de transición para las nuevas plantas de Generación Distribuida que se conecten de 07/Ene/23 hasta 07/Jul/23. Pasado el periodo de transición, los consumidores con GD deberán pagar por el 100 % del peaje de red (tarifa de uso de la red de distribución), netos de los beneficios sistémicos generados por la GD que deberán ser calculados por el Regulador en los 18 meses siguientes a publicación de la ley.

Colombia vía resolución estableció lineamientos para la incorporación de los Recursos Energéticos Distribuidos de manera eficiente en el sistema eléctrico y de esta forma garantizar un rol más activo a los usuarios, contribuir a la gestión eficiente de la energía e impulsar la modernización de las redes y la descentralización del mercado. La referida resolución contiene disposiciones referentes a la respuesta a la demanda; el almacenamiento de energía; y, el comportamiento de operadores de red y empresas con situaciones de control. Adicionalmente se asignan competencias a la CREG para la expedición de regulación sobre la actividad de agregación de los recursos energéticos distribuidos y su participación en el Mercado de Energía Mayorista, la estructuración de tarifas para fomentar la incorporación de estos recursos, la armonización de la regulación de Infraestructura de Medición Avanzada, la actualización de metodología de remuneración de distribución y la prestación de servicios. Asimismo, se designa a la UPME para que incluya en sus planes y proyectos los efectos de la incorporación de los Recursos energéticos distribuidos en el SIN.

Se publicó en **Costa Rica** la ley que establece las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. La referida ley es aplicable a todo abonado, generador distribuido, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y el operador del sistema.

Vía resolución, se aprobó en **Panamá** la Estrategia Nacional de Generación Distribuida, cuyo propósito fundamental se centra en fomentar la implementación sostenible de la producción de electricidad a base de fuentes de energía renovables y limpias, instaladas a nivel de distribución, con miras a concretar acciones hacia la transición del sistema eléctrico del prosumidor nacional a desarrollarse mediante cuatro líneas de acción prioritarias: el autoconsumo, la inteligencia en la red para comunidades renovables, financiamiento e incentivos, y aspectos legales, normativos y regulatorios. A fines de lograr la efectiva aplicación de la estrategia se creó la Comisión Interinstitucional de Generación Distribuida.

5.2 Hidrógeno

Se publicó en **Brasil** la Resolución del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), que establece el Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2) y determina su estructura de gobernanza. La orientación estratégica apunta a

desarrollar una economía del hidrógeno en Brasil en armonía con las demás fuentes de la matriz energética nacional. De acuerdo con la estructura de gobernanza del PNH2, la coordinación y supervisión de la planificación y ejecución de las actividades estará a cargo de un Comité Gestor, integrado por diversos órganos y entidades de la Administración Pública federal. El objetivo es fortalecer el mercado y la industria del hidrógeno como vector energético en Brasil.

En el marco del Decreto que establece las disposiciones para la promoción del uso del hidrógeno, **Colombia** distribuyó entre las correspondientes instancias del gobierno nacional las competencias pertinentes a efectos de materializar la integración del hidrógeno en la matriz energética colombiana. A tales fines el Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible están a cargo de: definir el umbral de emisiones de GEI para que el hidrógeno sea considerado de bajas emisiones; adoptar un mecanismo público de certificación de origen del hidrógeno producido en Colombia, y establecer los lineamientos, requisitos y metodologías para el uso de formaciones geológicas para el almacenamiento de hidrógeno. Por su parte la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es competente para realizar ajustes regulatorios necesarios para el uso de hidrógeno destinado a prestar servicios públicos de energía y gas. El Ministerio de Transporte y el MADS son los encargados de expedir requisitos, procedimientos, condiciones e incentivos para el uso de hidrógeno en el sector transporte, así como de revisar y actualizar requisitos técnicos y de seguridad para el transporte de hidrógeno por carretera. El MME es competente para definir las condiciones para la construcción de infraestructura vinculada al suministro de hidrógeno para uso vehicular y el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias) en coordinación con el MME tiene a su cargo el establecimiento de programas de ciencia, tecnología e innovación para formación de capacidades para la investigación, desarrollo tecnológico, innovación e industria del hidrógeno. Adicionalmente Colombia aprobó, vía decreto una reglamentación parcial de la Ley 2099 de 2021 que dictó disposiciones para la transición energética. Al tenor del referido decreto se definen los mecanismos, condiciones e incentivos para promover el desarrollo local, la innovación, la investigación, la producción, el almacenamiento, el transporte, la distribución, y el uso del hidrógeno destinado al servicio público de energía eléctrica, al almacenamiento de energía, y a la descarbonización de sectores de transporte, hidrocarburos, industria, minería y gas.

Con el objetivo de promover e incentivar una economía de hidrógeno verde mediante el establecimiento de orientaciones para el desarrollo de un marco regulatorio flexible por parte de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), que facilite a las empresas distribuidoras aprovechar los excedentes del SEN, mediante su gestión comercial, se publicó en **Costa Rica** el Decreto que oficializa la "Política para el aprovechamiento de los recursos excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde".

Valorando la estrategia nacional enfocada en convertir a **Panamá** en un Hub Transformacional de Hidrógeno Verde a nivel regional, vía Resolución se adoptó la fase I de la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde y se crearon los comités al servicio del hidrógeno verde de Panamá. Esta primera fase le permite al país definir medidas habilitantes que fomenten y aceleren la aplicabilidad de las tecnologías asociadas al hidrógeno verde junto a los servicios requeridos para asegurar la reducción máxima de emisiones de gases de efecto invernadero. La hoja de ruta plantea el desarrollo de regulaciones innovadoras, mediante ajustes en el marco legal de hidrocarburos sobre la base de las actuales "Zonas Libres de Combustibles", para dar inicio a la implementación de los incentivos asociados a "Zonas Libres de Hidrógeno Verde", en tal sentido se prevé almacenar e invertir en infraestructura que habilite el almacenamiento y exportación del hidrógeno verde y sus carriers, y tener a disposición de las embarcaciones que usan el canal de Panamá un nuevo esquema de "abastecimiento de combustible limpio". El Hub de hidrógeno verde pondrá a disposición infraestructura de transformación a gran escala, capaz de recibir hidrógeno verde líquido y convertirlo en portadores de hidrógeno verde como E-Amóníaco, E-Queroseno y E-Metanol para ser exportados a consumidores finales en otras regiones y/o alimentar directamente al sector marítimo y de la aviación con una opción de energía más limpia, así como proveer a la agro industria de un energético sostenible y al sector agropecuario con amoníaco verde como fertilizante de origen renovable.

Considerando los avances alcanzados con el impulso de la hoja de ruta del hidrógeno verde y el Fondo Sectorial del hidrógeno verde, **Uruguay** encomendó al Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) a implementar y administrar el "Programa H2U", con el objetivo de promover el desarrollo del hidrógeno verde en el país mediante

acciones vinculadas a las áreas de innovación, aspectos regulatorios, atracción de inversiones, generación de capacidades, cooperación internacional, análisis de aspectos de infraestructura y logística, evaluación del potencial offshore y comunicación.

5.3 Biocombustibles

Considerando que producto de factores exógenos originados por el contexto internacional actual, se ha generado un marcado incremento en el precio del maíz, lo que ha provocado que la aplicación del criterio para la determinación del precio del biocombustible elaborado sobre la base de dicha materia prima haya quedado distorsionado respecto de los costos de su elaboración y con el fin de no afectar la disponibilidad del bioetanol elaborado a base de maíz para la mezcla obligatoria con las naftas, **Argentina** vía decreto facultó a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía para que establezca un mecanismo alternativo para la determinación del precio del bioetanol a base de maíz, de aplicación excepcional en los casos en que se verifiquen desfasajes sustanciales entre el precio resultante de la implementación del procedimiento establecido y los costos de elaboración del referido bioetanol a base de maíz. A tales efectos, vía resolución se fijaron nuevos precios para la adquisición del bioetanol elaborado a base de maíz destinado a su mezcla obligatoria con naftas. Posteriormente se estableció igual criterio para el bioetanol elaborado a base de caña de azúcar y se facultó a la Secretaría de Energía para establecer un mecanismo alternativo y excepcional para la determinación de su precio, en los casos en que se advierta la existencia de desfasajes sustanciales entre el precio resultante de la implementación del procedimiento establecido y los costos de elaboración del referido bioetanol a base de caña de azúcar.

Vía resolución la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de **Bolivia**, incrementó el porcentaje del 8 % a 10 % de la proporción de mezcla de etanol en la gasolina y reglamentó los aspectos técnicos para la “Gasolina Base 80”, entre otras disposiciones para su cumplimiento. Queda a cargo de la ANH determinar las especificaciones técnicas de calidad del combustible “Gasolina Especial+” con octanaje de al menos RON 85 resultante de la mezcla de “Gasolina Base 80” con la proporción volumétrica de hasta el 10 % de Etanol Anhidro.

Se aprobó en **Chile** la ley que regula los biocombustibles sólidos. La norma está orientada a reducir la contaminación, avanzar hacia un mercado formal para la leña y mejorar la calidad del pellet, mediante la definición de estándares de calidad para los Biocombustibles Sólidos (BCS) que se comercializan en la zona centro y sur de Chile. La nueva norma también propone avanzar en un mercado formal y transparente que permitirá generar empleos y mejorar la competitividad de las empresas del sector. La nueva ley define especificaciones técnicas mínimas de calidad para la comercialización de los BCS y prevé la creación de registros obligatorios para los productores y comercializadores de este tipo de combustibles. Esto último obligará a los productores de leña a contar con un sello de calidad para verificar que los productos comercializados estén certificados bajo la nueva normativa. Se prohíbe la comercialización de BCS que no provengan de un centro procesamiento de biomasa certificado o de un comercializador inscrito en los debidos registros y se entrega la responsabilidad de fiscalización de la producción de este insumo a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Se establece la elaboración de un Plan Nacional quinquenal para la modernización del Mercado de los Biocombustibles Sólidos, iniciativa que será impulsada por el Ministerio de Energía en colaboración con el Ministerio de Agricultura.

Dada la necesidad de atender las particularidades de la generación de energía a partir de biomasa y los emprendimientos industriales asociados se publicó en **Uruguay** el decreto que exhorta a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a otorgar a los generadores de energía eléctrica por medio de un proceso de cogeneración que utilizan biomasa como combustible, una bonificación del 10 % sobre el importe mensual del cargo por potencia y recargo por potencia excedentaria sin IVA, según la tarifa contratada; y a los emprendimientos industriales asociados a procesos de cogeneración, que utilizan biomasa como combustible, una bonificación del 15 % sobre el importe mensual sin IVA del cargo de energía, según la tarifa contratada. Los generadores de energía eléctrica a partir de biomasa tendrán una bonificación en los cargos por uso de la red equivalente al 50 % en cada tramo horario. Adicionalmente vía decreto se exhortó a la UTE a habilitar que las centrales de generación que configuran procesos de cogeneración y utilizan biomasa como combustible puedan computar los retiros de energía en un único nodo eléctrico. Asimismo, en aras de continuar aportando firmeza al sistema eléctrico nacional mediante la generación de energía eléctrica a partir de biomasa y a la vez contribuir al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales asociados, consolidando además ciertas cadenas

productivas y aportar a la mitigación de impactos ambientales a nivel local y global a través de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, **Uruguay** vía decreto exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, a realizar un procedimiento competitivo de contratación a efectos de adjudicar contratos especiales de compraventa de energía eléctrica asociados a Centrales Generadoras que la produzcan a partir de biomasa en el territorio nacional. Podrán participar en el procedimiento competitivo únicamente centrales generadoras que se encuentren instaladas a la fecha de entrada en vigencia del Decreto. El precio máximo a establecerse en los contratos de compraventa de energía eléctrica ascenderá por MWh a 72,50 USD (dólares estadounidenses) ajustables por PPI (índice de Precios al Productor de EEUU).

6. MINERALES CRÍTICOS

Vía decreto, **Brasil** autorizó las operaciones de comercio exterior de minerales y menas de litio, productos químicos orgánicos e inorgánicos, incluidas sus composiciones, elaborados a partir de litio, litio metal y aleaciones de litio y sus derivados. Según lo dispuesto estas operaciones de exportación e importación no están sujetas a criterios, restricciones, límites o condiciones de cualquier naturaleza, excepto las previstas en la ley o en actos emanados de la Cámara de Comercio Exterior – Camex.

La Cámara de Representantes de **Jamaica**, aprobó la Orden del Impuesto General al Consumo (Enmienda de Anexo), Resolución, que establece la exención de las baterías de iones de litio del Impuesto General al Consumo (GCT, por sus siglas en inglés). Con esta medida el Gobierno se propone acelerar la penetración de energías renovables, valorando que las baterías de iones de litio cumplen un rol fundamental en el proceso de transición energética, considerando también que están alineadas con la política de promoción de vehículos eléctricos.

México realizó reformas y adiciones a la Ley Minera (reglamentaria del artículo 27 de la Constitución) al tenor de las cuales declaró de utilidad pública el litio, determinando que en tal sentido: no se otorgarán concesiones, licencias, contratos, permisos o autorizaciones en la materia ya que la exploración, explotación y aprovechamiento de este mineral será de responsabilidad estatal. A tales efectos serán consideradas zonas de reserva minera aquéllas en las que se encuentren yacimientos de litio; se reconoce que el litio es patrimonio de la Nación y su exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento se reserva en favor del pueblo de México; las cadenas de valor económico del litio se administrarán y controlarán por el Estado. Asimismo, se dispone que el Servicio Geológico mexicano auxiliará al organismo público descentralizado encargado de la exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento del litio en la ubicación y reconocimiento de las áreas geológicas en las que existan reservas probables del litio; y que en la exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento del litio y de sus cadenas de valor será deber del Estado mexicano proteger y garantizar la salud de los mexicanos, el medio ambiente y los derechos de los pueblos originarios, comunidades indígenas y fromexicanas.

7. ENERGÍA Y AMBIENTE

Brasil por vía legislativa instituyó la Campaña Junio Verde, en el ámbito de la Política Nacional de Educación Ambiental. La referida campaña que se celebrará anualmente como parte de las actividades de educación medioambiental no formal, tiene como objetivo desarrollar la comprensión pública de la importancia de la conservación de los ecosistemas naturales y de todos los seres vivos, del control de la contaminación y de la degradación de los recursos naturales para las generaciones presentes y futuras. Esta campaña será promovida por el poder público federal, estadual, distrital y municipal, en asociación con escuelas, universidades, empresas públicas y privadas, iglesias, organizaciones de la sociedad civil, comunidades tradicionales y poblaciones indígenas, e incluirá acciones dirigidas a: promover el debate sobre la transición ecológica de las cadenas de producción, la economía baja en carbono y la neutralidad del carbono, el cambio climático y sus impactos; y a fomentar la formación de una conciencia ecológica ciudadana sobre las cuestiones ambientales, desde una perspectiva transdisciplinaria y socialmente transformadora, basada en una ética intergeneracional. Por otra parte, se establecieron los procedimientos para la elaboración de los Planes Sectoriales de Mitigación del Cambio Climático que determinan objetivos graduales, medibles y verificables de reducción de emisiones antropogénicas y de absorción por los sumideros de gases de efecto invernadero, teniendo en cuenta las

especificidades de los agentes sectoriales; y se instituyó el Sistema Nacional de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, concebido como centro único de registro de emisiones, remociones, reducciones y compensaciones de gases de efecto invernadero y de actos de comercio, transferencias, transacciones y retiro de créditos certificados de reducción de emisiones. Adicionalmente el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) aprobó, la resolución que define metas anuales obligatorias de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por la venta de combustibles para la década 2023 -2032. La propuesta es resultado de una Consulta Pública, realizada entre octubre y noviembre de 2022, por el Ministerio de Minas y Energía (MME). Tras considerar los aportes de la Consulta Pública, la meta global para 2023 se fijó en 37,47 millones de CBIO, lo que significa una reducción de 37,47 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente.

Chile publicó la ley marco de cambio climático, dirigida al cumplimiento de los compromisos internacionales asumidos por el Estado en la materia a enfrentar los desafíos implicados en el tránsito hacia un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero y otros forzantes climáticos, hasta alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050, y a adaptarse al cambio climático, reduciendo la vulnerabilidad y aumentando la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático. En términos generales la nueva ley, además de la meta de carbono neutralidad al 2050, traza objetivos claros para la resiliencia y la adaptación del país al cambio climático; reconoce los principios de no regresión y de progresividad; e instituye al Ministerio del Medio Ambiente como la autoridad técnico normativa en materia de cambio climático, otorgándole nuevas atribuciones. Cabe resaltar que la referida ley incorpora obligaciones concretas para el sector financiero instaurando la obligación por parte del Estado de reportar todos los años la inversión pública climática; y también determina que las instituciones financieras deben declarar anualmente los impactos y riesgos climáticos de sus proyectos de inversión privada. Con su promulgación Chile se posiciona como el primer país de América Latina en fijar una meta de carbono neutralidad por ley. A los fines previstos se establecen además los instrumentos de gestión climática, los sistemas de información y participación, así como el sistema de monitoreo, reporte y verificación de manera vinculante para 17 ministerios sectoriales y la fiscalización activa por parte de la Contraloría General de la República. La ley también reconoce la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) como una meta intermedia en el camino del país a la carbono neutralidad. La ley considera además una serie de instrumentos de gestión y obligaciones que apuntan a fijar e institucionalizar la lucha contra el cambio climático como una política de Estado.

Costa Rica publicó el Reglamento sobre emisión de contaminantes atmosféricos provenientes de calderas y hornos de tipo directo e indirecto, lo que implica la derogación de su antecesor vigente desde 2011 que no incorporaba los límites y normas de emisiones para hornos de tipo directo e indirecto. El referido Reglamento establece los procedimientos de registro de equipos y los valores máximos permisibles de parámetros de emisión atmosférica, a que deben ajustarse los establecimientos cuyos procesos o actividades incluyan la operación de calderas, hornos de tipo directo y hornos de tipo indirecto, a fin de proteger el estado de salud de la población y el medio ambiente.

Con el objetivo de consolidar instrumentos regulatorios que permitan garantizar que las actividades del sector hidrocarburos se desarrollen con criterios de protección al ambiente se publicó en **México** la Norma Oficial Mexicana, “Especificaciones de Protección al Medio Ambiente para la Construcción y Mantenimiento de Pozos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Zonas Agrícolas, Ganaderas y Eriales, fuera de Áreas Naturales Protegidas o terrenos forestales”, dirigida a proveer una regulación de protección al medio ambiente para la construcción y mantenimiento de pozos, consideradas operaciones de alto riesgo debido a su naturaleza y a los materiales utilizados en los procesos.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Colombia vía resolución adoptó el Plan de Acción Indicativo (PAI) para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía – PROURE 2022-2030, que tiene como visión al 2030 reducir la brecha tecnológica en el uso de la energía mediante la adopción de medidas, dispositivos y equipos costoeficientes, apostándole a la reconversión tecnológica del sector energético como parte fundamental de su transformación y por tanto del desarrollo sostenible del país.

Con el objetivo de alcanzar la optimización en el uso y consumo energético en los sectores relacionados con la oferta y demanda de energía, **Ecuador** expidió políticas públicas para fomentar la Eficiencia Energética y el uso racional de la energía, aplicables en el ámbito nacional, intersectorial e interinstitucional.

Se publicó en **Panamá** la Resolución que aprueba la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía dirigida a: desarrollar en la población una cultura energética, garantizar la implementación de normas y reglamentos técnicos que aseguren que los equipos disponibles comercialmente cumplan un nivel de eficiencia aceptable y lograr el apoyo de mecanismos financieros que promuevan que esos equipos sean asequibles para los consumidores. La referida estrategia prevé la ejecución de ocho líneas de acción consideradas prioritarias: normas y reglamentos técnicos de eficiencia energética, administradores energéticos, implementación de tecnologías no convencionales para uso directo de la energía, mecanismo de financiamiento para fomentar medidas de eficiencia energética, implementación del Reglamento de Edificación Sostenible, monitoreo del uso final de la energía, acreditación de empresas que ofrecen servicios energéticos y certificación de profesionales, y educación, promoción y divulgación de medidas del uso racional y eficiencia de la energía. Para la eficaz implementación de la Estrategia se creó la Comisión Interinstitucional de Uso Racional y Eficiente de la Energía.

Uruguay aprobó modificaciones sobre etiquetado de eficiencia energética dirigidas a incorporar a los vehículos en la evaluación a su conformidad con la norma UNIT de etiquetado de eficiencia energética que corresponda y en el procedimiento de fiscalización del sistema nacional de etiquetado de eficiencia energética.

9. *CONVENIOS INTERNACIONALES, COOPERACIÓN, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES*

Brasil promulgó la Enmienda a la Convención sobre Protección Física de Material Nuclear adoptada en Viena en 2005, con la finalidad de ampliar el ámbito de aplicación de las medidas de protección física a las instalaciones nucleares, así como a los materiales nucleares en su uso pacífico, almacenaje y transporte en el ámbito interno de cada Estado, a efectos de prevenir y combatir en todo el mundo los delitos relacionados con esos materiales e instalaciones; y facilitar la cooperación entre los Estados Parte. Adicionalmente se aprobaron modificaciones y derogaciones relativas a la reglamentación de la comercialización de energía eléctrica generada por Itaipu Binacional. Las disposiciones se centran fundamentalmente en lo referente a: potencia contratada, energía vinculada a la potencia contratada, energía no vinculada, Energía del Sistema Secundario, Energía Secundaria asignada a Itaipú, Diferencial, entre otros aspectos técnicos. Asimismo, la reglamentación dispone sobre la Empresa Brasileña de Participaciones en Energía Nuclear y Binacional (ENBPar) como Agente Comercializador de Energía de Itaipu, y responsable por la comercialización de la energía eléctrica de Itaipu Binacional consumida en Brasil tras la privatización de Eletrobras. Por otra parte, en el marco de ENBPar, se crea la cuenta de Comercialización de Electricidad de Itaipú. Además, con el objetivo de ampliar los beneficios para los consumidores de electricidad y las oportunidades para los agentes del sector eléctrico brasileño, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil publicó, la Ordenanza Normativa que establece nuevos lineamientos para la importación de energía eléctrica procedente de Argentina o de Uruguay, aportando mejoras a la normativa vigente sobre el tema. Con el nuevo acto normativo se incluye la posibilidad de utilizar energía eléctrica importada como recurso energético para atender los picos de carga definidos por el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (NOS). También se permite el uso ordinario sin sustituir la generación de las centrales termoeléctricas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en determinadas situaciones.

En el marco del proceso de armonización regional de la normativa técnica establecido al tenor de los compromisos asumidos en el Protocolo de Guatemala **Costa Rica** publicó la resolución que aprueba el Reglamento Técnico Centroamericano RTCA 23.01.78:20 Productos Eléctricos. Acondicionadores de Aire Tipo Dividido Inverter, con Flujo de Refrigerante Variable Descarga Libre y sin Duetos de Aire. Especificaciones de Eficiencia Energética.

Prospectiva energética de América Latina y el Caribe



Simulación de un escenario de descarbonización de la matriz energética de América Latina y el Caribe, con énfasis en el uso energético de Hidrógeno Verde y su exportación a mercados extrarregionales.

1. INTRODUCCIÓN

A partir del año 2018, como parte de su publicación anual “Panorama Energético de América Latina y el Caribe”, OLADE ha venido presentando un capítulo de prospectiva donde se analizan diferentes escenarios exploratorios de descarbonización de la matriz energética de la región, mediante premisas de penetración de fuentes de energía renovable, tanto en los sectores de consumo final como en la matriz de generación eléctrica e incremento de la eficiencia energética, de acuerdo a las perspectivas que tienen los países de la región de contribuir desde el sector energético a los esfuerzos globales de mitigación del cambio climático y al cumplimiento de los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París.

En estos escenarios, fuentes de energía limpia, como la eólica, la solar y la biomasa moderna han sido las principales protagonistas en la simulación de la transición energética en los países de la región hacia el año 2050, sin embargo, en las últimas previsiones que realizan los países, toma cada vez mayor fuerza la hipótesis de la entrada en escena de un nuevo actor que podría acelerar dicho proceso de transición como es el Hidrógeno Verde, dada la posibilidad de, mediante este vector energético, llegar a desplazar el uso de fuentes fósiles en sectores de consumo de energía, que hasta el momento presentan dificultades para la penetración de las fuentes renovables, como son el transporte aéreo, el transporte marítimo, el transporte terrestre de carga pesada y las industrias más energointensivas como las cementera y siderúrgica. Si bien en la última edición del Panorama Energético de ALC, ya se consideró la penetración de este vector en la matriz energética de los países de la región, se consideró solamente su disponibilidad para uso doméstico y todavía en magnitudes bastante conservadoras.

De acuerdo a las estrategias y hojas de ruta que han publicado recientemente algunos países, como Chile, Colombia y Brasil, las expectativas de producción de hidrógeno verde en sus territorios, aprovechando sus ingentes potenciales de energía renovable, no solamente sería suficiente para cubrir un porcentaje importante de su consumo interno, desplazando fuentes fósiles, sino que además habría la posibilidad de exportar este

nuevo commodity energético a mercados internacionales principalmente de Europa y Asia, que surgirían ante la necesidad de los países de estas regiones de proveerse de fuentes de energía limpia que les permita cumplir con sus propios compromisos de descarbonización adquiridos en el Acuerdo de París.

En este sentido en este nuevo ejercicio prospectivo, se pretende explorar el efecto que tendría sobre los sistemas energéticos de la región, la producción de hidrógeno verde en tal magnitud que permita, por una parte, una mayor penetración de este vector energético en sus sectores de consumo y por otra, exportar importantes volúmenes a mercados internacionales extrarregionales.

2. METODOLOGÍA

Regiones geográficas

Al igual que en los ejercicios prospectivos de los pasados años, se ha dividido para el análisis la región de ALC en cuatro subregiones y dos países:

- América Central (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá).
- Zona Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela)
- Cono Sur (Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay)
- El Caribe (Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana, Suriname y Trinidad y Tobago)
- Brasil
- México

A Brasil y México, dado su gran peso relativo en la región de ALC, se los analiza individualmente, sin embargo, para facilitar la redacción en el presente capítulo, se hará referencia a estos países, también como subregiones.

Modelo informático

Como herramienta informática para el ejercicio prospectivo, se utilizó el Modelo de Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME), desarrollado por OLADE, el cual es un modelo tipo “Bottom up” de coeficientes técnicos.

Escenarios

Para los fines comparativos, se elabora en primer lugar un escenario de referencia (BAU), con año base 2021 y horizonte de estudio al 2050, que representa una proyección de los sistemas energéticos de las diferentes subregiones relacionada con las tendencias históricas de evolución del sector energético y los planes de expansión que para el corto y mediano plazo publican los países y que no considera cambios muy significativos en el mix de fuentes y tecnologías utilizadas tanto en el consumo final de energía como en la oferta energética durante el período de proyección. A partir de este escenario, con año de inicio 2025, se construye un nuevo escenario donde se aplican diferentes estrategias de descarbonización acelerada del sector energético, orientadas a contribuir de una manera más eficaz a lograr la carbono-neutralidad total de las economías de los países o subregiones analizadas al año 2050, al cual se le denomina Pro Net-0.

Proyección de la demanda de energía

Salvo para los países o subregiones de donde se obtuvo información oficial de las tasas proyectadas de crecimiento del consumo final de energía, este valor se proyectó mediante su correlación logarítmica lineal con el PIB nominal de los últimos 20 años y con las tasas de variación del PIB nominal proyectadas por el Banco Mundial en su informe “Perspectivas Económicas Mundiales” en su edición de junio de 2023, que son las que se observan en la Tabla No. 1.

Tabla No. 1 Variación porcentual anual del PIB nominal a precios de mercado (USD promedio 2010 - 2019).

	2022	2023	2024	2025
Argentina	5.2	-2	2.3	2
Barbados	10	4.9	3.9	3.1
Belice	9.6	2.4	2	2
Bolivia	3.1	2.5	2	2
Brasil	2.9	1.2	1.4	2.4
Chile	2.4	-0.4	1.8	2.2
Colombia	7.5	1.7	2	3.2
Costa Rica	4.3	2.9	3	3.2
Ecuador	2.9	2.6	2.8	2.8
El Salvador	2.8	2.3	2.1	2.1
Granada	5.8	3.6	3.3	3.1
Guatemala	4	3.2	3.5	3.5
Guyana	57.8	25.2	21.2	28.2
Haití	-1.7	-2.4	1.7	2.4
Honduras	4	3.5	3.7	3.8
Jamaica	4.2	2	1.7	1.2
México	3	2.5	1.9	2
Nicaragua	4.1	3	3.4	3.5
Panamá	10.5	5.7	5.8	5.9
Paraguay	-0.3	4.8	4.3	4.3
Perú	2.7	2.2	2.6	2.8
R. Dominicana	4.9	4.1	4.8	5
Suriname	1.9	2.4	3.2	3.1
Uruguay	5	1.8	2.8	2.4

Fuente: Banco Mundial, junio de 2023

Premisas del Escenario PRO NET-0

Al igual que en ejercicios prospectivos previos realizados por OLADE, en el escenario Pro NET-0, se analizan estrategias de descarbonización del sector energético, que permitan contribuir desde este sector a los esfuerzos regionales y mundiales de mitigación del cambio climático y de alcanzar la carbono neutralidad de las economías al año 2050. En la prospectiva publicada en el último año, ya se consideró la penetración del Hidrógeno Verde como portador energético en los sectores de consumo final y en la matriz de generación eléctrica a nivel doméstico de cada una de las subregiones analizadas, sin embargo, en esta ocasión, de acuerdo a las estrategias y hojas de ruta del desarrollo de esta nueva industria publicadas recientemente por algunos países de la región, no solo que se mejoran las perspectivas del consumo interno de este energético, sino que se consideran exportaciones del mismo a mercados extrarregionales, principalmente europeos y asiáticos. Esta hipótesis se suma a las otras habitualmente simuladas en este escenario como son las siguientes:

1. Mayor electrificación de los usos finales de la energía, incluido el transporte.
2. Mayor participación de la biomasa moderna o biocombustibles líquidos en los sectores de consumo final.
3. Mejora de la eficiencia energética en los usos finales.
4. Mayor aprovechamiento de la energía solar térmica en el consumo final.
5. Penetración más acelerada de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica.

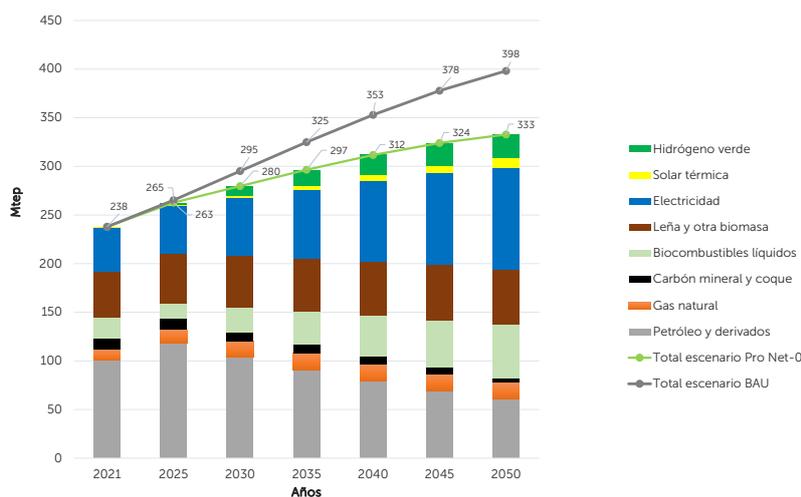
Cabe anotar que, si bien con un horizonte al año 2050, la incertidumbre en el desarrollo de la tecnología tanto de consumo como de abastecimiento energético, sus eficiencias y costos, es muy alta, en el escenario Pro NET-0 se trata de guardar coherencias con las características actualmente conocidas de los sistemas energéticos, sus limitaciones y capacidades potenciales, por lo que los resultados obtenidos en este ejercicio prospectivo pueden resultar algunas veces más conservadores que las perspectivas publicadas en estudios de otros organismos o instituciones.

3. EL HIDRÓGENO VERDE EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

3.1 Brasil

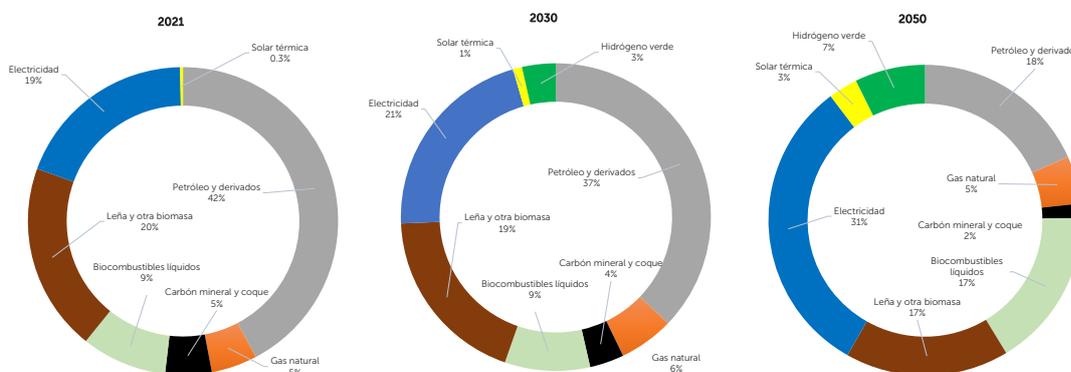
En Brasil, bajo las premisas del escenario Pro NET-0, la sustitución del consumo final de fuentes fósiles con electricidad, biocombustibles, solar térmica e hidrógeno verde, así como el incremento en la eficiencia energética en el uso de la electricidad, permiten al 2050 un ahorro neto del 16 % en el consumo final de energía anual respecto a lo proyectado en el escenario BAU. Las fuentes fósiles reducen su participación en la matriz de consumo, del 52 % en el 2021 a solamente el 25 % en el 2050. La electricidad gana 12 puntos porcentuales de participación durante el período de proyección y el hidrógeno verde llega a ocupar el 7 % de dicha matriz al 2050. Ver figuras 1 y 2.

Figura No. 1 Proyección del consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 2 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Brasil

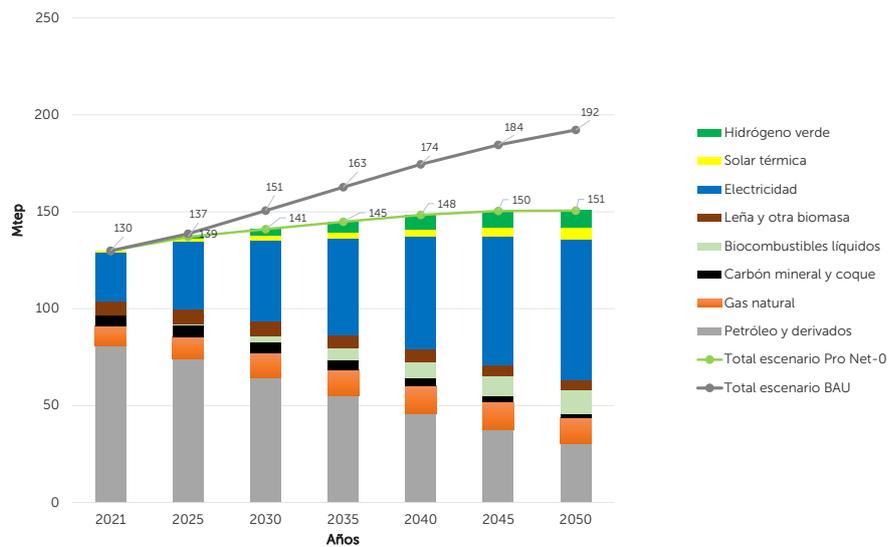


Fuente: Elaboración propia.

3.2 México

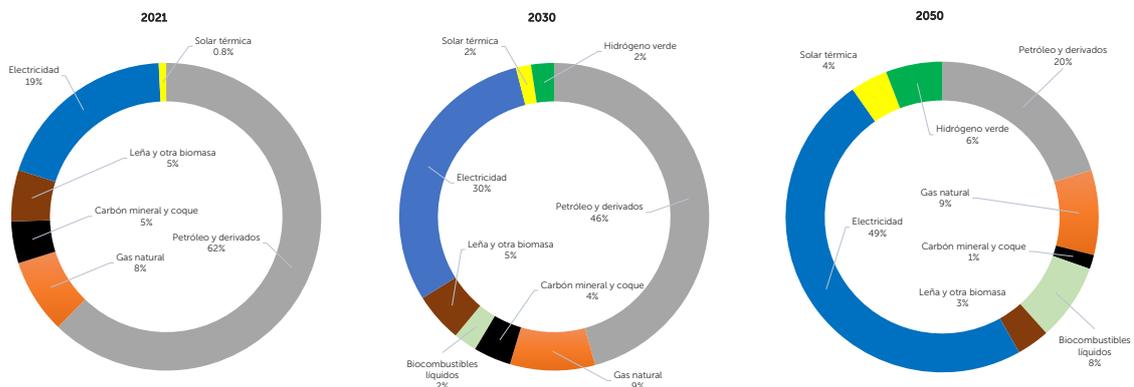
En México, el consumo final total al año 2050 en el escenario Pro NET-0, resulta ser 21% menor al correspondiente al escenario BAU, en la matriz de consumo final las fuentes fósiles pasan del 72 % de participación en el 2021 al 30 % en el 2050, mientras que la electricidad gana 30 puntos porcentuales de participación, los biocombustibles 8 puntos y el hidrógeno verde llega al 2050 a representar aproximadamente 6 % del consumo final total de energía. No obstante, cabe resaltar que en México, el gas natural usado también como una fuente de transición en la descarbonización del consumo de energía, incrementa su participación en un punto porcentual durante el periodo de proyección. Ver figuras 3 y 4.

Figura No. 3 Proyección del consumo final de energía, escenario Pro NET-0, México



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 4 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET-0, México

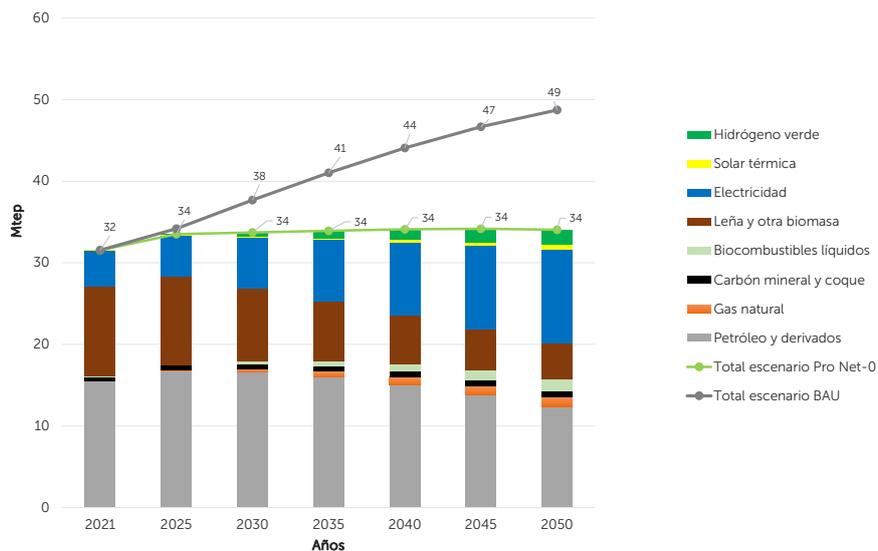


Fuente: Elaboración propia.

3.3 América Central

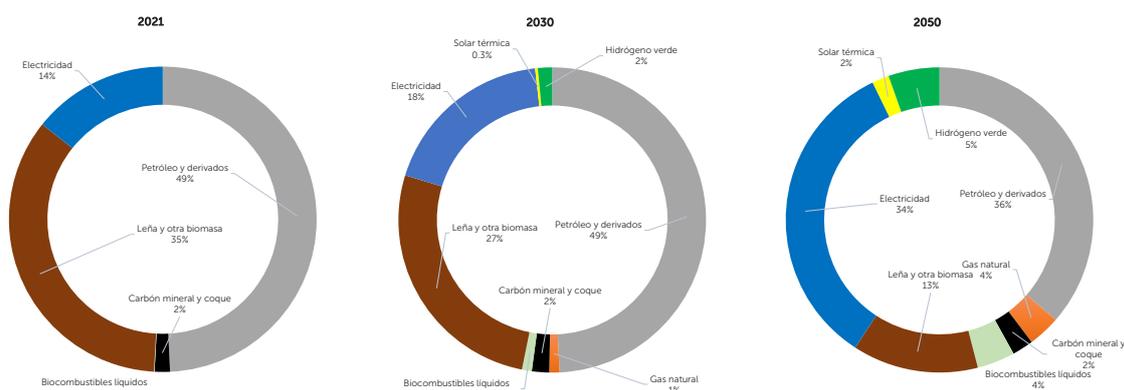
Con las medidas de descarbonización del escenario Pro NET-0, el consumo final total de energía en América Central se reduce significativamente, siendo en el año 2050, una tercera parte menor al proyectado en el escenario de referencia para ese año. La electricidad gana terreno en la matriz de consumo final pasando de representar el 14 % del total en el 2021 al 34 % en el 2050. En este último año los biocombustibles líquidos llegarían a ocupar un 4 % de la matriz y el hidrógeno verde el 5 %, mientras que la biomasa convencional y los combustibles fósiles reducirían de manera apreciable su participación. Ver figuras 5 y 6.

Figura No. 5 Proyección del consumo final de energía, escenario Pro NET-0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 6 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET-0, América Central

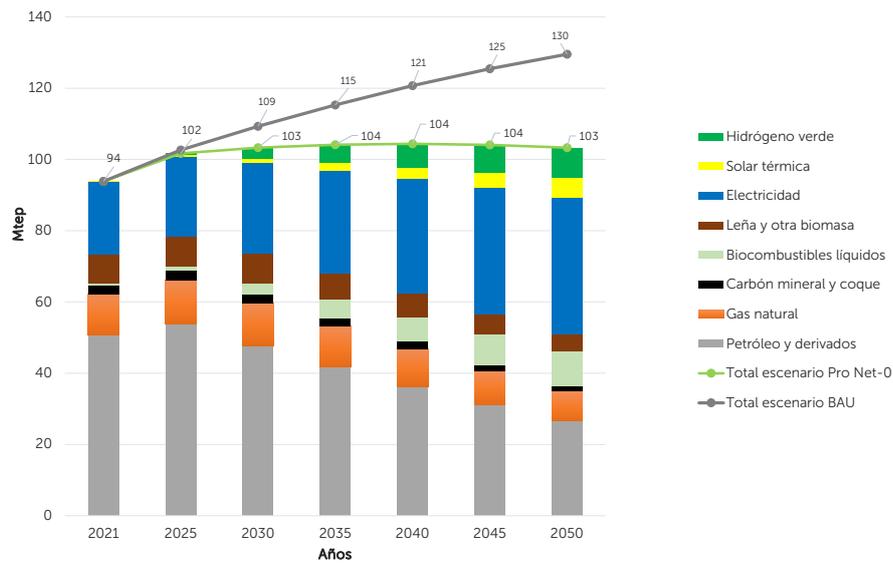


Fuente: Elaboración propia.

3.4 Zona Andina

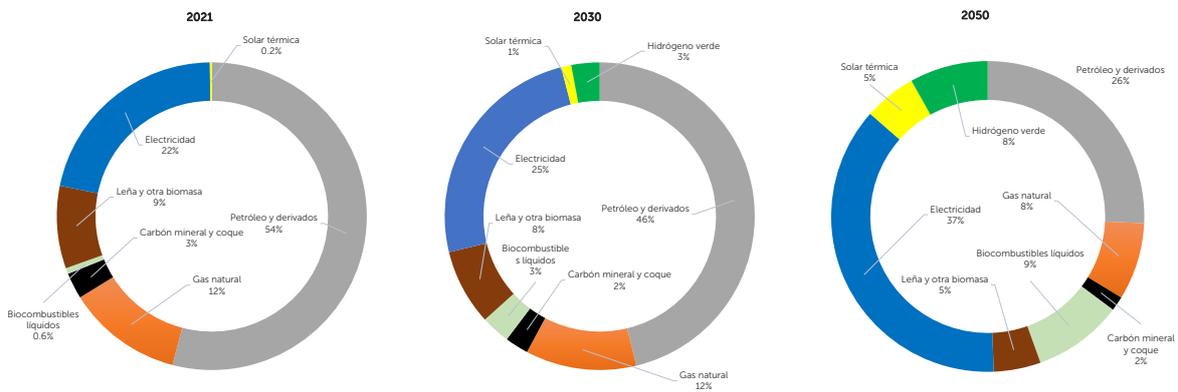
En la Zona Andina, bajo las premisas del escenario Pro NET-0, el consumo final total de energía, tiende prácticamente a estabilizarse durante el período de proyección, siendo en el año 2050 un 21 % menor al proyectado en el escenario BAU. En esta subregión la electricidad gana 25 puntos porcentuales de participación en la matriz de consumo final, los biocombustibles líquidos, la energía solar térmica y el hidrógeno verde incrementan significativamente su participación en la matriz, mientras que los combustibles fósiles y la biomasa convencional pierden representatividad en dicha matriz. El hidrógeno verde llega a participar en el año 2050 con el 8 % del total de consumo final de energía en esta subregión. Ver figuras 7 y 8.

Figura No. 7 Proyección del consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 8 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Zona Andina

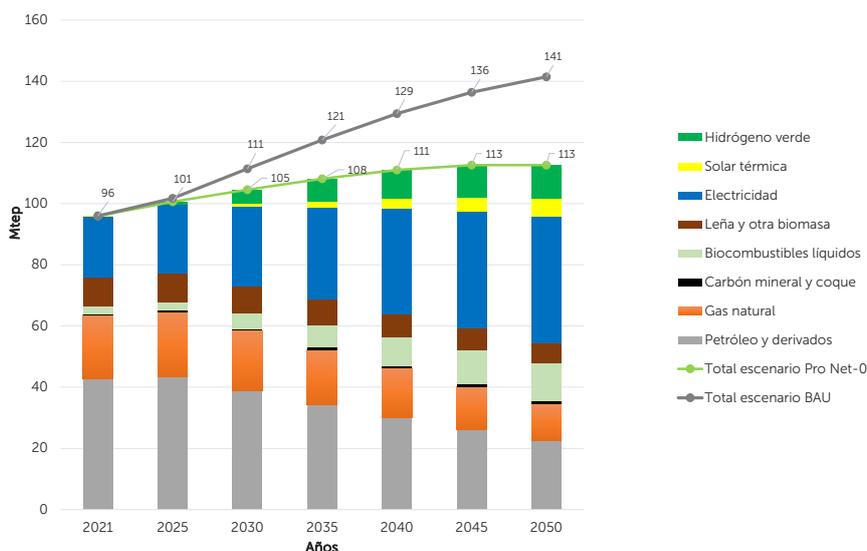


Fuente: Elaboración propia.

3.5 Cono Sur

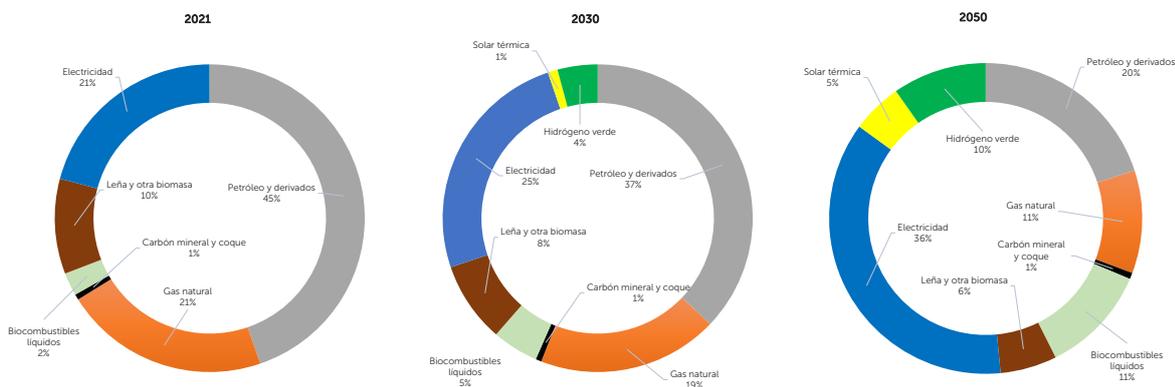
En el Cono Sur, gracias a la sustitución de fuentes fósiles por fuentes y tecnologías más eficientes y limpias, principalmente en el sector transporte, el consumo final total de energía disminuye su crecimiento respecto al escenario de referencia (BAU), llegando a ser en el año 2050 en el escenario Pro NET-0, 20 % menor al proyectado en el escenario BAU. En cuanto a la evolución de la matriz de consumo final durante el período de proyección, la electricidad gana 15 puntos porcentuales de participación, los biocombustibles 9 puntos, la solar térmica 5 puntos y el hidrógeno verde 10 puntos, en desmedro de los combustibles fósiles que reducen su participación del 67 % en el año 2021 al 32 % en el año 2050 y de la biomasa convencional que baja del 10 al 6 % en el período de proyección. Ver figuras 9 y 10.

Figura No. 9 Proyección del consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 10 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Cono Sur

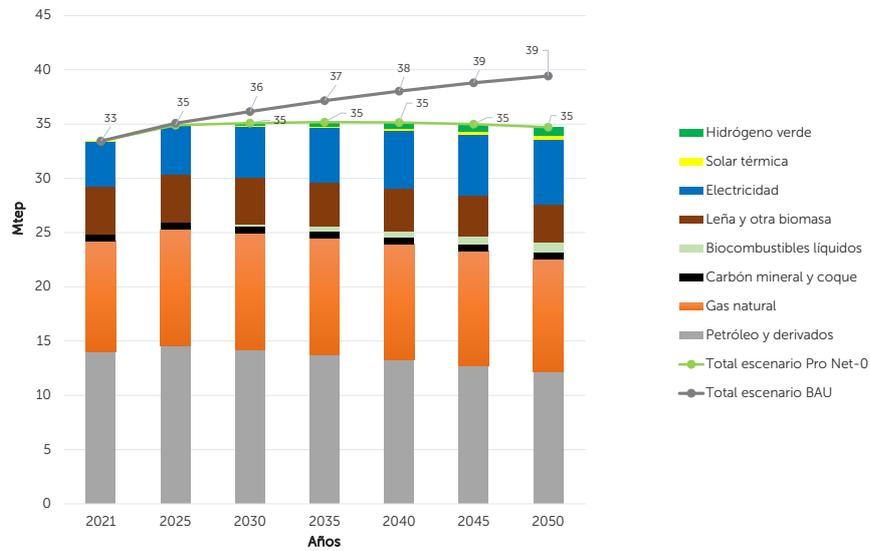


Fuente: Elaboración propia.

3.6 Caribe

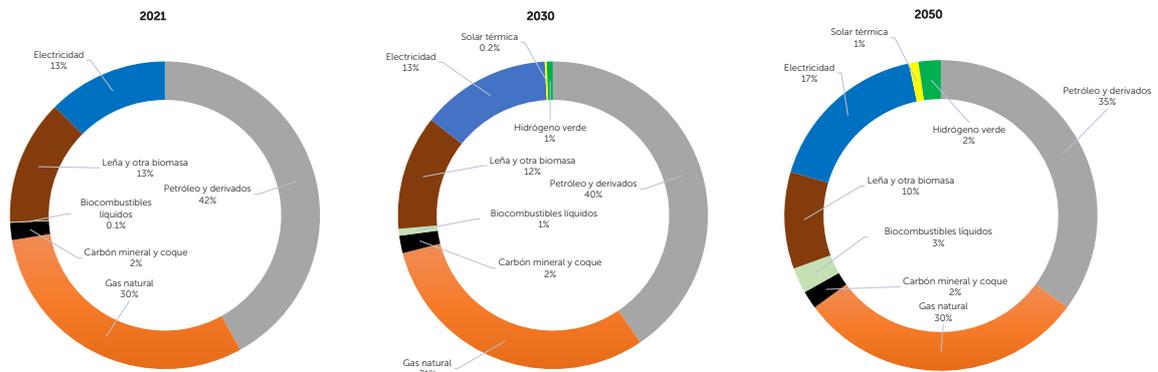
En la subregión del Caribe aunque las variaciones en el escenario Pro NET-0 respecto al escenario de referencia resultan ser más moderadas que en otras subregiones, sin embargo gracias a las premisas de sustitución de fuentes e incremento de la eficiencia en las tecnologías, el consumo final total llega a 2050 con un valor 10 % menor al proyectado en el escenario BAU. La electricidad, los biocombustibles, la energía solar térmica y el hidrógeno verde ganan participación en la matriz de consumo final en 4, 3, 1 y 2 puntos porcentuales respectivamente, mientras que los derivados de petróleo y la biomasa convencional disminuyen su participación en 3 y 7 puntos porcentuales respectivamente. El gas natural por su parte mantiene su participación de alrededor del 30 % durante todo el período de proyección. Ver figuras 11 y 12.

Figura No. 11 Proyección del consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 12 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET-0, Caribe

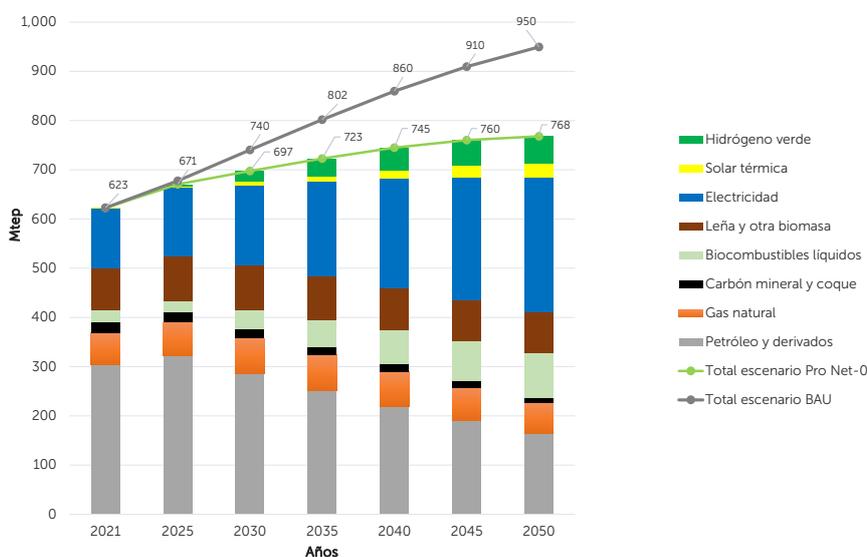


Fuente: Elaboración propia.

3.7 América Latina y el Caribe (ALC)

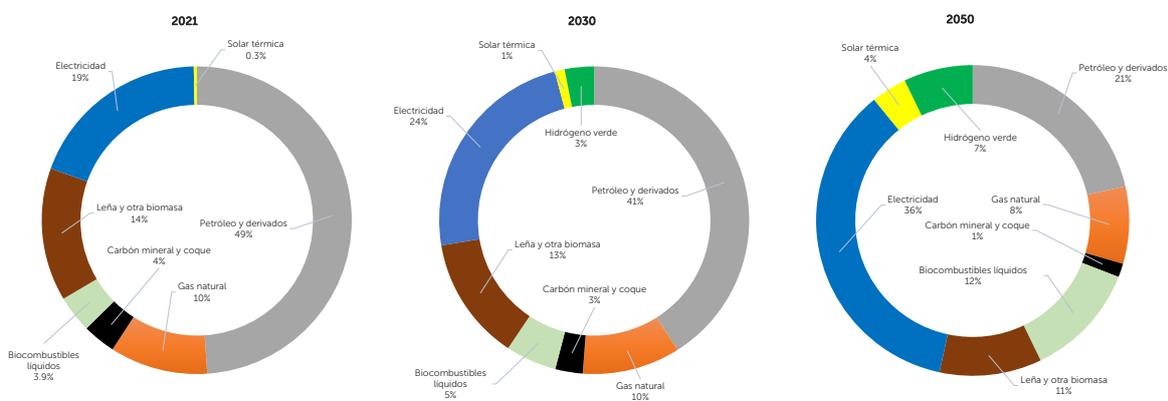
Al integrar los resultados obtenidos para las 6 subregiones analizadas en relación a la proyección del consumo final de energía, se observa que mientras en el escenario de referencia BAU, el consumo total se incrementaría durante el período de proyección a un ritmo del 1.5 % promedio anual, en el escenario Pro NET-0 este incremento sería solamente del 0.7 % promedio anual, lo que representa en el año 2050 un ahorro en el consumo de energía del 19 % en relación al valor proyectado en el escenario BAU. En cuanto a la evolución de la matriz de consumo final regional, la participación de la electricidad casi se duplica al pasar del 19 % en el 2021 al 36 % en el 2050, la participación de biocombustibles líquidos se triplica al pasar de un 4 % en el 2021 al 12 % en el 2050, la solar térmica que se adiciona a la matriz alcanza al 2050 el 4 % de participación y el hidrógeno verde llega a representar el 7% del total de energía final proyectada. Ver figuras 13 y 14.

Figura No. 13 Proyección del consumo final de energía, escenario Pro NET-0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 14 Evolución de la matriz de consumo final de energía, escenario Pro NET-0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

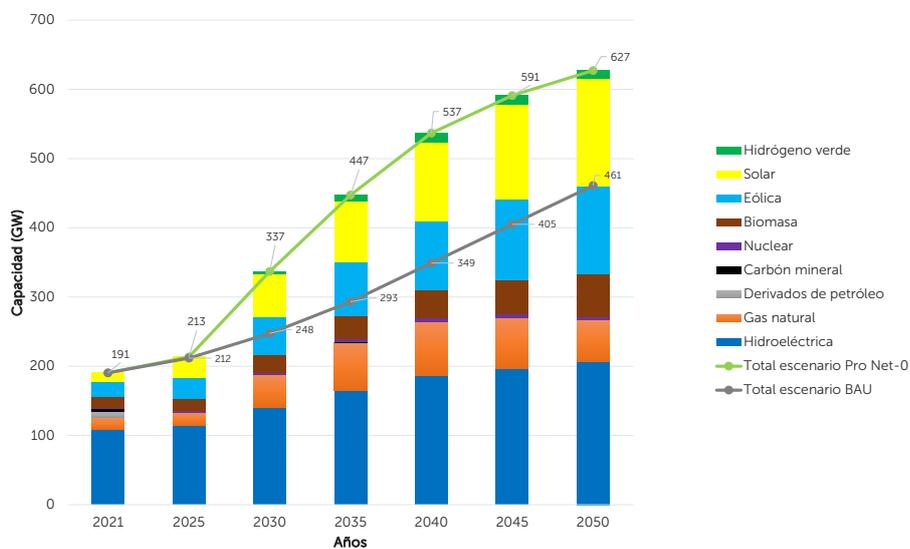
4. EL HIDRÓGENO VERDE EN LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

4.1 Brasil

Para cubrir los requerimientos adicionales de generación eléctrica derivados por una parte de la mayor electrificación de usos finales y por otra de la producción de hidrógeno verde para abastecer tanto la demanda interna como la exportación de este vector energético, la capacidad instalada en el escenario Pro NET-0, es muy superior a la necesaria en el escenario BAU, siendo para el caso de Brasil en el año 2050, un 36 % mayor a la proyectada en el escenario de referencia. En cuanto a la estructura del parque generador, las fuentes que mayor incremento experimentarían en su participación, son la solar y la eólica ganando respectivamente, 18 y 9 puntos porcentuales durante el período de proyección. El hidrógeno verde, también entraría en escena en este parque, con una contribución equivalente a un 2 % de la capacidad total en el año 2050. Aunque ya en el año base el componente renovable de Brasil de su parque generador es bastante alto, en el escenario Pro NET-0 para el año 2050, este componente mejora en 6 puntos porcentuales respecto al año base y en 15 puntos porcentuales respecto a lo proyectado en el escenario BAU. Ver figuras 15, 16 y 17.

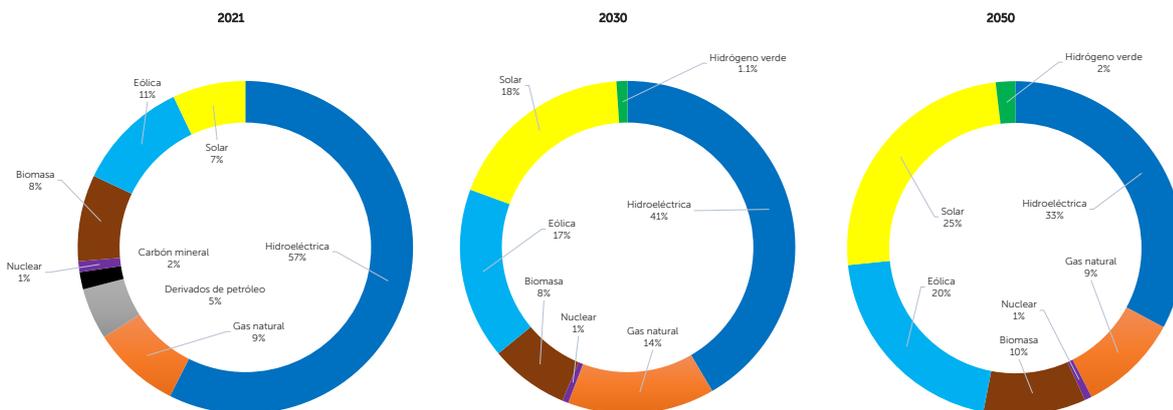
Como se observa en la figura 18, tanto al 2030 como al 2050, las principales adiciones de capacidad corresponden en orden descendente a la solar, la eólica, la hidráulica, la biomasa y el gas natural. La capacidad de generación correspondiente al uso de hidrógeno verde a ser instalada en el período de proyección sería de 12 GW hasta el 2050.

Figura No. 15 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Brasil



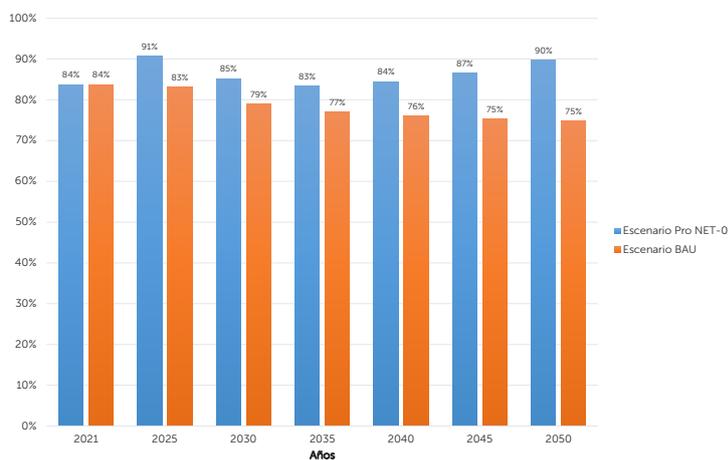
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 16 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Brasil



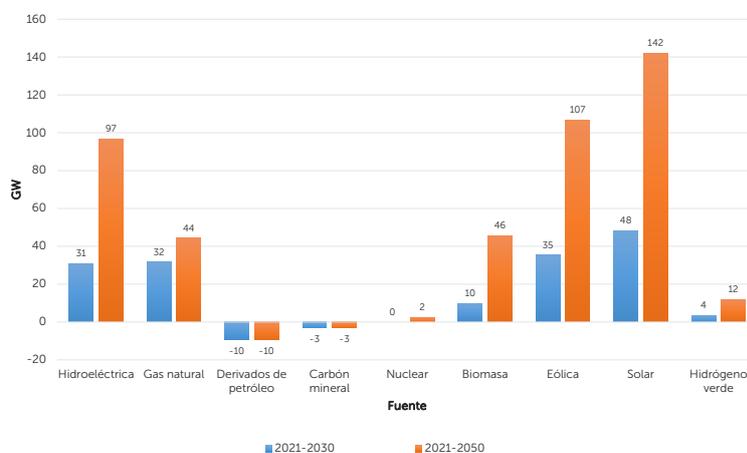
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 17 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 18 Capacidad adicional requerida, escenario Pro NET-0, Brasil

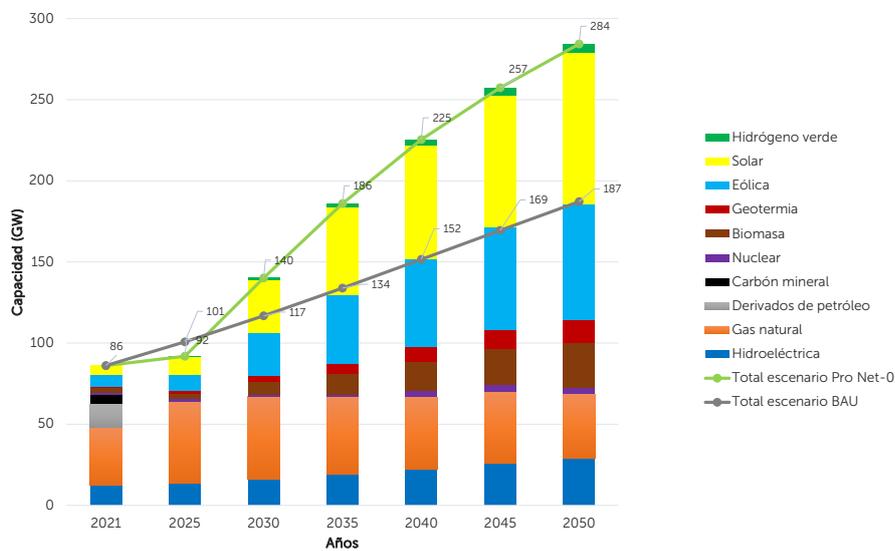


Fuente: Elaboración propia.

4.2 México

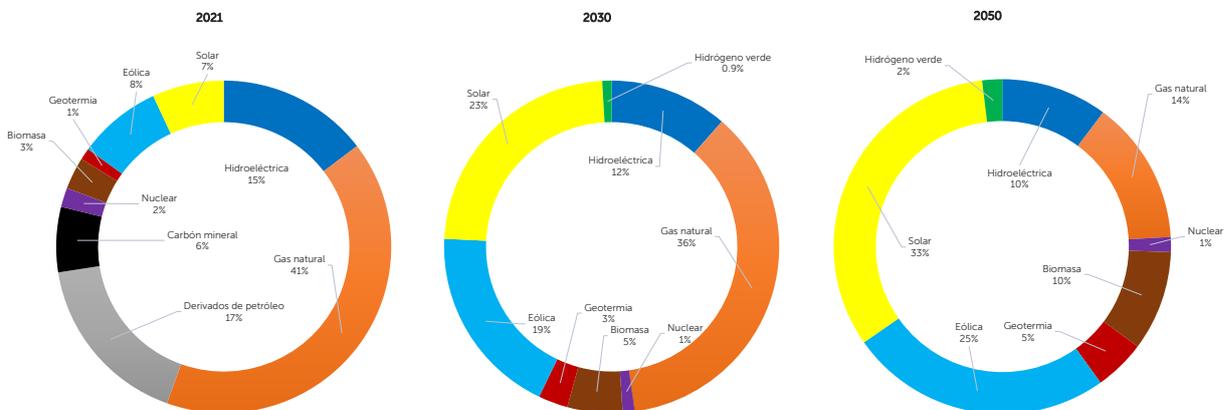
En el caso de México la capacidad instalada total en el año 2050 en el escenario Pro NET-0, resulta ser 52 % superior a la proyectada en el escenario BAU, debido a la mayor penetración de electricidad en el consumo final y a los requerimientos de la industria de producción de hidrógeno verde. En la evolución de la estructura del parque generador, se observa que las centrales solares, fotovoltaicas, eólicas y térmicas renovables (a biomasa) son las que más crecen en participación, desplazando a las térmicas no renovables que utilizan combustibles fósiles. Aunque al 2050, las termoeléctricas y térmicas que consumen derivados de petróleo desaparecen, el gas natural mantiene su presencia como respaldo de energía firme en el parque generador mexicano con una participación remanente del 14 %. La capacidad instalada que utiliza hidrógeno verde para la generación, alcanza al 2050 el 2 % de participación con 5 GW instalados. Con la importante implementación de centrales renovables no convencionales, el componente renovable del parque generador mexicano mejora ostensiblemente llegando al 2050 con 85 %, frente a un 52 % proyectado en el escenario de referencia BAU. Ver figuras 19, 20, 21 y 22.

Figura No. 19 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, México



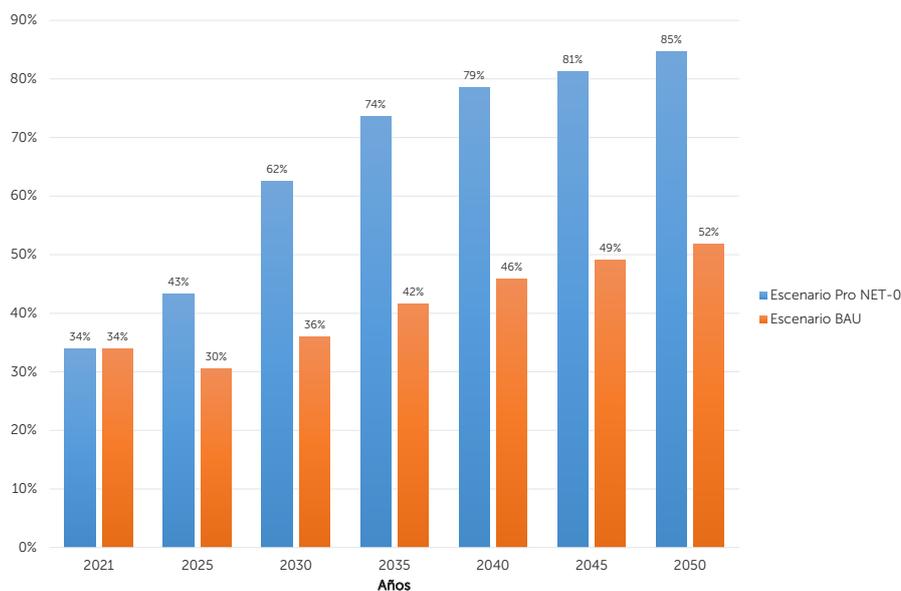
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 20 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, México



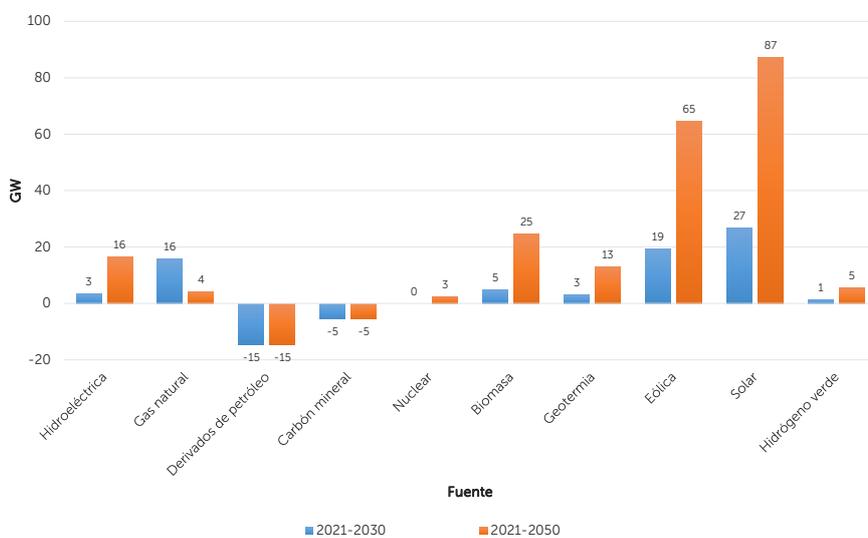
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 21 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, México



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 22 Capacidad adicional requerida, escenario Pro NET-0, México



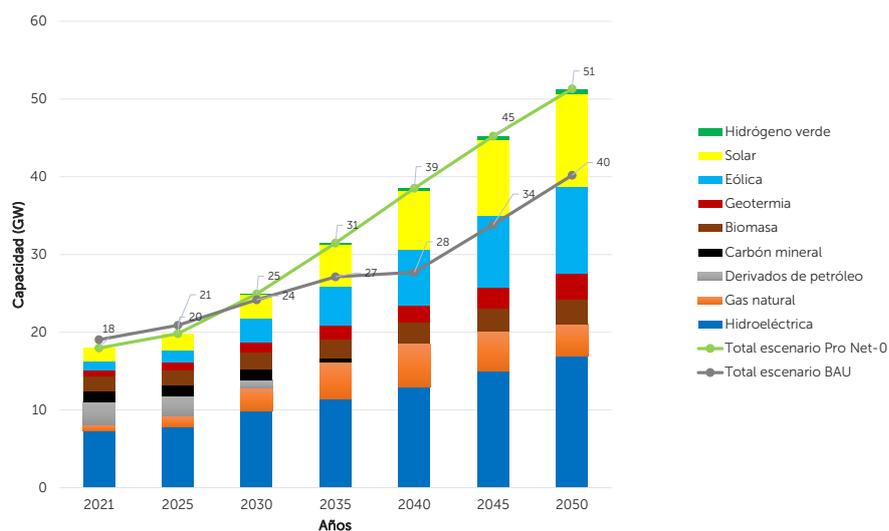
Fuente: Elaboración propia.

4.3 América Central

En América Central el sobre equipamiento en capacidad de generación eléctrica, respecto a lo proyectado en el escenario de referencia BAU, necesario para cubrir la mayor demanda de electricidad en el consumo final y los requerimientos del proceso de producción de hidrógeno verde, en el escenario Pro NET-0, es del 28 %.

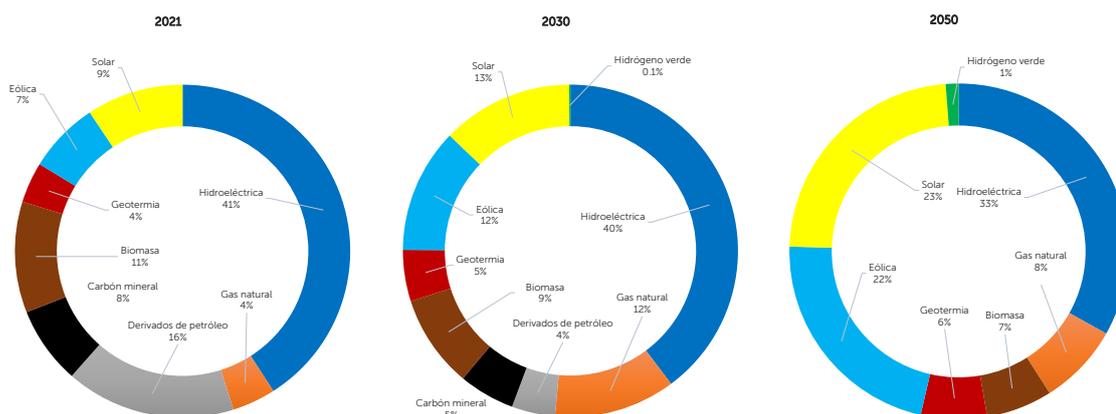
implementación de nueva capacidad solar, eólica e hidráulica predomina en la expansión del parque generador durante el período de proyección, aunque también es notable el incremento en la capacidad de generación con gas natural. La capacidad correspondiente al uso de hidrógeno verde para generación eléctrica, llegaría al 2050 a representar el 1% de la capacidad instalada total y requeriría la implementación de 1 GW de dicha capacidad durante el período de proyección. El componente renovable del parque generador en el escenario Pro Net-0, sería 6 puntos porcentuales superior al proyectado en el escenario BAU. Ver figuras 23, 24, 25 y 26.

Figura No. 23 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, América Central



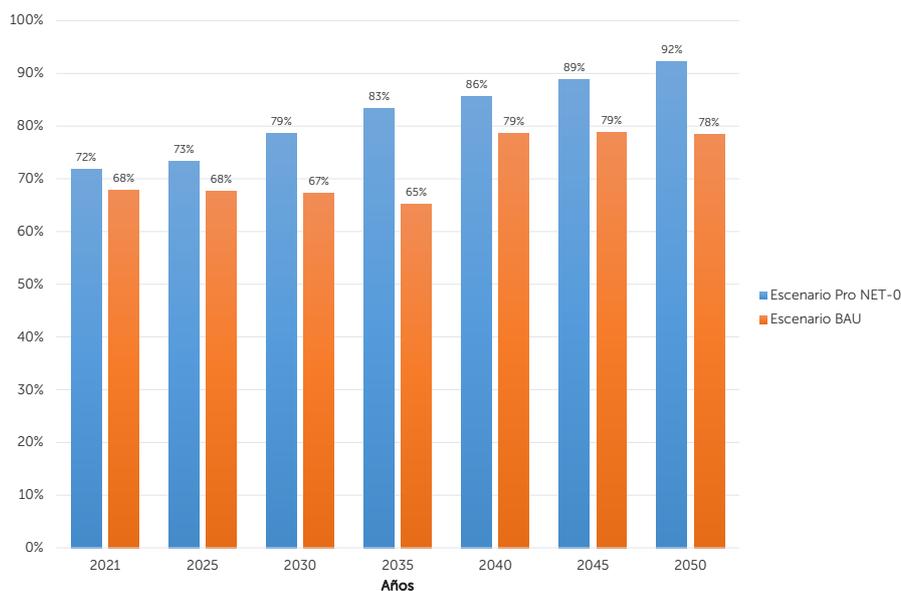
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 24 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, América Central



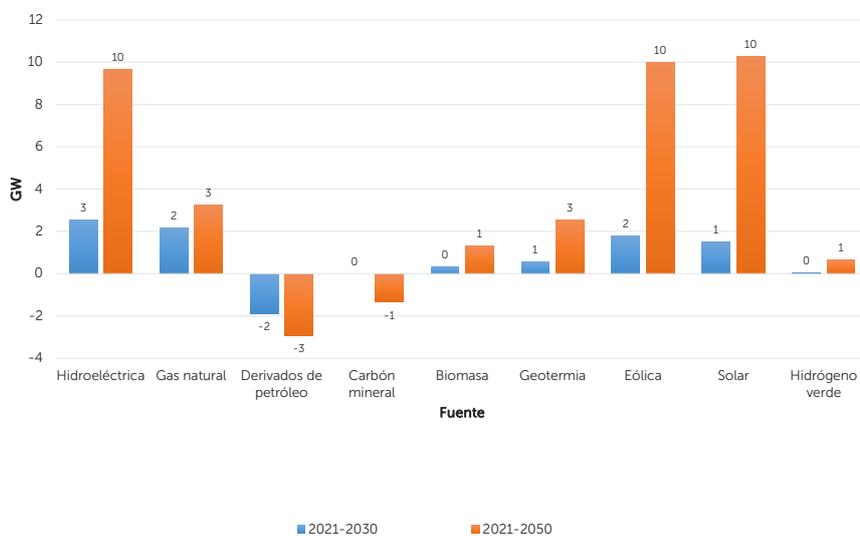
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 25 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 26 Capacidad adicional requerida, escenario Pro NET-0, América Central



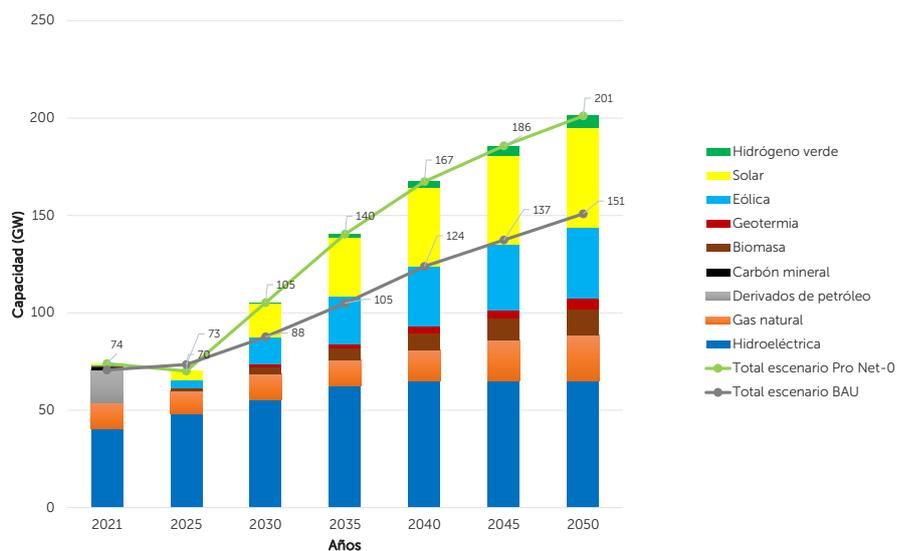
Fuente: Elaboración propia.

4.4 Zona Andina

En el escenario Pro NET-0 se observa un incremento en la capacidad instalada de generación eléctrica con relación al escenario de referencia, que al 2050 representa un 33 % adicional respecto al valor proyectado para ese año en el escenario BAU. Esta adición que se da fundamentalmente de centrales que utilizan fuentes

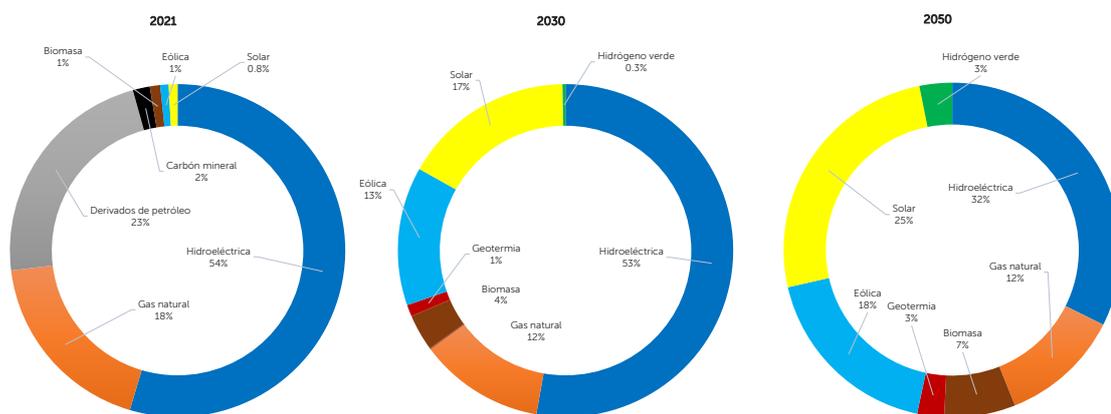
renovables como la solar, la eólica, la hidroenergía, la biomasa, la geotermia e incluso el hidrógeno verde, desplazando a las térmicas de tipo no renovable que usan hidrocarburos y carbón mineral para su funcionamiento. No obstante, aunque el uso de carbón mineral y derivados de petróleo llega a desaparecer en el horizonte de estudio, el gas natural prevalece con una participación remanente del 12 % respecto a la capacidad instalada total. Por su parte la capacidad de generación con hidrógeno verde, con una implementación acumulada de 6 GW, llegaría a contribuir en el año 2050, con el 3 % de la capacidad total del parque generador. Bajo las premisas del escenario Pro NET-0, el componente renovable del parque generador sería en el año 2050, 15 puntos porcentuales superior al proyectado en el escenario de referencia. Ver figuras 27, 28, 29 y 30.

Figura No. 27 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Zona Andina



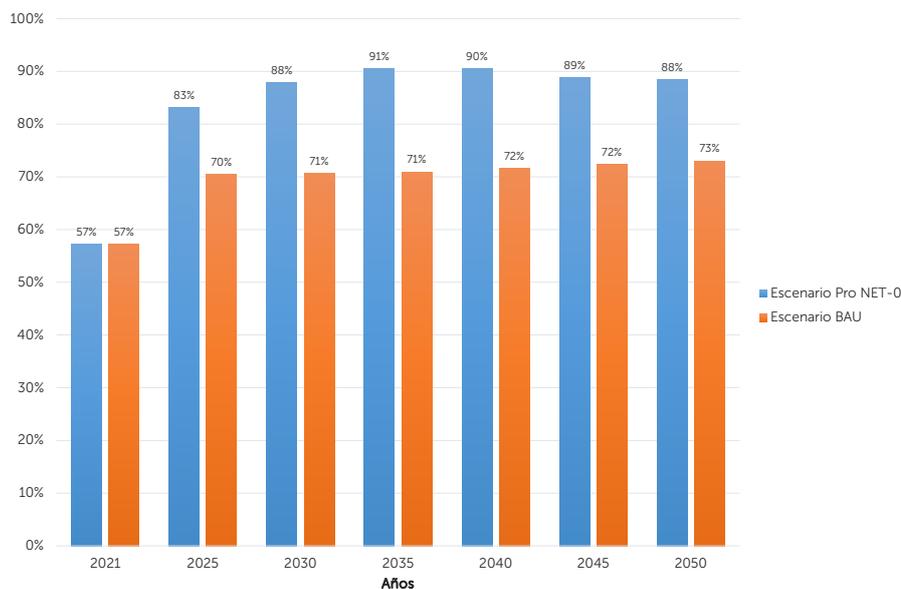
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 28 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Zona Andina



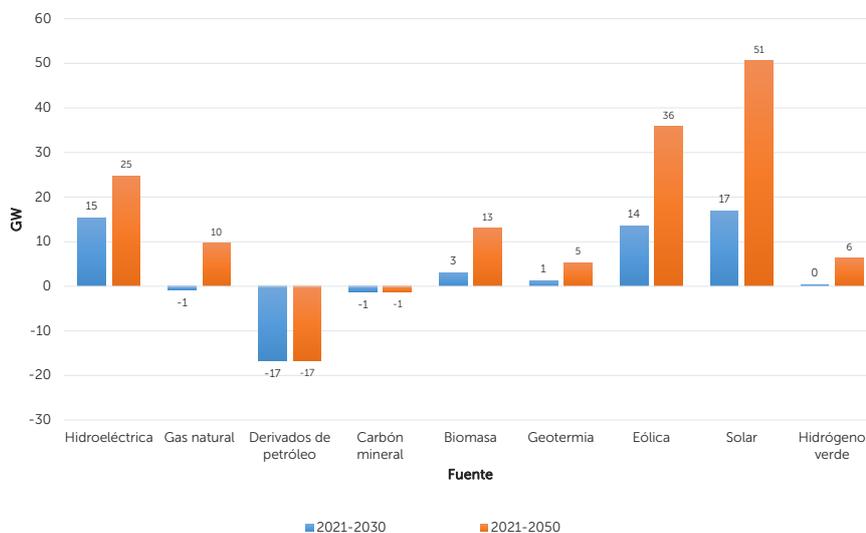
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 29 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 30 Capacidad adicional requerida, escenario Pro NET-0, Zona Andina



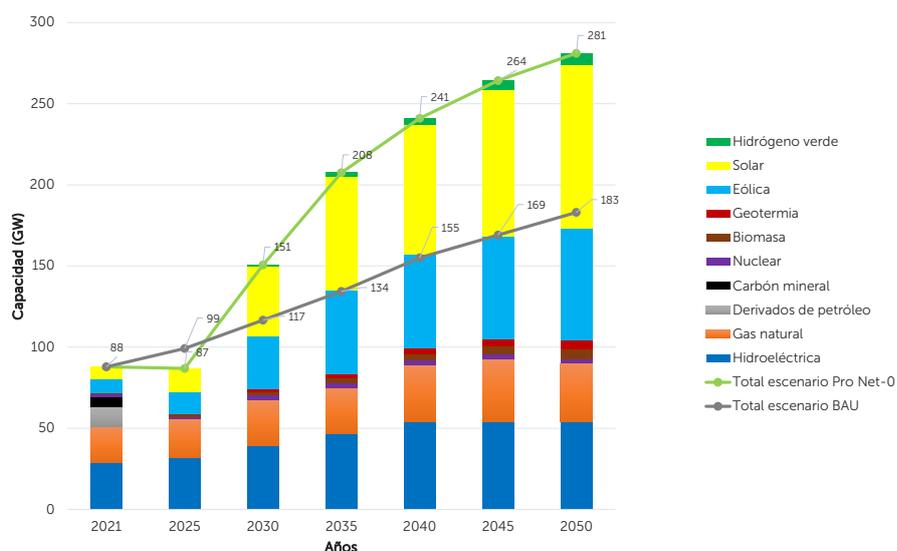
Fuente: Elaboración propia.

4.5 Cono Sur

La subregión del Cono Sur se destaca por tener las mayores expectativas de penetración relativa de hidrógeno verde en su matriz de consumo final, por lo que el incremento también relativo de la capacidad de generación requerida es el más importante, llegando en el escenario Pro NET-0 al año 2050, con una capacidad instalada total 54 % superior a la proyectada en el escenario BAU. Al ser la subregión con los

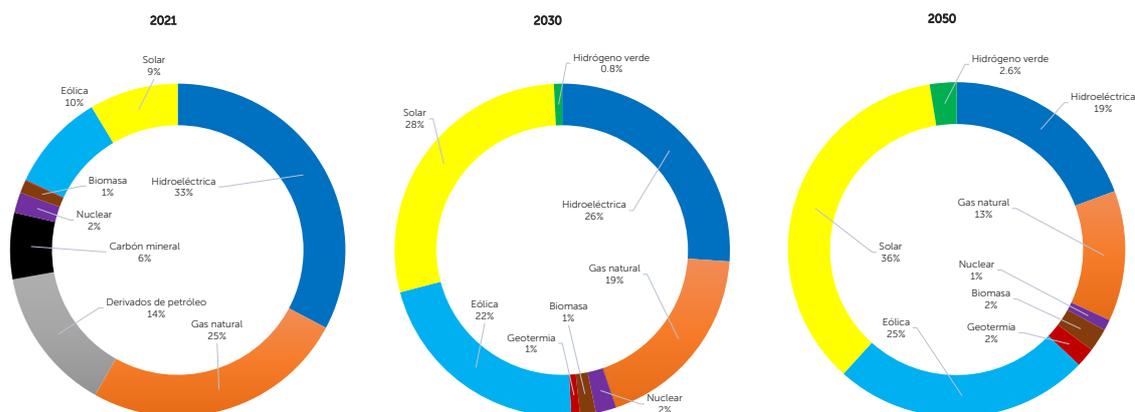
mayores potenciales de energía solar y energía eólica en la región, las centrales eléctricas que aprovechan estas fuentes experimentan una expansión muy considerable, pasando de representar en conjunto el 19 % del parque generador en el año base al 61 % en el año 2050. Por otra parte, la participación de la capacidad de generación con fuentes fósiles se reduciría durante el período de proyección del 45 % en el año 2021 al 13 % en el año 2050, correspondiendo este último porcentaje a centrales térmicas a gas natural. La capacidad de generación con hidrógeno verde llegaría al 2050 con un acumulado de 7 GW y una contribución del 2.6 % de la capacidad total. Bajo estas condiciones, el componente renovable del parque generador en este último año, alcanza un 86 %, mientras que en el escenario de referencia se mantendría oscilando alrededor de un 50 %. Ver figuras 31, 32, 33 y 34.

Figura No. 31 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Cono Sur



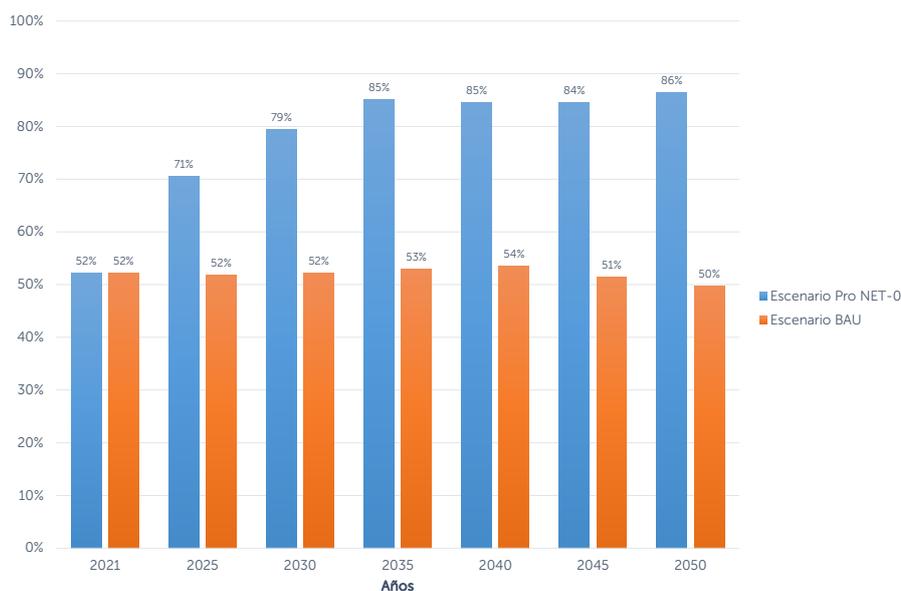
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 32 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Cono Sur



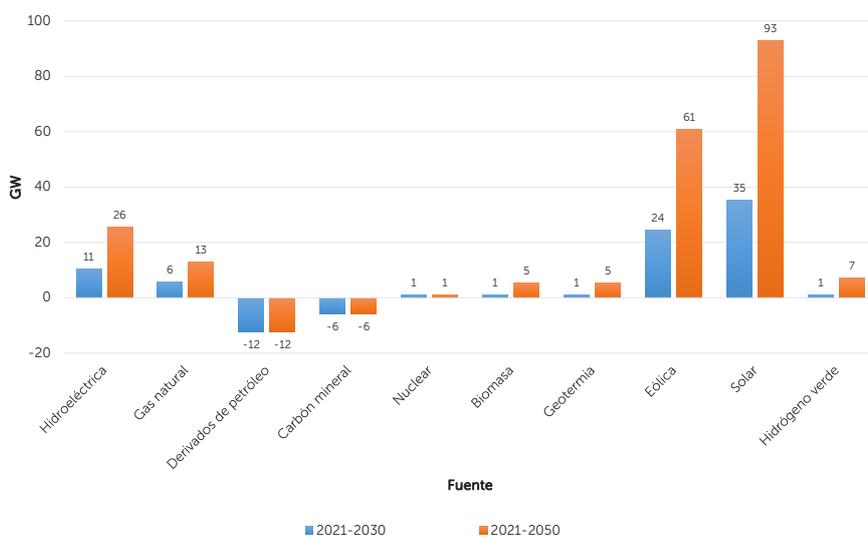
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 33 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 34 Capacidad adicional requerida, escenario Pro NET-0, Cono Sur



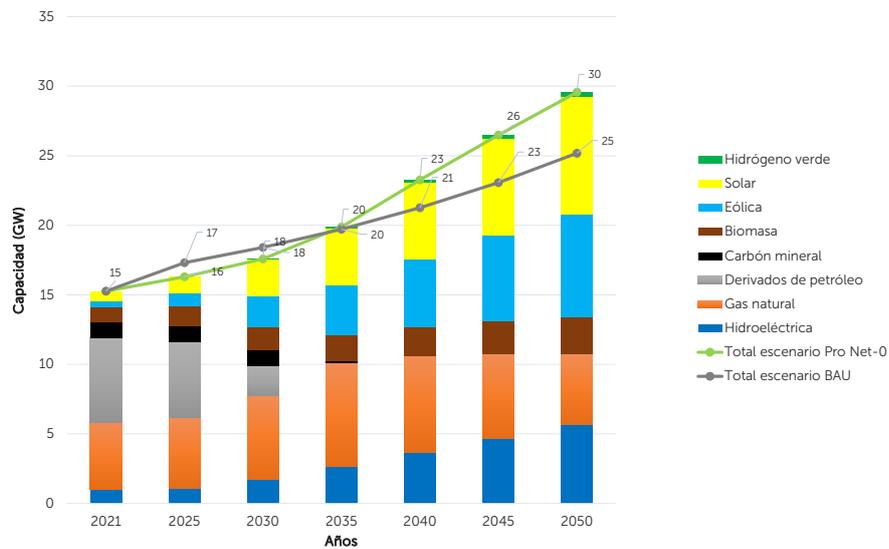
Fuente: Elaboración propia.

4.6 Caribe

Aunque por la pequeña extensión de los territorios de los países de esta subregión, el aprovechamiento de los potenciales de fuentes renovables tendría ciertas limitaciones, si se considera para el escenario Pro Net-0 una expansión relativamente importante de capacidad renovable, principalmente solar, eólica e hidráulica, respalda eso sí, con un incremento en paralelo de la capacidad de centrales térmicas a gas natural. Para

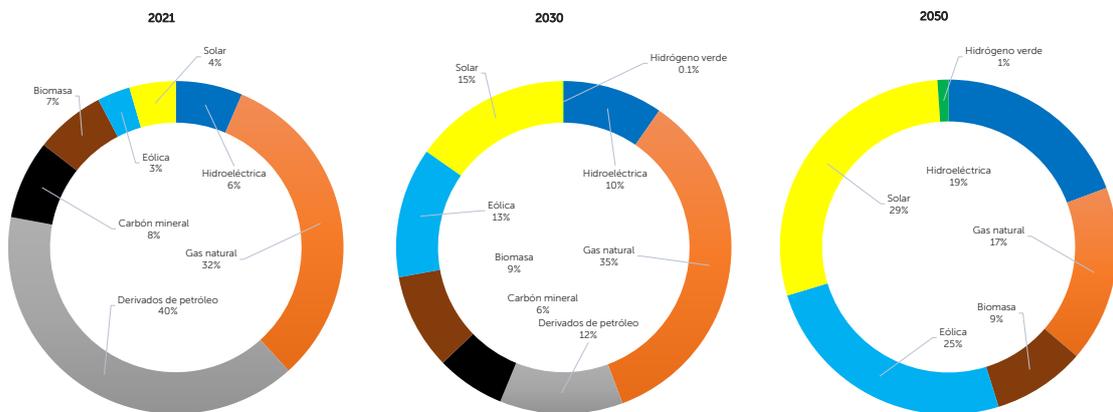
abastecer la mayor electrificación de los usos finales en los sectores de consumo y la demanda de la industria de producción de hidrógeno verde, la capacidad total de generación eléctrica en el escenario Pro NET-0 resulta ser al 2050, 17 % superior a la proyectada en el escenario de referencia BAU. Durante el período de proyección la capacidad de generación renovable desplaza completamente a las termoeléctricas y centrales que utilizan derivados de petróleo, sin embargo, las centrales a gas natural prevalecen con una participación final del 17 % de la capacidad total. La capacidad de generación con el uso de hidrógeno verde alcanzaría para el año final del período de proyección un valor acumulado de 300 MW, lo que representa el 1 % de la capacidad total del parque generador en ese año. Bajo estas condiciones el componente renovable de dicho parque alcanzaría un 83 %, valor muy superior al 48 % proyectado en el escenario BAU. Ver figuras 35, 36, 37 y 38.

Figura No. 35 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Caribe



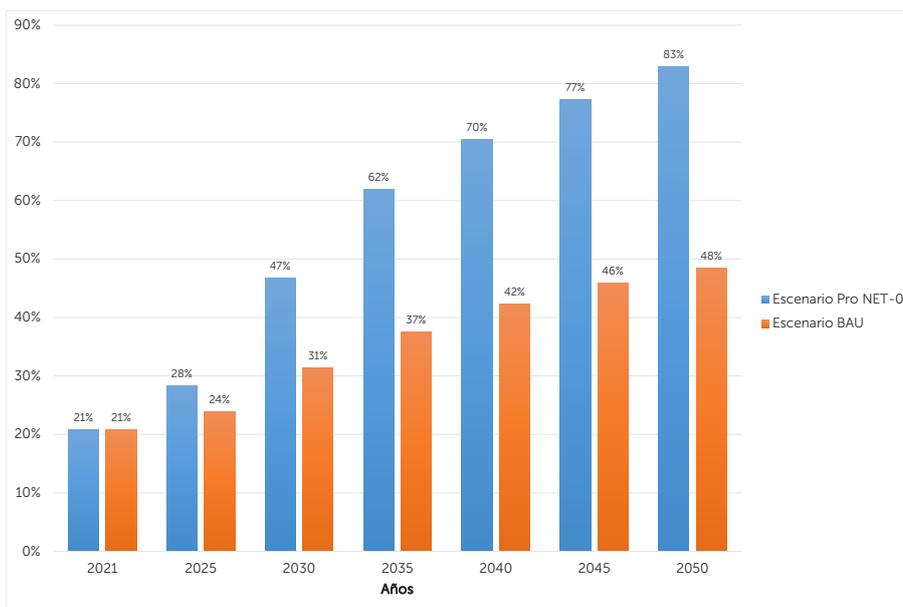
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 36 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Caribe



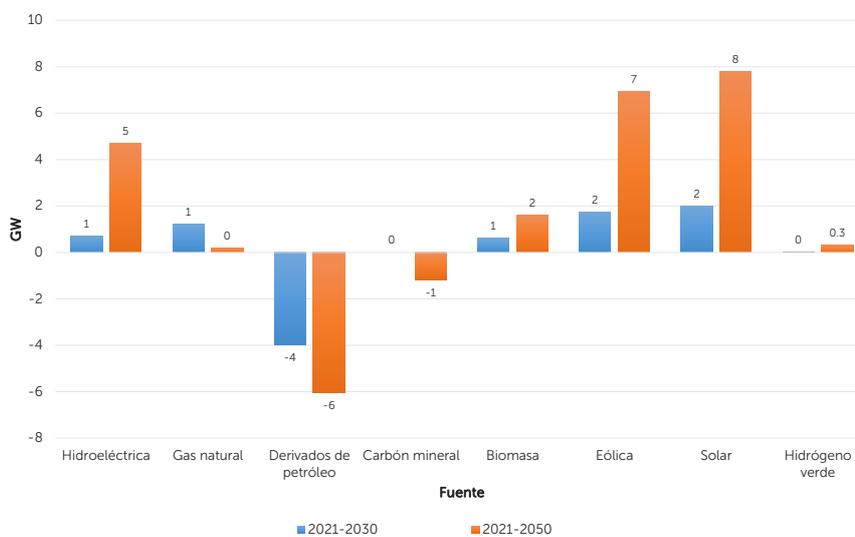
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 37 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 38 Capacidad adicional requerida, escenario Pro NET-0, Caribe



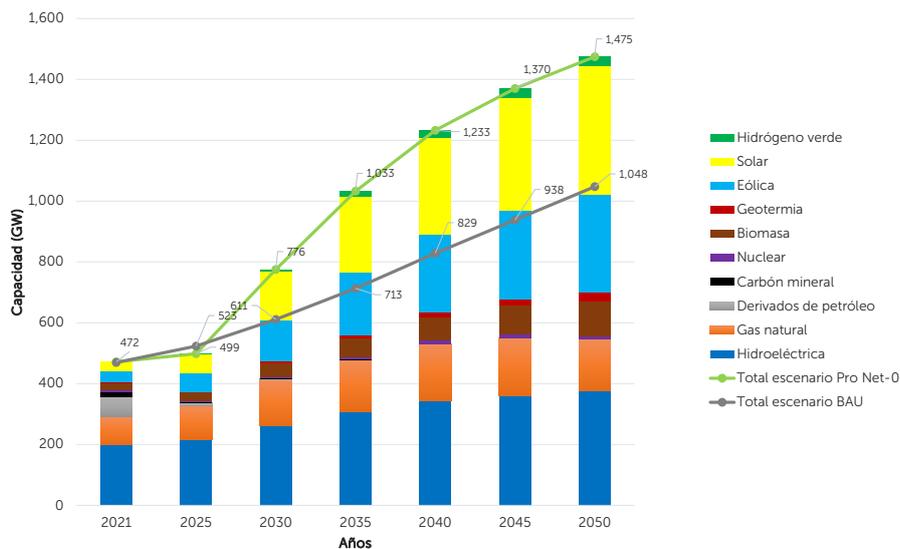
Fuente: Elaboración propia.

4.7 América Latina y el Caribe (ALC)

Al integrar los resultados obtenidos para las 6 subregiones analizadas, se observa que para la región de ALC, la mayor expansión en el parque generador de electricidad, corresponde a centrales solares, eólicas e hidráulicas; y en menor medida de geotérmicas, térmicas a biomasa, térmicas a gas natural y a hidrógeno verde. Para el final de período de proyección las carboeléctricas y las térmicas que usan derivados de petróleo como el

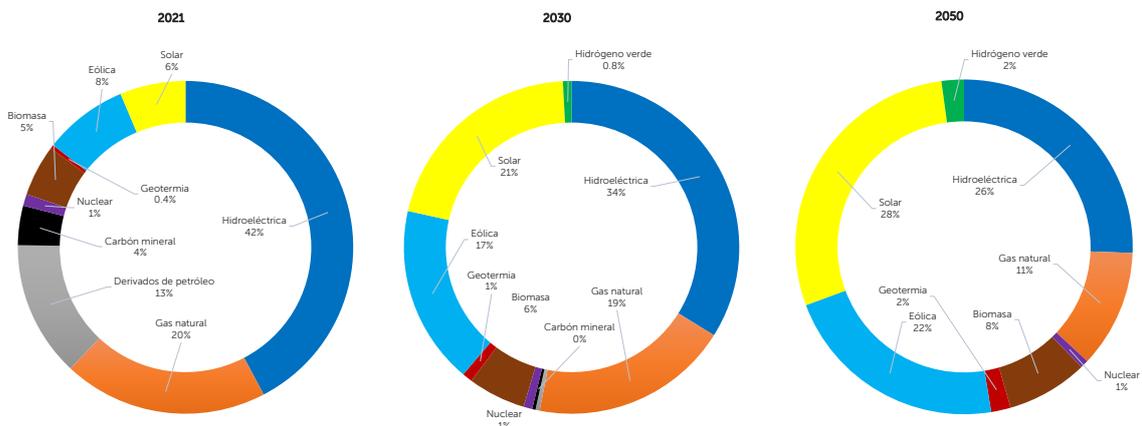
diésel y el fuel oil, desaparecen, quedando el componente térmico no renovable representado solamente por centrales a gas natural y termo nucleares, aportando en conjunto con un 12 % de la capacidad instalada total de la región. La participación de las centrales que usan hidrógeno verde, alcanza para el año 2050, el 2 % del total con 32 GW instalado de capacidad. Adicionalmente, cabe resaltar que debido a la mayor penetración de la electricidad en la matriz de consumo final de energía, así como a la demanda de los electrolizadores para la producción del hidrógeno verde, en el escenario Pro Net-0 para el 2050, se requerirá un 41 % más capacidad instalada que lo proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. Ver figuras 39, 40, 41 y 42.

Figura No. 39 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, ALC



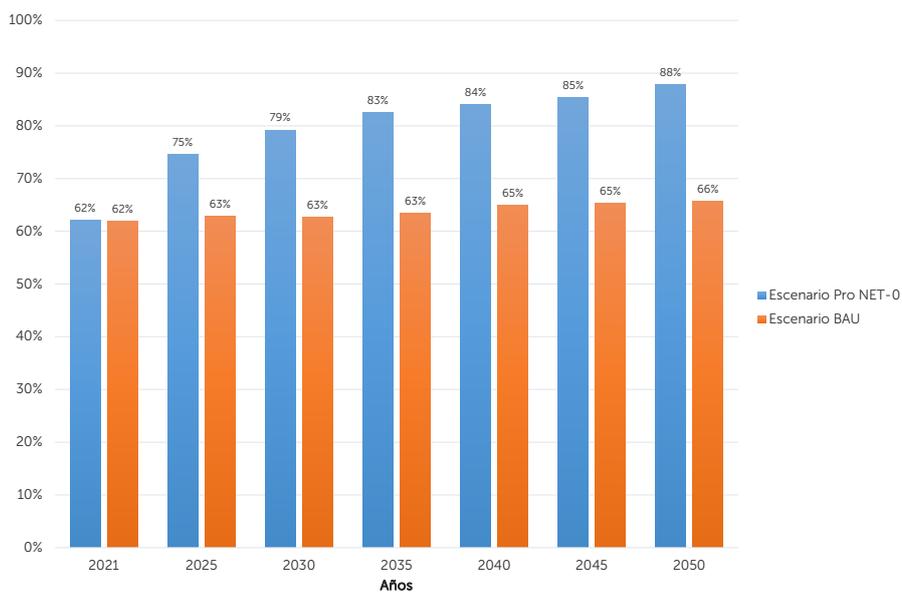
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 40 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, ALC



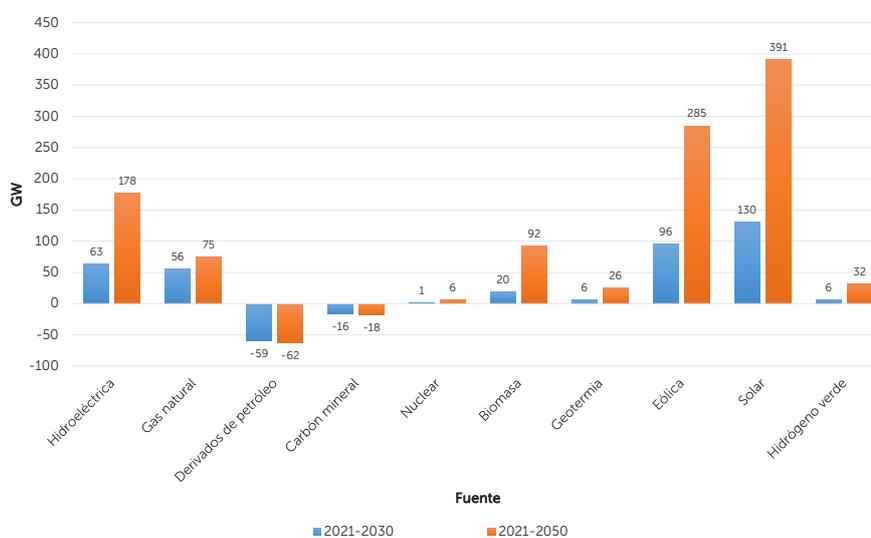
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 41 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 42 Capacidad adicional requerida, escenario Pro NET-0, ALC



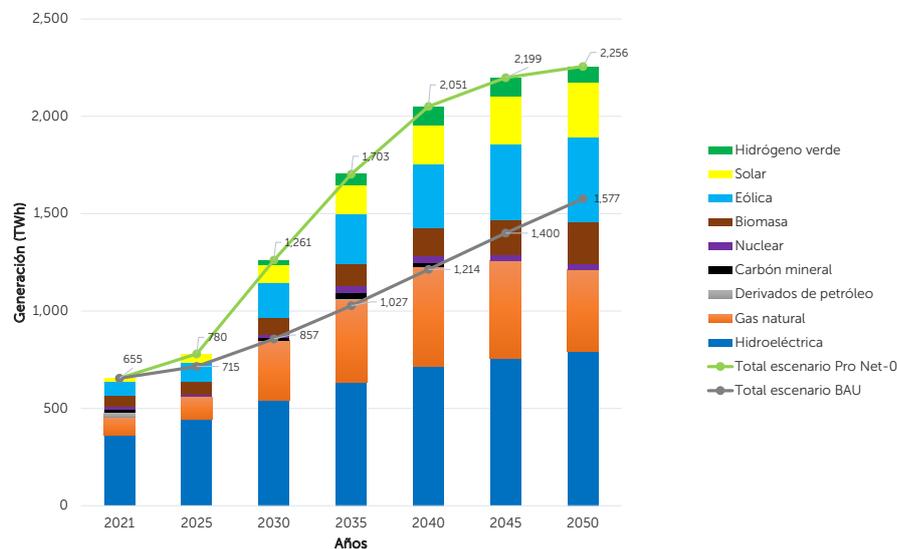
Fuente: Elaboración propia.

5. EL HIDRÓGENO VERDE EN LA MATRIZ DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

5.1 Brasil

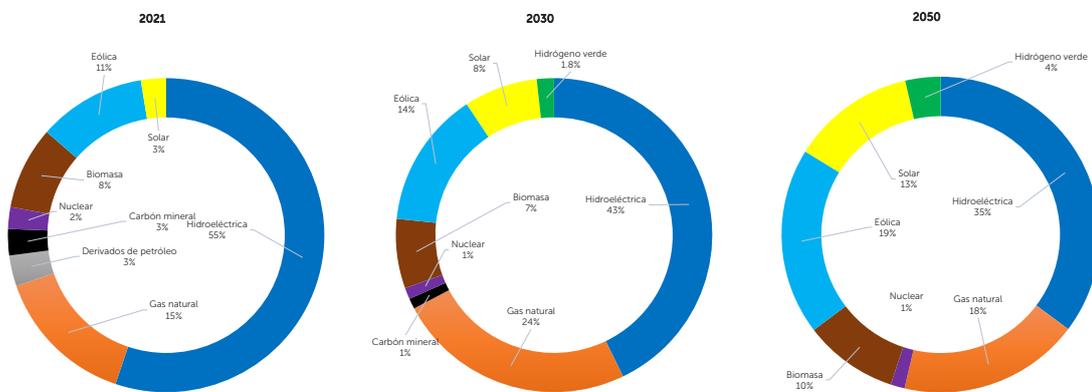
En concordancia con la proyección de capacidad instalada, la generación eléctrica en Brasil evoluciona en el escenario Pro NET-0 hacia una mayor participación de las fuentes de energía renovable no convencionales como la eólica y la solar. Los requerimientos adicionales de generación, para cubrir la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final y en la industria de producción del hidrógeno verde, representan en el año 2050 un incremento del 43 % respecto al valor proyectado en el escenario BAU. La participación del hidrógeno verde en la matriz de generación eléctrica alcanza al 2050 el 4 % del total, con 81 TWh de producción de energía. El componente renovable total de la generación eléctrica en el escenario Pro NET-0 alcanza el 80 % en el año 2050 frente a un 68 % proyectado en el escenario BAU. En este último año, el componente no renovable de la matriz queda representado por el gas natural y la energía nuclear con 18 % y 1% de participación respectivamente. Ver figuras 43, 44 y 45.

Figura No. 43 Proyección de la generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Brasil



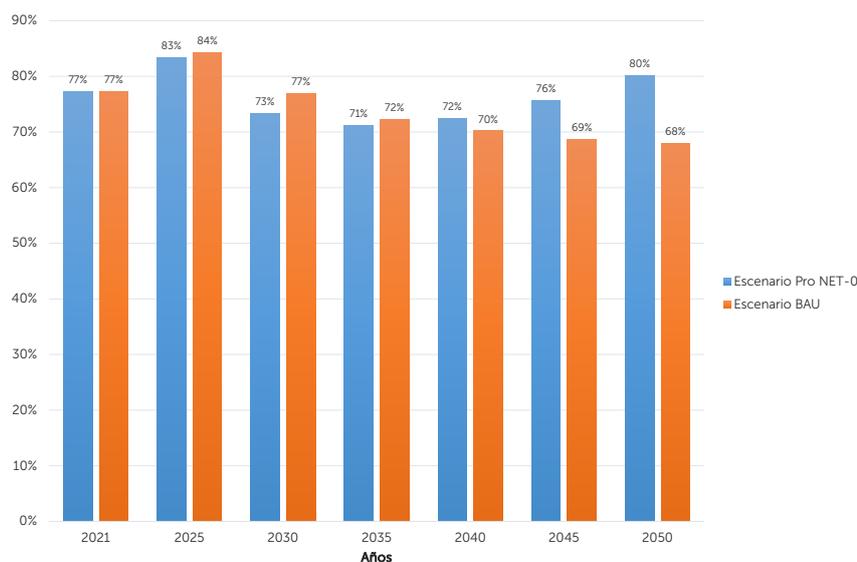
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 44 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 45 Porcentaje renovable de la matriz de generación eléctrica, Brasil

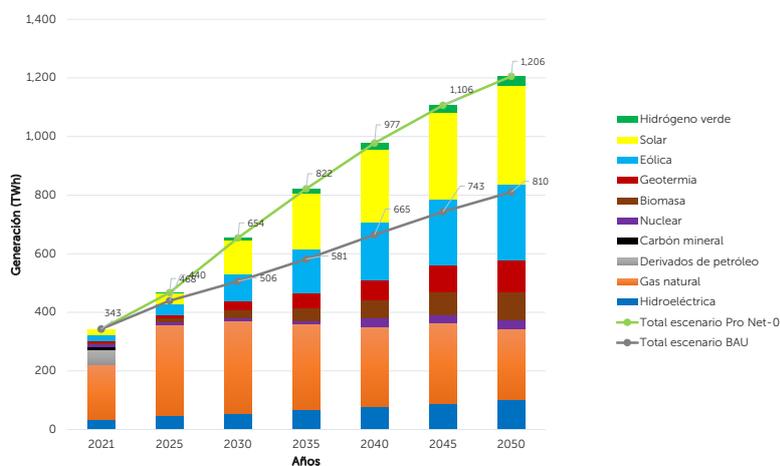


Fuente: Elaboración propia.

5.2 México

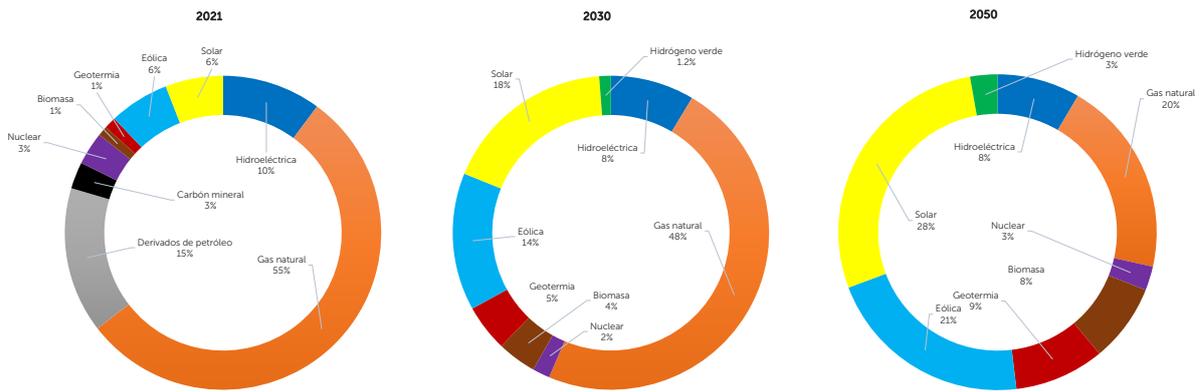
La matriz de generación eléctrica de México es en la actualidad predominantemente térmica no renovable con una participación de este tipo de centrales del 76 %, donde prima el uso de gas natural. Sin embargo, este país tiene importantes potenciales de recursos renovables no convencionales como el solar, el eólico y la geotermia con los que puede sustentar una transición energética hacia la descarbonización del sector eléctrico. Es así que en el escenario Pro NET-0, las energías solar y eólica que en el año base representaban en conjunto solamente el 12 % de la matriz de generación eléctrica, pasan a ocupar cerca del 50 % de dicha matriz en el año 2050. La generación total adicional que se requiere en este escenario para cubrir la mayor penetración de la electricidad en los sectores de consumo final y la demanda del sector de producción de hidrógeno verde, es en el año 2050, 49 % superior a la proyectada en el escenario BAU. Bajo las premisas del escenario Pro NET-0, el componente renovable de la matriz de generación eléctrica para el año 2050, llegaría casi a duplicarse respecto al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año. En dicha matriz, el hidrógeno verde llegaría a contribuir con un 3 % al final del período de proyección, equivalente a 33 TWh. Ver figuras 46, 47 y 48.

Figura No. 46 Proyección de la generación eléctrica, escenario Pro NET-0, México



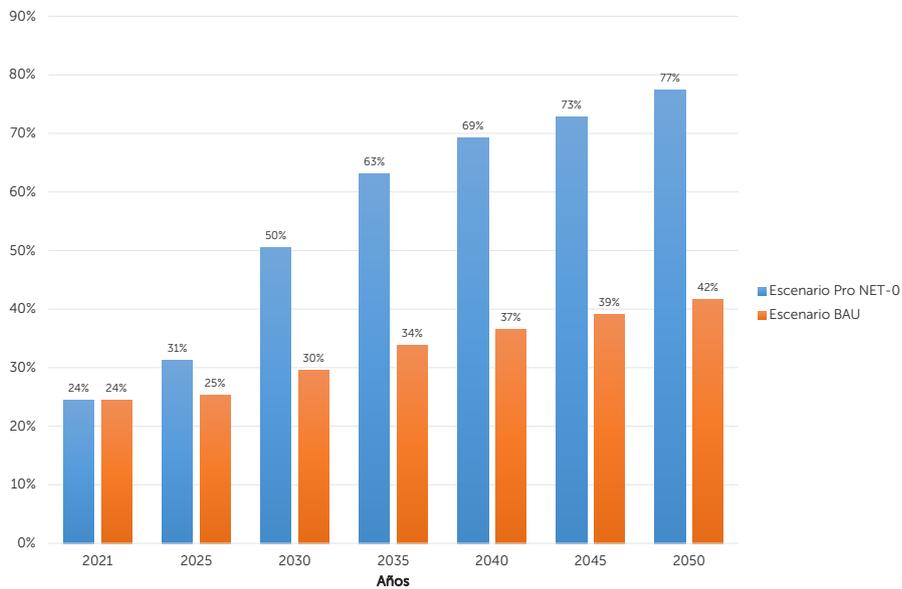
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 47 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, México



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 48 Porcentaje renovable de la matriz de generación eléctrica, México

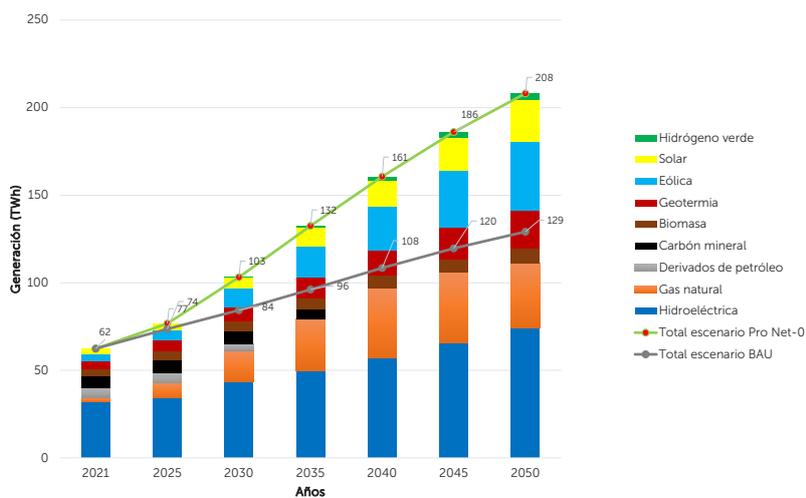


Fuente: Elaboración propia.

5.3 América Central

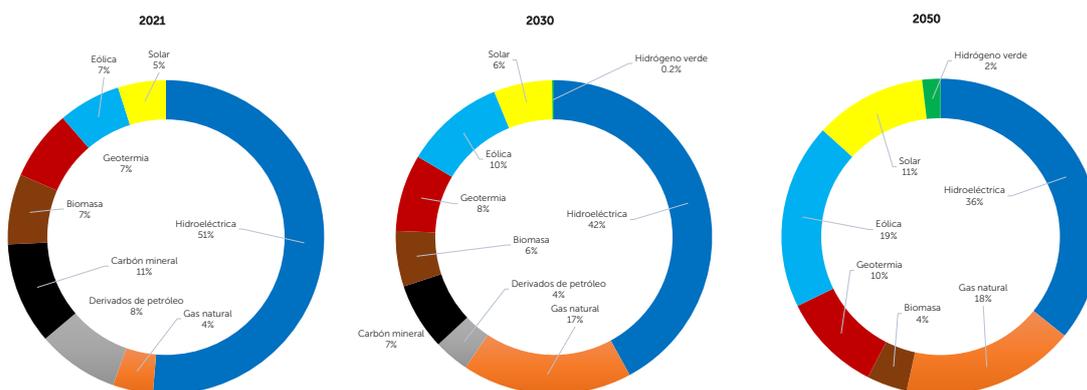
La matriz de generación eléctrica de la subregión de América Central es ya en la actualidad altamente renovable con una participación del 77 % de fuentes limpias, sin embargo ante los futuros nuevos requerimientos de generación derivados del crecimiento de la población y la economía, una mayor electrificación de los usos finales de la energía y un potencial surgimiento de la industria de producción de hidrógeno verde, es necesario incrementar el aprovechamiento de fuentes de energía renovables como la solar, la eólica, la hidráulica, la biomasa y la geotermia. Bajo estas premisas, la participación de este tipo de fuentes alcanzaría en el año 2050, el 82 % de la matriz, quedando el 18 % como remanente de energía térmica proveniente de gas natural. La generación a partir de hidrógeno verde, llegaría al 2050 con una participación del 2 % equivalente a 4 TWh. Ver figuras 49, 50 y 51.

Figura No. 49 Proyección de la generación eléctrica, escenario Pro NET-0, América Central



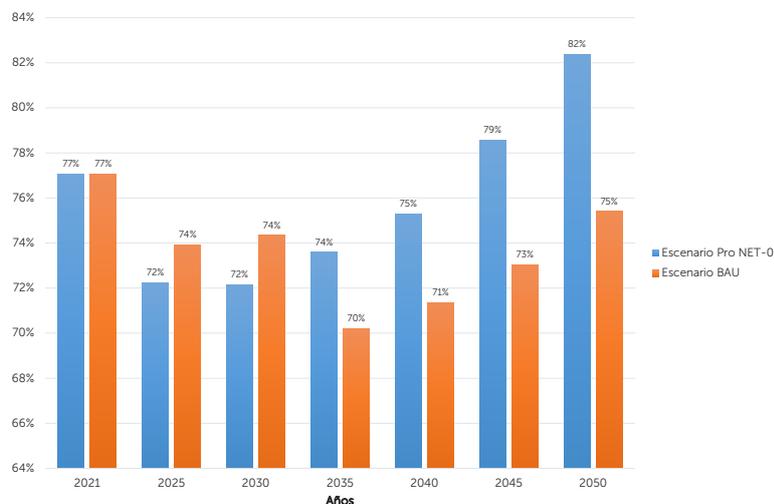
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 50 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 51 Porcentaje renovable de la matriz de generación eléctrica, América Central

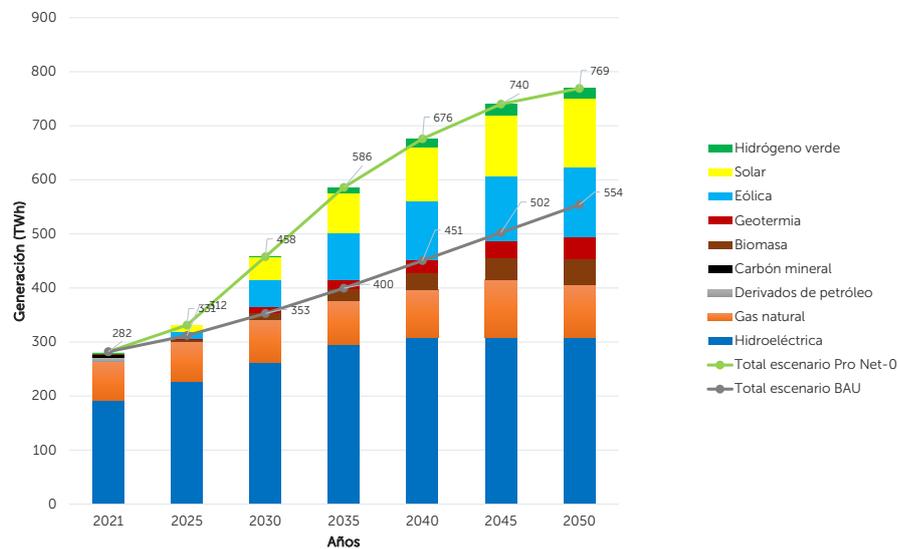


Fuente: Elaboración propia.

5.4 Zona Andina

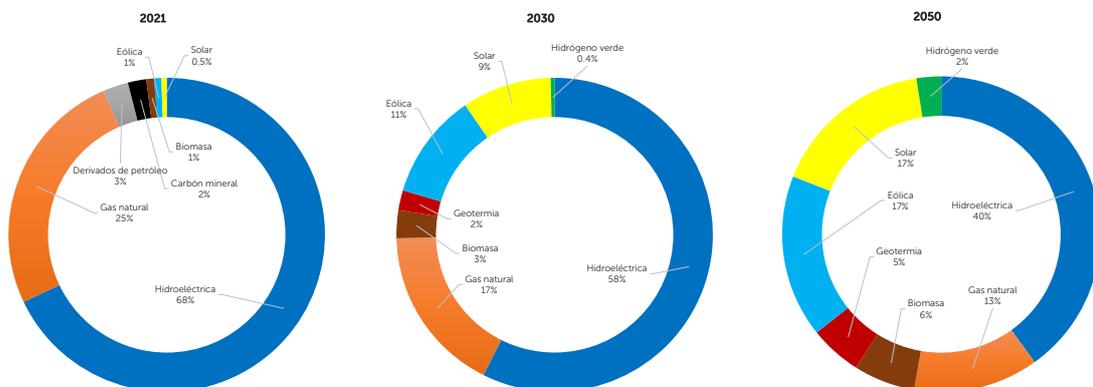
La Zona Andina es otra de las subregiones de ALC que ya en el año base presenta un alto componente renovable de su matriz de generación eléctrica de un 70 %, con predominancia casi absoluta de la hidroenergía. Bajo las premisas del escenario Pro NET-0 este componente renovable se diversificaría durante el periodo de proyección incrementándose de manera significativa la presencia de fuentes renovables no convencionales como la solar, la eólica, la geotermia y la biomasa llegando al 2050 este tipo de fuentes a participar en conjunto con el 45 % de la generación total. El hidrógeno verde también tendría su aporte en la generación renovable llegando al 2050 con el 2 % de participación en la matriz, equivalente a 19 TWh. Cabe anotar que la generación hidráulica, aunque disminuye su participación absoluta durante el periodo de proyección, todavía mantiene su predominio en el componente renovable de la matriz. Bajo estas condiciones, el índice de renovabilidad de la generación eléctrica para el año 2050, resulta ser 7 puntos porcentuales superior al proyectado en el escenario de referencia BAU. Cabe destacar también que debido a la mayor electrificación de usos finales de la energía y a la demanda de electricidad para la producción de hidrógeno verde, la generación total en el escenario Pro NET-0 para el año 2050 resulta ser 39 % superior al proyectado en el escenario BAU. Ver figuras 52, 53 y 54.

Figura No. 52 Proyección de la generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Zona Andina



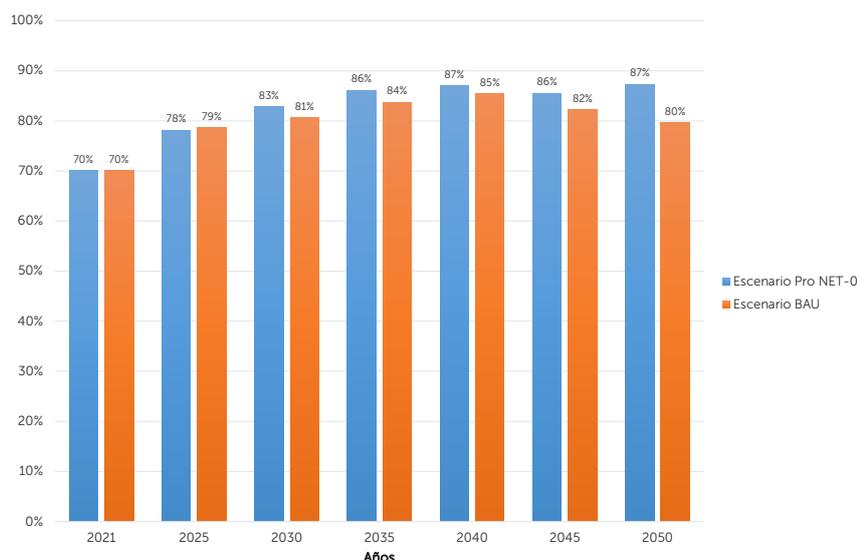
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 53 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 54 Porcentaje renovable de la matriz de generación eléctrica, Zona Andina

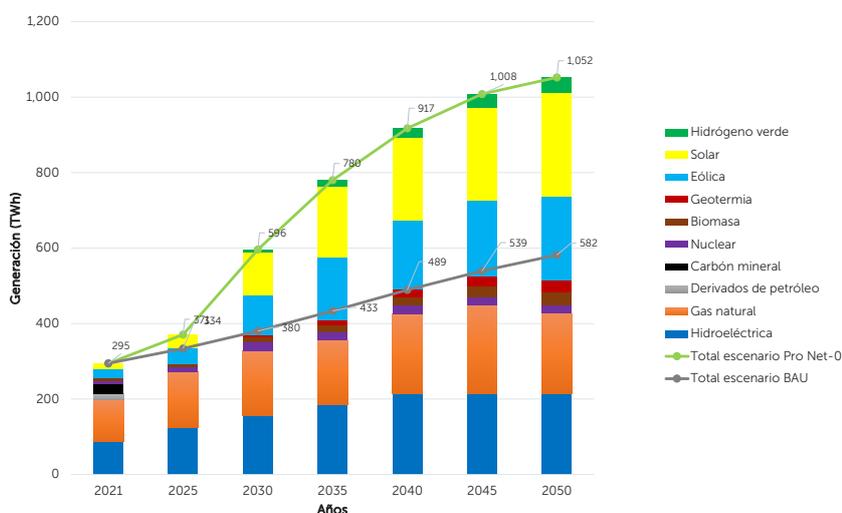


Fuente: Elaboración propia.

5.5 Cono Sur

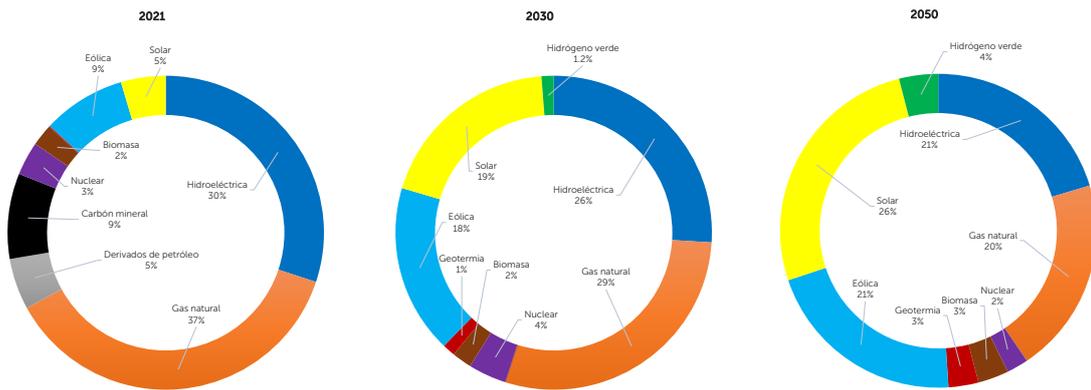
En la matriz de generación eléctrica de la subregión del Cono Sur, predominan en el año base el gas natural y la hidroenergía, sin embargo, fuentes renovables no convencionales como la solar, eólica y la biomasa ostentan un destacado 16 % de participación. Bajo las premisas del escenario Pro NET-0 y considerando que esta subregión presenta los mayores potenciales del recurso solar y eólico de la Región, el mix de fuentes renovable no convencionales incluida la penetración de geotermia e hidrógeno verde llega al año 2050 a participar con el 57 % de la generación total y al incluir la hidroenergía, esta participación sube al 78 % frente a un 55 % proyectado en el escenario BAU. La mayor demanda de electricidad asociada al incremento en el consumo final eléctrico y a los requerimientos en la producción de hidrógeno verde, causan que para el 2050, la generación total en el escenario Pro NET-0 sea 81 % superior a la proyectada en el escenario BAU. La generación de electricidad proveniente del hidrógeno verde alcanza en esta subregión el 4 % del total, equivalente a 42 TWh. Ver figuras 55, 56 y 57.

Figura No. 55 Proyección de la generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Cono Sur



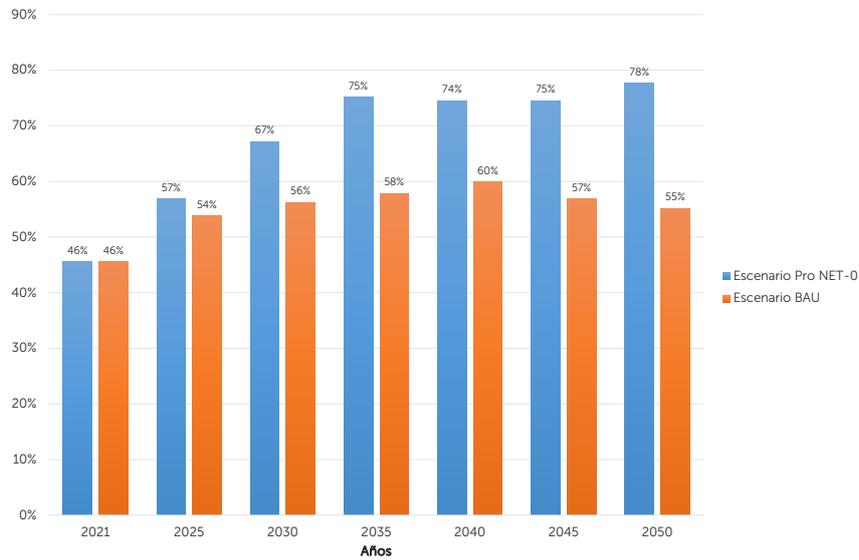
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 56 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 57 Porcentaje renovable de la matriz de generación eléctrica, Cono Sur

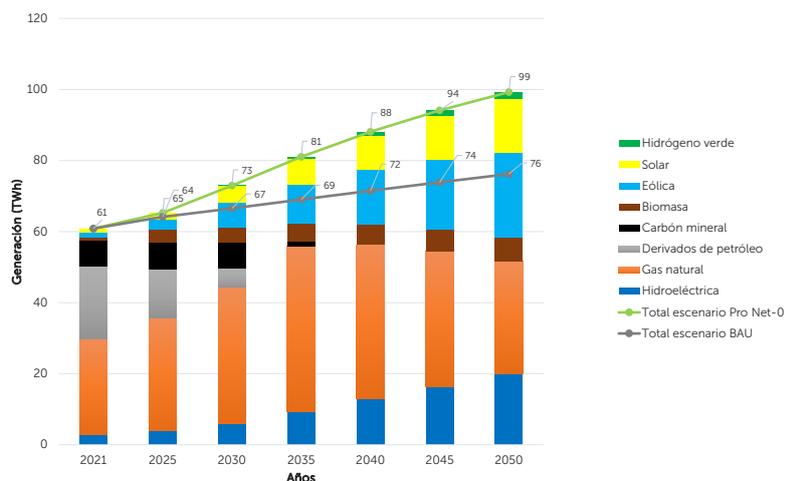


Fuente: Elaboración propia.

5.6 Caribe

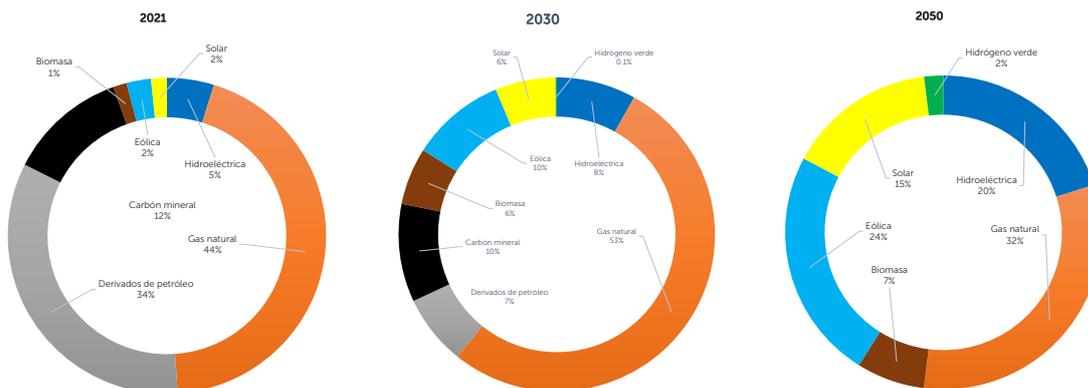
El Caribe, es la subregión de ALC, que en el año base presenta el menor porcentaje de participación de las fuentes de energía renovable en su matriz de generación eléctrica, con solo el 10 % dependiendo en un 90 % de fuentes fósiles como el gas natural, los derivados de petróleo y el carbón mineral. Sin embargo, pese al relativamente pequeño tamaño de los territorios que la integran, si existen potenciales de recursos renovables suficientes para sustentar una transición energética hacia una matriz de generación más limpia. En este sentido bajo las premisas del escenario Pro NET-0, la participación de las fuentes renovables en dicha matriz, podrían alcanzar en el año 2050 un 68 %, protagonizada esta transición por la energía solar, la eólica, la hidráulica y en menor medida la biomasa y el hidrógeno verde, quedando el 32 % restante ocupado por el gas natural. La mayor electrificación de usos finales y la producción de hidrógeno verde considerada en el escenario Pro Net-0 para esta subregión, hace que para el año 2050, la generación total en este escenario sea 30 % superior a la proyectada en el escenario de referencia BAU. La participación del hidrógeno verde en la matriz de generación alcanzaría en el año 2050 el 2 % lo que equivale a 2 TWh. Ver figuras 58, 59 y 60.

Figura No. 58 Proyección de la generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Caribe



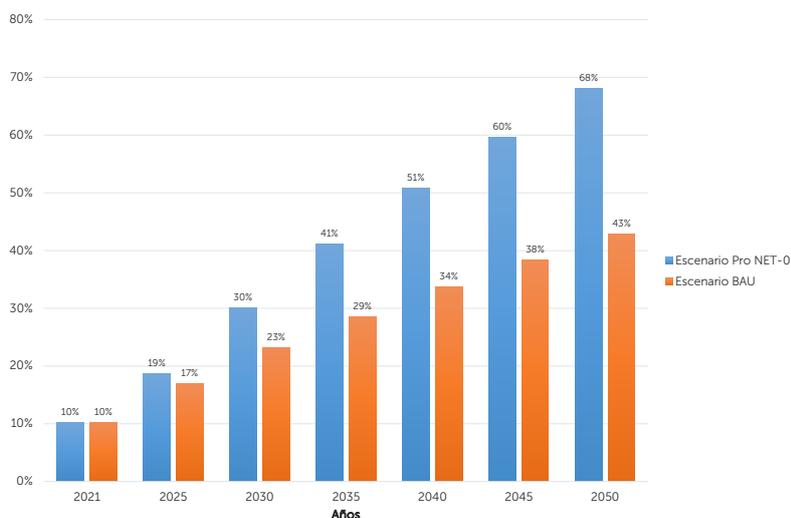
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 59 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 60 Porcentaje renovable de la matriz de generación eléctrica, Caribe

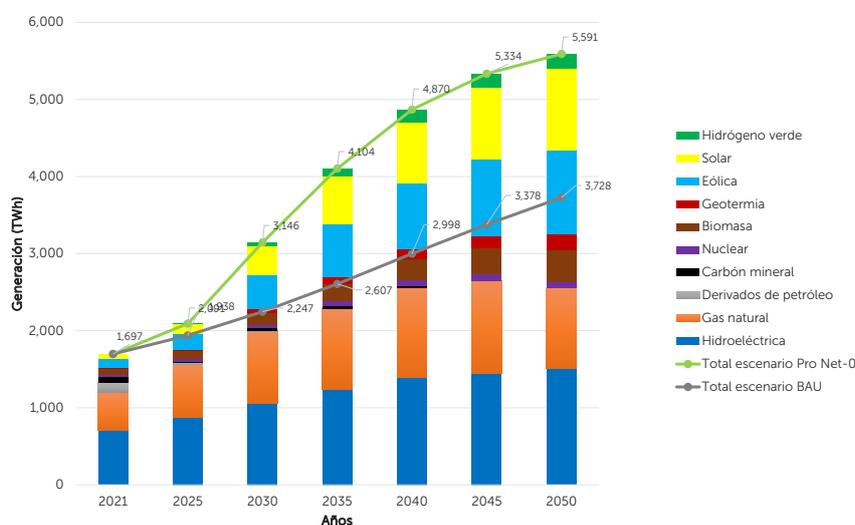


Fuente: Elaboración propia.

5.7 América Latina y el Caribe (ALC)

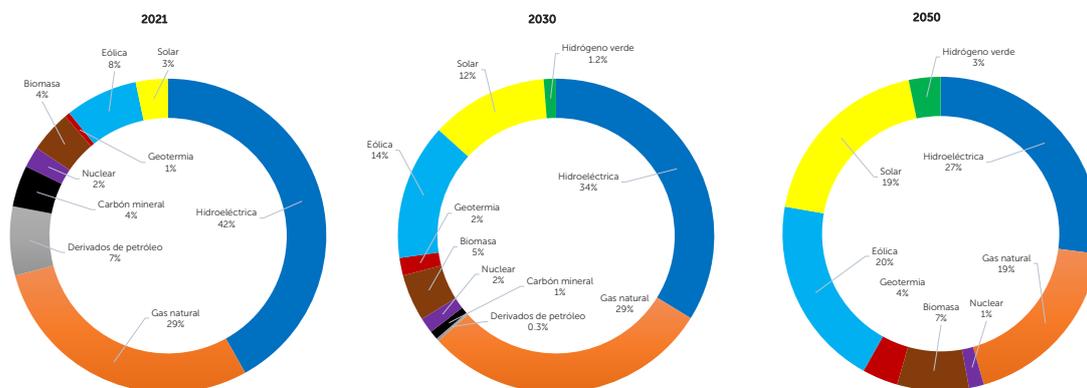
Acumulando los resultados obtenidos para las subregiones analizadas, se observa que para la región de ALC, bajo las premisas del escenario Pro NET-0, la diversificación de la matriz de generación eléctrica y el incremento de su componente renovable durante el período de proyección es muy evidente, pasando del 57 % en el año base al 80 % en el año 2050, valor 16 puntos porcentuales superior al proyectado en el escenario BAU. El mayor incremento en este componente renovable se da en términos de adición de generación solar, eólica, hidráulica, bioenergética y geotérmica; con incidencia también del hidrógeno verde que alcanza al 2050 un 3 % de participación en la matriz equivalente a 181 TWh. Cabe resaltar que durante el período de proyección la generación con carbón mineral y derivados de petróleo es completamente desplazada y el componente no renovable de la matriz del 20 % queda solamente representado por el gas natural y la energía nuclear con 19 y 1 % respectivamente. Debido al mayor uso de electricidad en los sectores de consumo final y la demanda eléctrica generada en la industria de producción del hidrógeno verde, la generación total en el año 2050 para el escenario Pro NET-0 es 50 % superior al valor proyectado en el escenario BAU. Ver figuras 61, 62 y 63.

Figura No. 61 Proyección de la generación eléctrica, escenario Pro NET-0, ALC



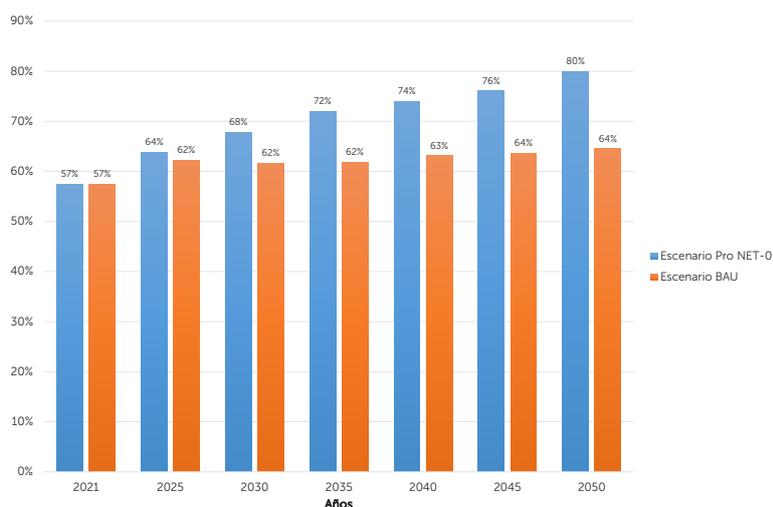
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 62 Evolución de la matriz de generación eléctrica, escenario Pro NET-0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 63 Porcentaje renovable de la matriz de generación eléctrica, ALC



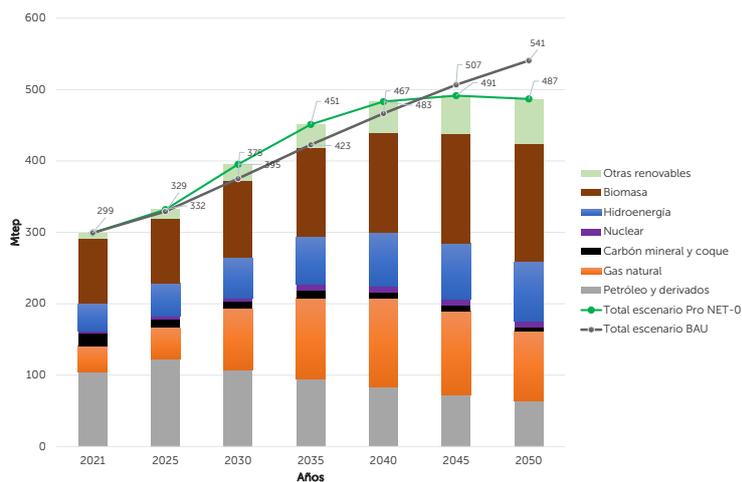
Fuente: Elaboración propia.

6. PROYECCIÓN DE LA MATRIZ DE OFERTA TOTAL DE ENERGÍA¹

6.1 Brasil

La evolución de la oferta total o demanda interna de energía en Brasil, bajo las premisas del escenario Pro NET-0, se caracteriza por un desplazamiento de combustibles derivados de petróleo y carbón mineral mediante la mayor penetración de bioenergía moderna, hidroenergía, otras renovables (eólica y solar) y gas natural. Cabe resaltar que, en este país, pese al incremento en los requerimientos de generación eléctrica, se obtiene para el final del período de proyección un ahorro neto del 10 % en la demanda interna de energía. También es importante observar que el componente renovable de la matriz de oferta total de energía mejora durante el periodo de proyección, pasando del 46 % en el año base al 64 % en el año 2050, aun cuando la participación de gas natural se incrementa del 12 % en el 2021 al 20 % en el 2050. Ver figuras 64, 65 y 66.

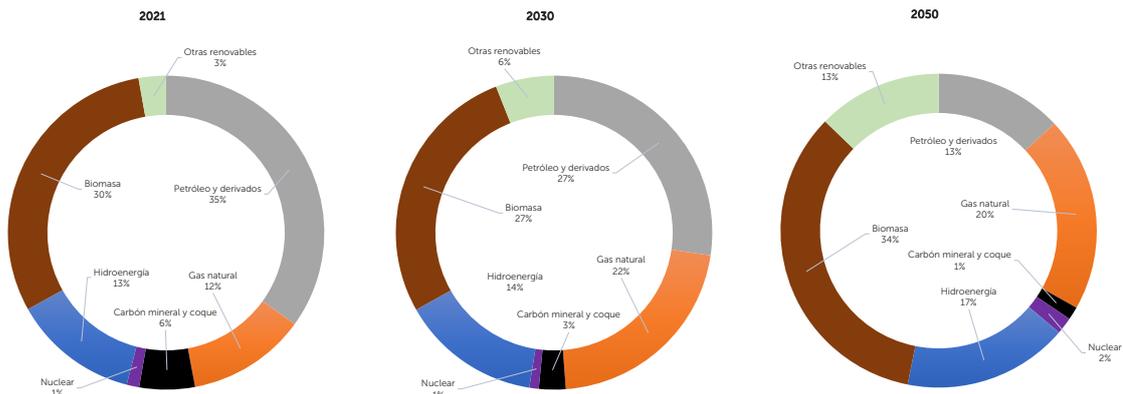
Figura No. 64 Proyección de la oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

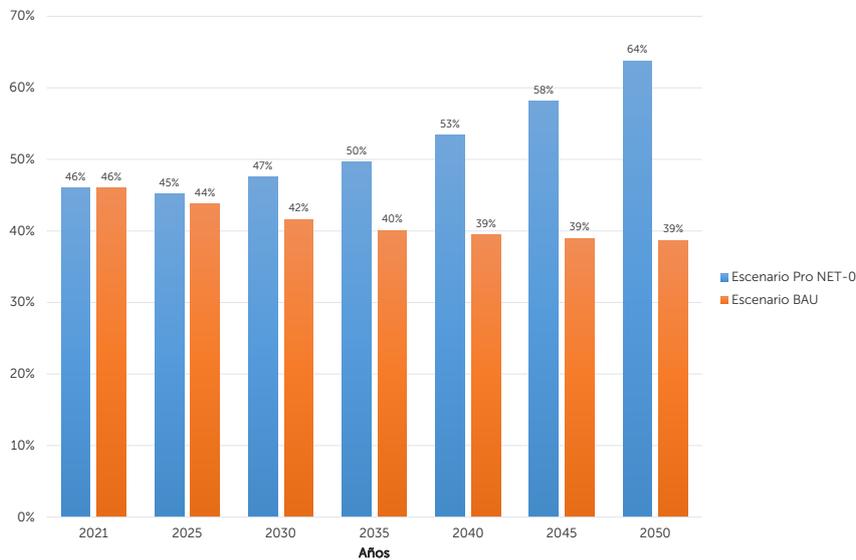
1. En el caso de la matriz de la oferta total de energía, la participación del hidrógeno verde no se muestra explícitamente, porque de manera similar a la electricidad, al ser una fuente secundaria, está intrínseca en la oferta de las fuentes renovables de las cuales se origina.

Figura No. 65 Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 66 Porcentaje renovable de la matriz de oferta total de energía, Brasil

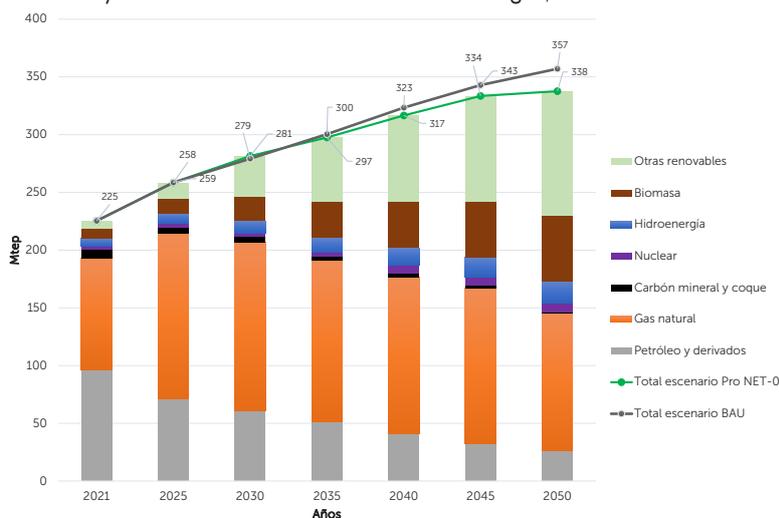


Fuente: Elaboración propia.

6.2 México

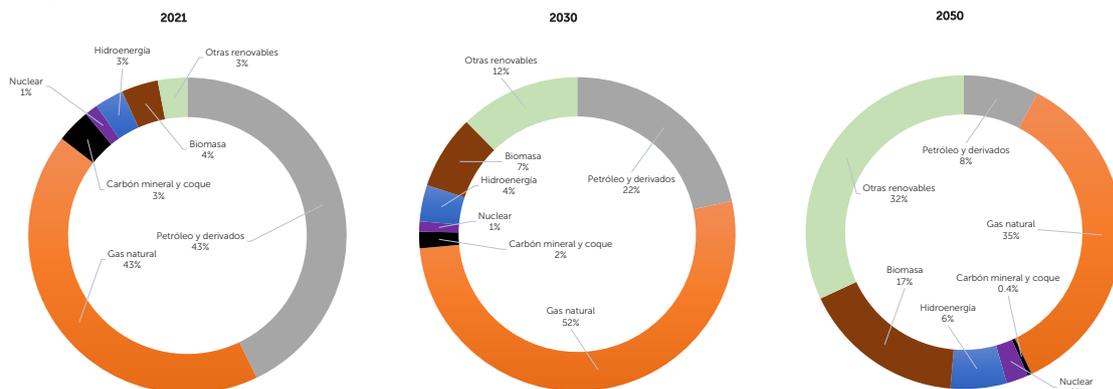
En la proyección de la matriz de oferta total de energía de México, es muy evidente el incremento de participación de las fuentes renovables no convencionales desplazando a las fuentes fósiles como derivados de petróleo, carbón mineral y gas natural, aunque este último energético logra prevalecer con un 35 % de participación en dicha matriz al finalizar el período de proyección. Las fuentes de mayor penetración en la matriz de oferta total de energía, durante el periodo de proyección son la biomasa moderna (biocombustibles), la solar, la eólica, la geotermia y en menor medida la hidroenergía. Luego de algunas oscilaciones durante el período de proyección, se observa que para el año 2050, se obtiene un pequeño ahorro en la oferta anual de energía del 5 %. El componente renovable total de la matriz de oferta total de energía en México experimenta un incremento importante, tanto respecto al año base al pasar del 10 % en este año al 54 % en el 2050, como respecto al valor proyectado para el 2050 en el escenario BAU (15 %). Ver figuras 67, 68 y 69.

Figura No. 67 Proyección de la oferta total de energía, escenario Pro NET-0, México



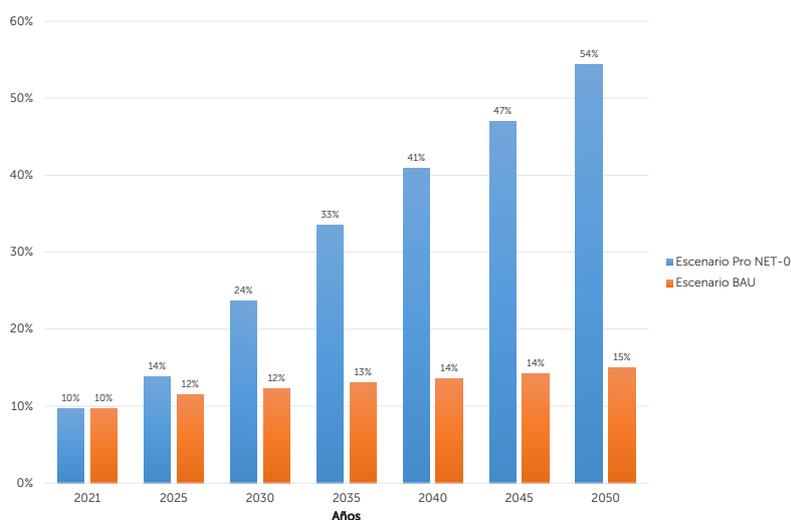
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 68 Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET-0, México



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 69 Porcentaje renovable de la matriz de oferta total de energía, México

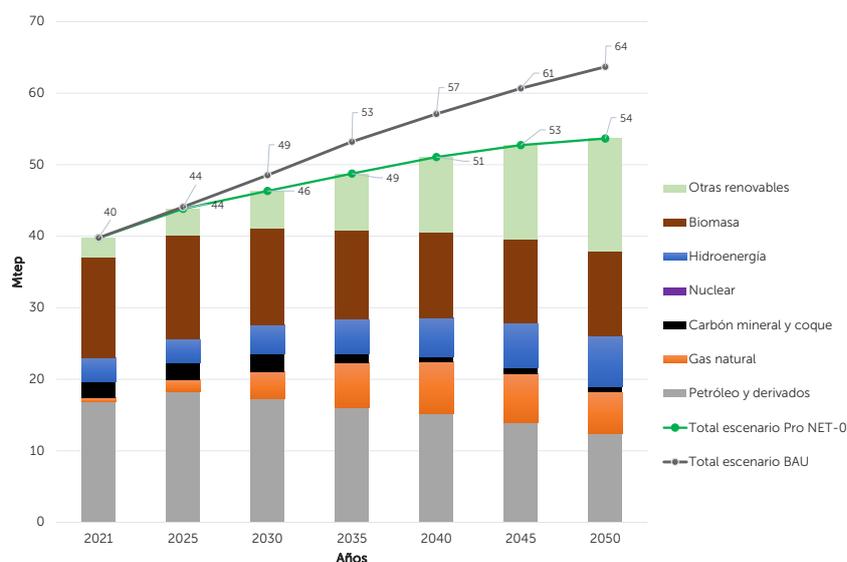


Fuente: Elaboración propia.

6.3 América Central

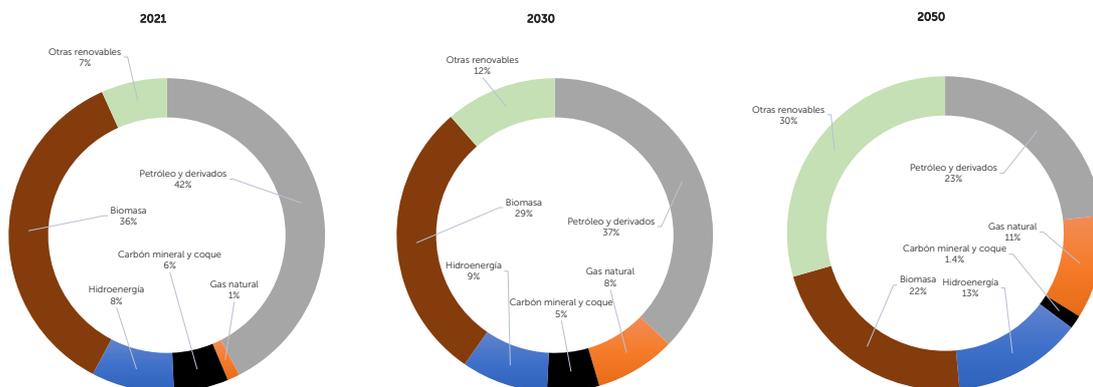
La matriz de oferta total de energía en América Central, que de por sí ya en el año base tiene un alto componente renovable del 51 % (aunque debido en gran parte al alto consumo de leña), mejora este indicador a 65 % para el año 2050. La principal característica en la evolución de esta matriz es el desplazamiento de la oferta de petróleo y sus derivados y carbón mineral, por biomasa moderna, hidroenergía, otras renovables (solar, eólica y geotermia) y por gas natural. Como resultado de esta transición, en el escenario Pro NET-0, se logran ahorros anuales en la demanda de energía interna durante todo el período de proyección, respecto a lo proyectado en el escenario BAU, siendo este ahorro en el año 2050 de un 16 %. Si bien la reducción en la oferta de petróleo y sus derivados y de carbón mineral es importante, todavía en el año 2050 estas fuentes mantienen su presencia con un 17 % y 0.5 % de participación respectivamente. Ver figuras 70, 71 y 72.

Figura No. 70 Proyección de la oferta total de energía, escenario Pro NET-0, América Central



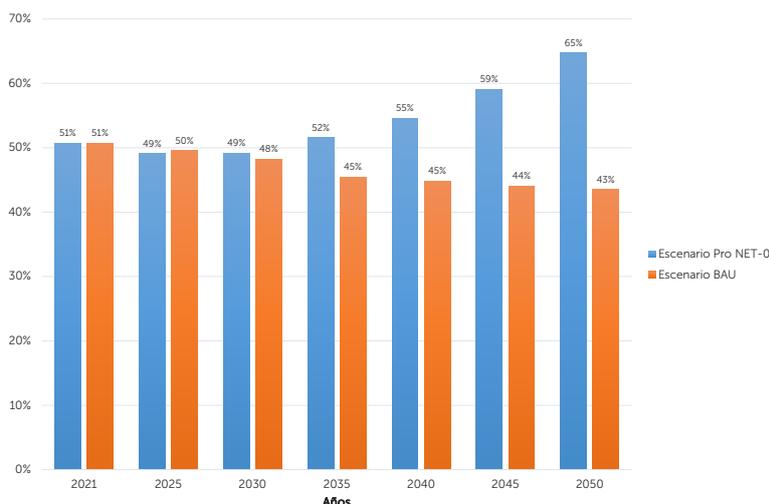
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 71 Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET-0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 72 Porcentaje renovable de la matriz de oferta total de energía, América Central

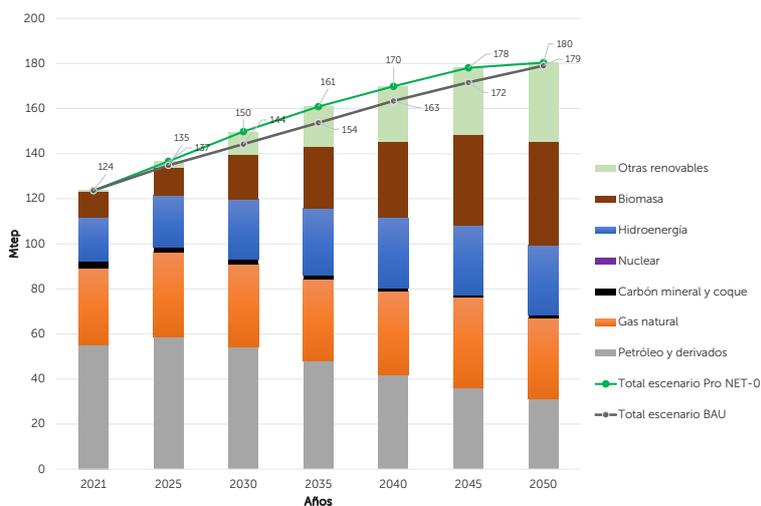


Fuente: Elaboración propia.

6.4 Zona Andina

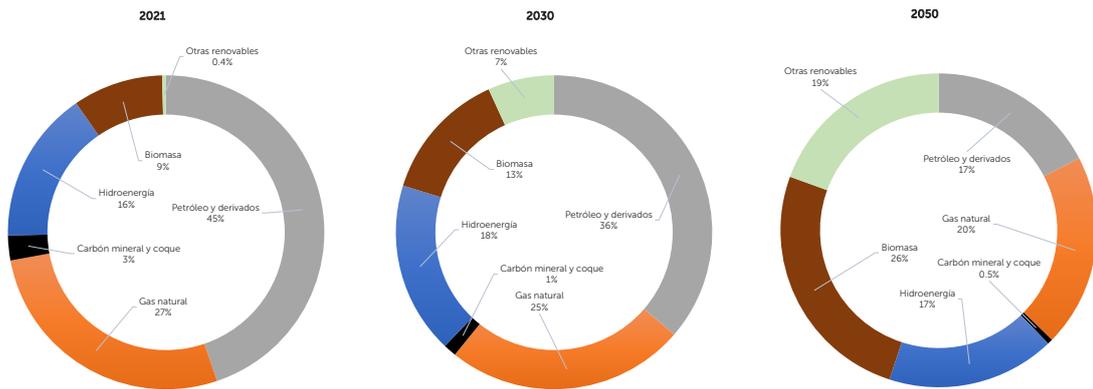
La matriz de oferta total de energía que en el año base tenía un componente renovable de tan solo el 25 %, alcanza bajo las premisas del escenario Pro NET-0 el 62 % de renovabilidad en el año 2050, valor muy superior al proyectado en el escenario BAU para el mismo año. Esta mejora en la renovabilidad está protagonizada principalmente por la mayor penetración de biomasa moderna, electricidad e hidrógeno verde en la matriz de consumo final y por la mayor participación de fuentes de energía renovable en la matriz de generación eléctrica. Sin embargo debido a los requerimientos adicionales de energía para la producción y exportación de hidrógeno verde, la oferta total en el escenario Pro NET-0 resulta ser mayor a la proyectada en el escenario BAU, con un incremento del 1 % en el año 2050, aunque este incremento corresponde esencialmente a fuentes de energía renovables. Cabe observar que, aunque la participación de las fuentes fósiles se reduce significativamente durante el período de proyección, todavía queda un remanente de participación en el año 2050 del petróleo y sus derivados con el 17 %, del gas natural con el 20 % y del carbón mineral con apenas el 0.5 %. Ver figuras 73, 74 y 75.

Figura No. 73 Proyección de la oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Zona Andina



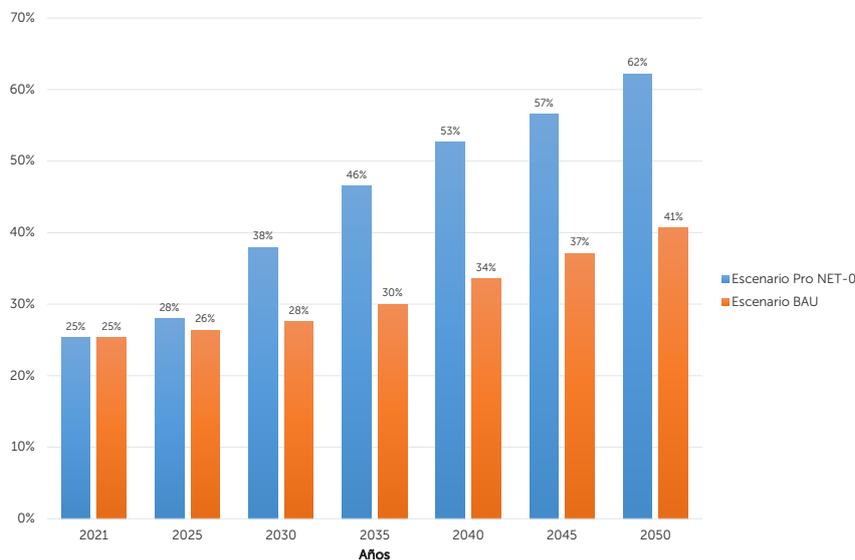
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 74 Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 75 Porcentaje renovable de la matriz de oferta total de energía, Zona Andina

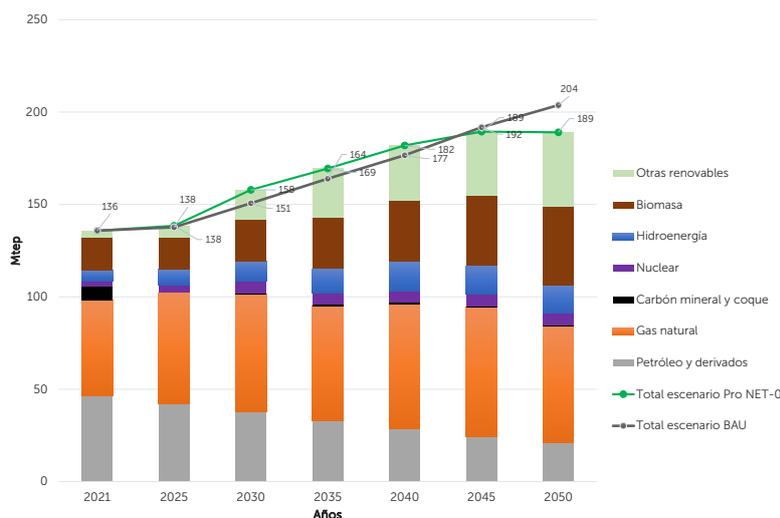


Fuente: Elaboración propia.

6.5 Cono Sur

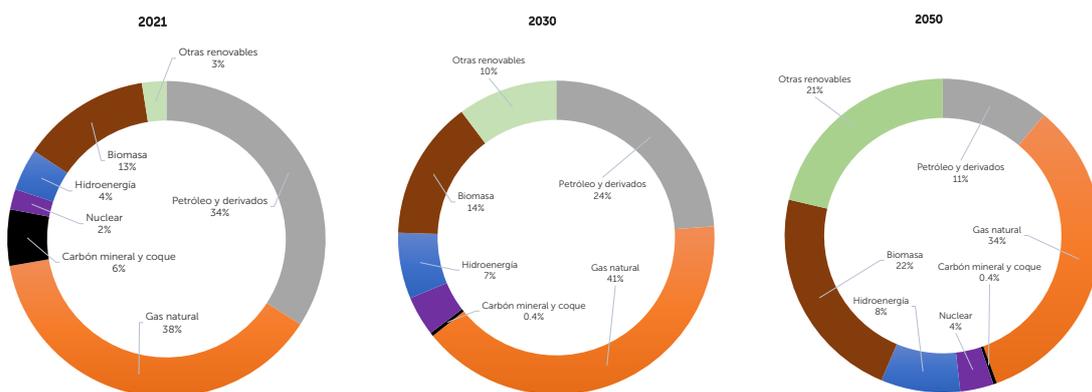
En la subregión del Cono Sur, los países que la integran tienen altas expectativas de descarbonización tanto de su sector de consumo final energético como de su matriz de generación eléctrica, haciendo mayor uso de sus importantes potenciales de energía renovables no convencionales; y además ven muy factible la posibilidad de exportar este tipo de energías a través del hidrógeno verde y sus derivados a mercados extrarregionales. Por esta razón, aunque en el año base la matriz de oferta total de energía de esta subregión está predominantemente compuesta de fuentes fósiles como: el petróleo y sus derivados, el gas natural y el carbón mineral, los cuales ocupan en conjunto cerca del 80 % de dicha matriz, bajo las premisas del escenario Pro NET-0, dicho componente se reduciría hasta llegar a 45 % en el año 2050 quedando un componente renovable del 52 %, ya que la energía nuclear ocuparía el porcentaje restante. Pese al avance de las fuentes de energía renovable durante el período de proyección, todavía al 2050 sería el gas natural la principal fuente demandada y ofertada en la subregión del Cono Sur. Debido a los requerimientos de energía para la producción y exportación de hidrógeno Verde durante la mayor parte de período de proyección, la oferta total en el escenario Pro NET-0 es mayor a la del escenario BAU, sin embargo, al finalizar dicho período esta situación se revierte. Ver figuras 76, 77 y 78.

Figura No. 76 Proyección de la oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Cono Sur



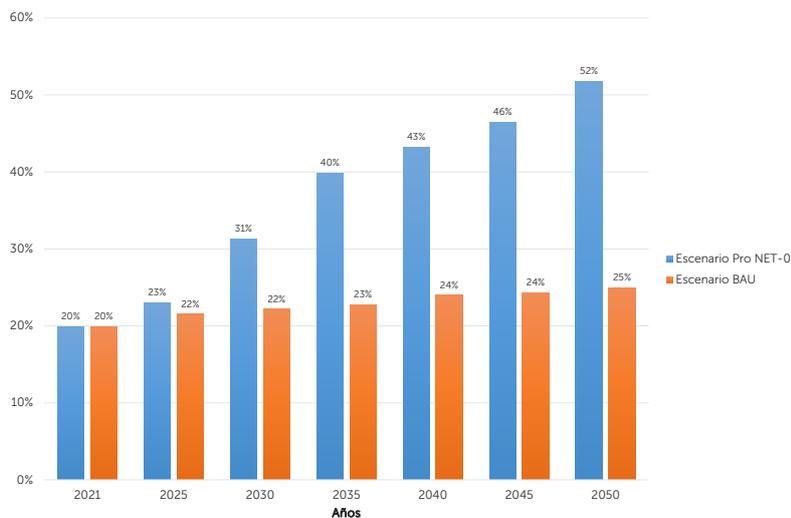
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 77 Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 78 Porcentaje renovable de la matriz de oferta total de energía, Cono Sur

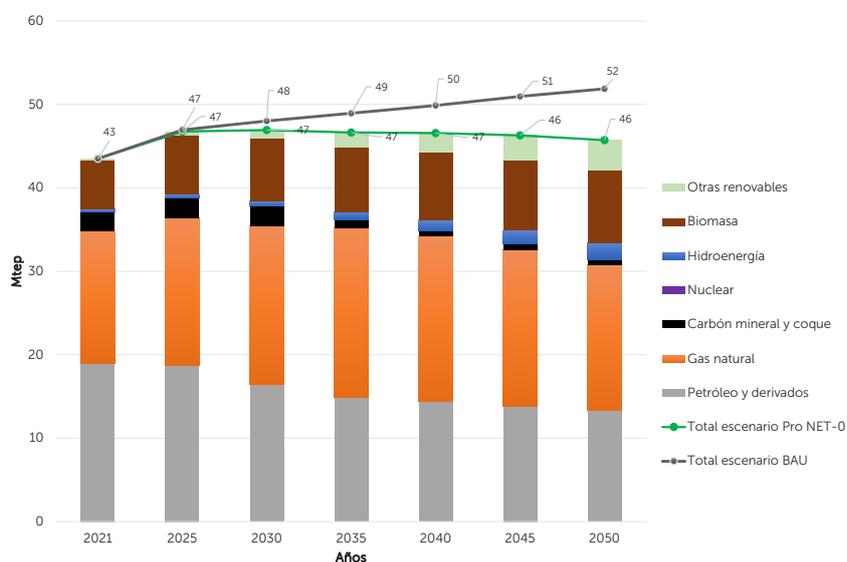


Fuente: Elaboración propia.

6.6 Caribe

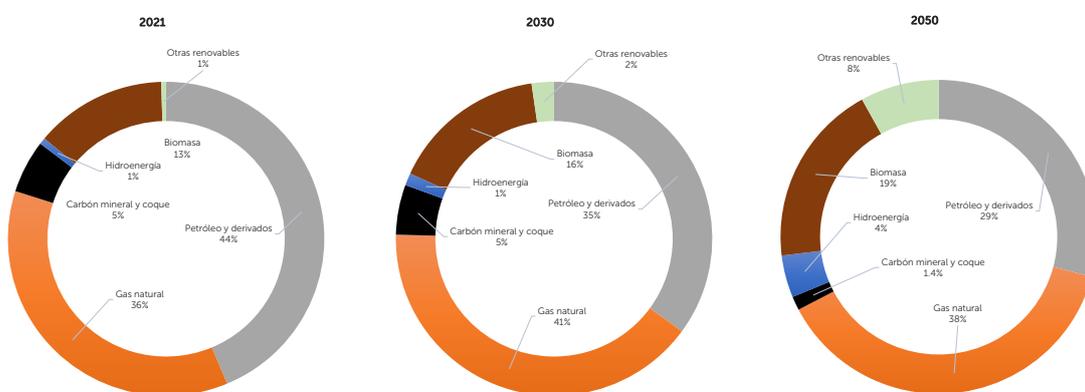
La subregión del Caribe, en comparación con las otras subregiones analizadas, presenta un menor nivel de diversificación de su matriz energética debido a la relativamente pequeña extensión de sus territorios, la condición insular de la mayoría de ellos y su localización geográfica. Sin embargo, de acuerdo a los resultados obtenidos para el escenario Pro NET-0, si se observa cierta penetración de fuentes renovables tanto en la matriz de generación eléctrica como en la matriz de consumo final incluyendo hidrógeno verde, con lo cual la renovabilidad de su oferta energética mejora de manera evidente durante el período de proyección pasando en el año 2050 de un valor de 23 % proyectado para el escenario BAU a un 31 % proyectado para el escenario Pro NET-0; no obstante, aunque existe un importante desplazamiento en la oferta de petróleo y derivados, el gas natural permanece como la principal fuente ofertada en esta subregión llegando al 2050 con un 38 % de participación, superior incluso a la del año base. Debido a que no se consideró para esta región exportaciones de hidrógeno verde, con el incremento de eficiencia en el consumo final y el mayor uso de fuentes de energía directa en la generación eléctrica, se consigue un ahorro neto en la oferta total de energía, respecto al escenario BAU durante todo el período de proyección. Ver figuras 79, 80, 81 y 82.

Figura No. 79 Proyección de la oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Caribe



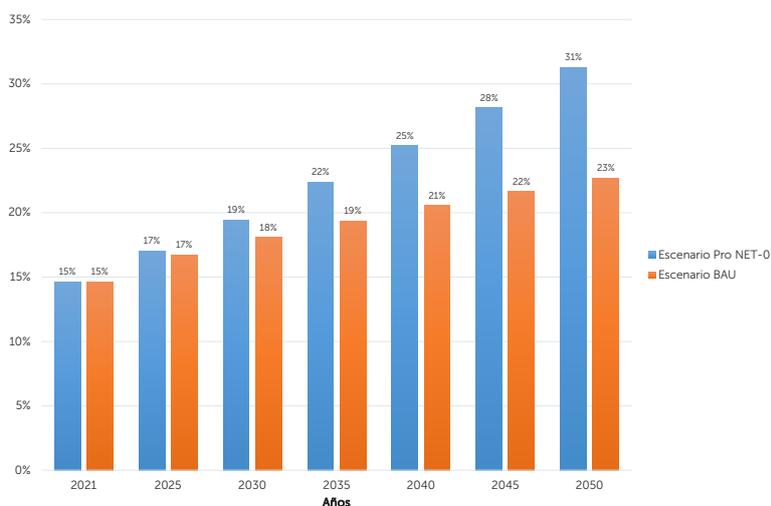
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 80 Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET-0, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 81 Porcentaje renovable de la matriz de oferta total de energía, Caribe

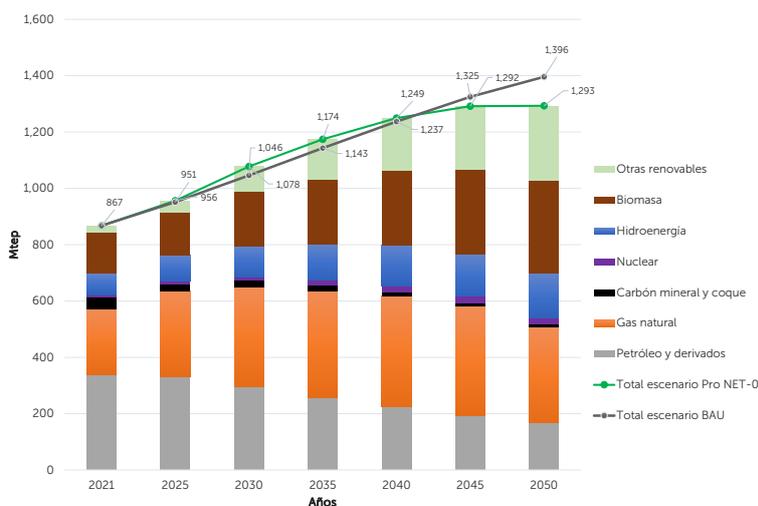


Fuente: Elaboración propia.

6.7 América Latina y el Caribe (ALC)

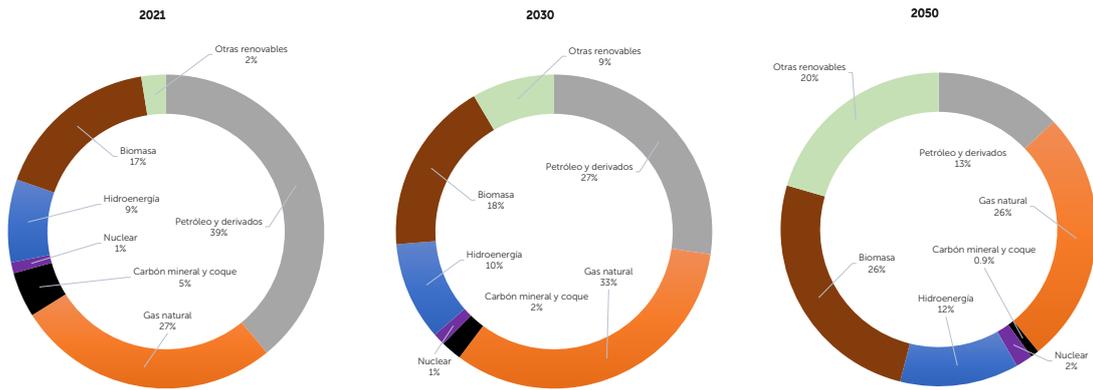
En los resultados acumulados para la región de ALC, se observa que la hidroenergía, la biomasa y las otras fuentes renovables como la energía solar, la energía eólica y la geotermia, consiguen desplazar de manera importante a las fuentes fósiles en la matriz de oferta total de energía, permitiendo incrementar la renovabilidad de esta matriz durante todo el período de proyección, en comparación a lo proyectado para el escenario BAU, llegando al año 2050 con cerca del 58 % en el escenario Pro NET-0, frente a un 30 % en el escenario BAU. En cuanto a las fuentes fósiles, la reducción más importante se da en la oferta de petróleo y sus derivados y carbón mineral, mientras que el gas natural mantiene prácticamente la misma participación que tenía en el año base, esto es debido a que al ser este energético relativamente más limpio que los otras fuentes fósiles, permanece como respaldo de energía firme en la generación eléctrica de la mayoría de las subregiones analizadas y también es utilizado para sustituir combustibles más contaminantes como la gasolina, el diésel, el fuel oil y el carbón mineral en los sectores de consumo final, principalmente en el transporte y la industria. Debido a la exportación extrarregional de hidrógeno verde, la oferta total en el escenario Pro NET-0 resulta en algunos años superior a la proyectada en el escenario BAU, sin embargo, en el año final se consigue un ahorro del 7 %. Ver Figuras 82, 83 y 84.

Figura No. 82 Proyección de la oferta total de energía, escenario Pro NET-0, ALC



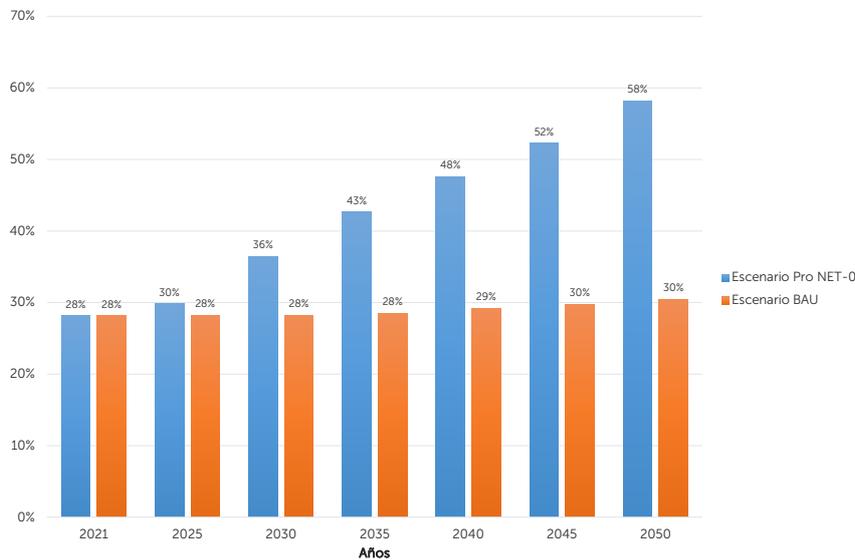
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 83 Evolución de la matriz de oferta total de energía, escenario Pro NET-0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 84 Porcentaje renovable de la matriz de oferta total de energía, ALC



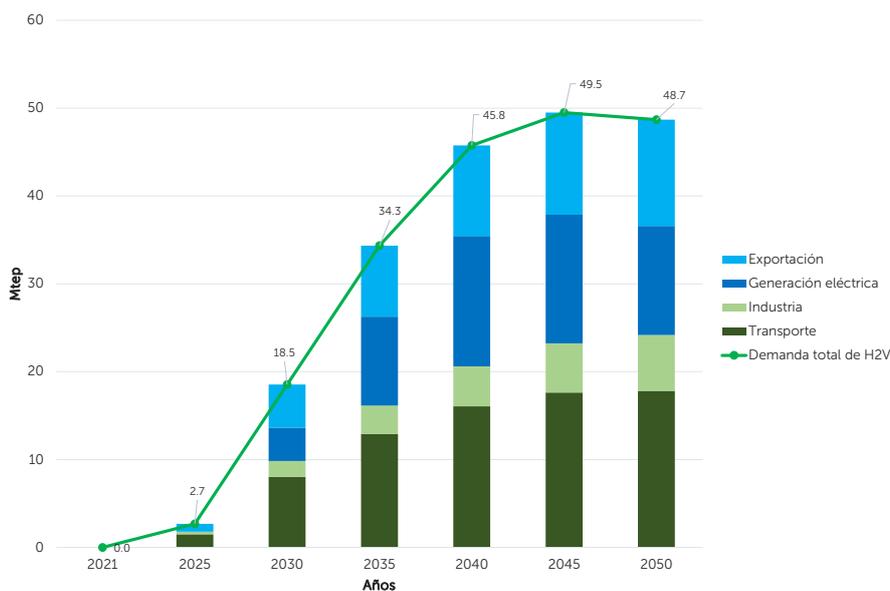
Fuente: Elaboración propia

7. ESTRUCTURA DE LA DEMANDA TOTAL DE HIDRÓGENO VERDE (H2V)

7.1 Brasil

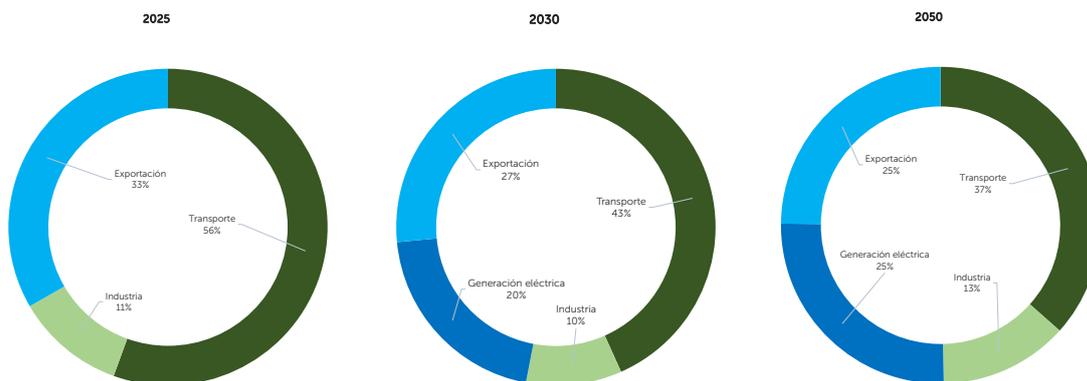
Brasil es uno de los países de ALC que mejores posibilidades tiene de convertirse en productor y exportador de hidrógeno verde, gracias a sus abundantes recursos energéticos renovables, especialmente hidroenergético, eólico, solar y bioenergético. De acuerdo a las premisas del escenario Pro NET-0, la demanda de hidrógeno verde y por lo tanto su producción requerida, alcanzaría en el 2050 los 48.7 Mtep distribuida el 37 % para el transporte, el 13 % para la industria, el 25 % para la generación eléctrica y un 25 % destinada a la exportación a mercados extrarregionales. Ver figuras 85 y 86.

Figura No. 85 Proyección de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 86 Estructura de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Brasil

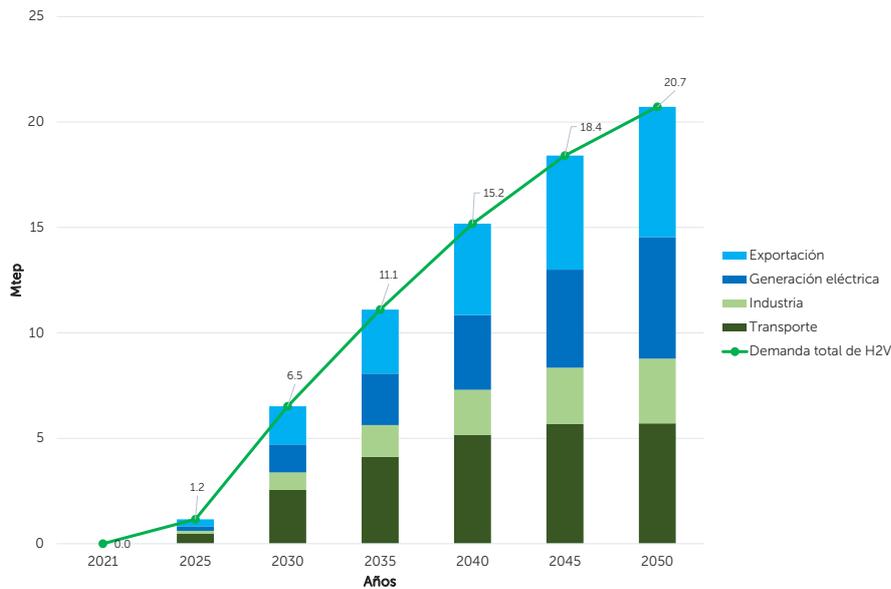


Fuente: Elaboración propia.

7.2 México

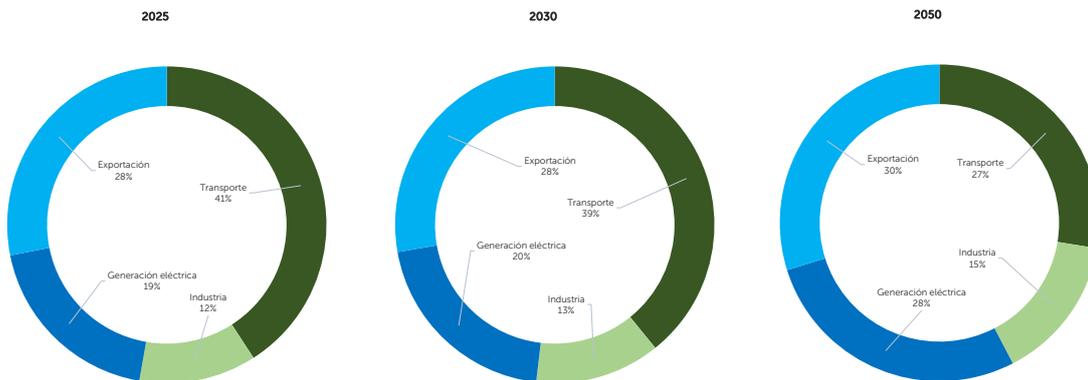
México también muestra expectativas de producir hidrógeno verde, tanto para abastecer el consumo interno como para exportar este portador energético a mercados extrarregionales. De acuerdo a las proyecciones del escenario Pro NET-0, la producción necesaria para cumplir estos objetivos al 2050 sería de 20.7 Mtep, de los cuales el 27 % estarían destinados al sector transporte, el 15 % a la industria, el 28 % a la generación eléctrica y el 30 % a la exportación. Ver figuras 87 y 88.

Figura No. 87 Proyección de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, México



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 88 Estructura de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, México

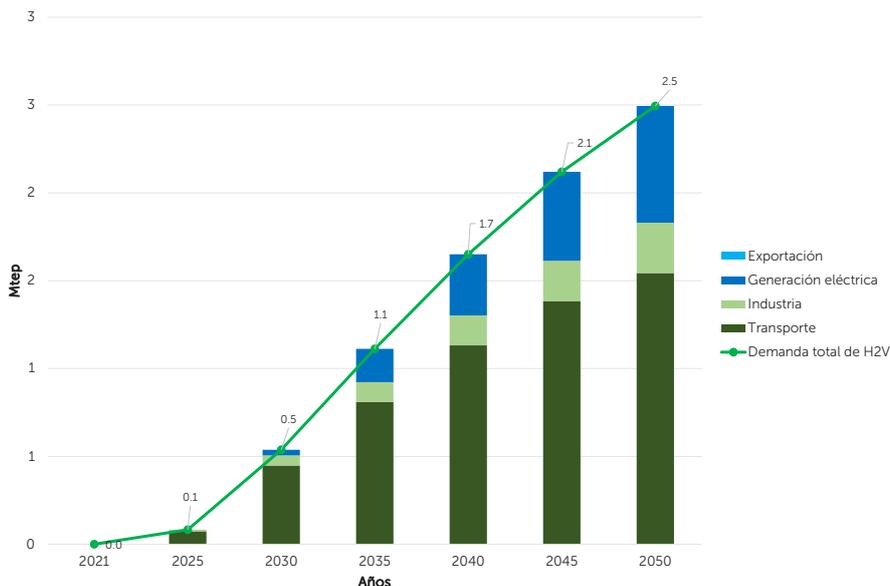


Fuente: Elaboración propia.

7.3 América Central

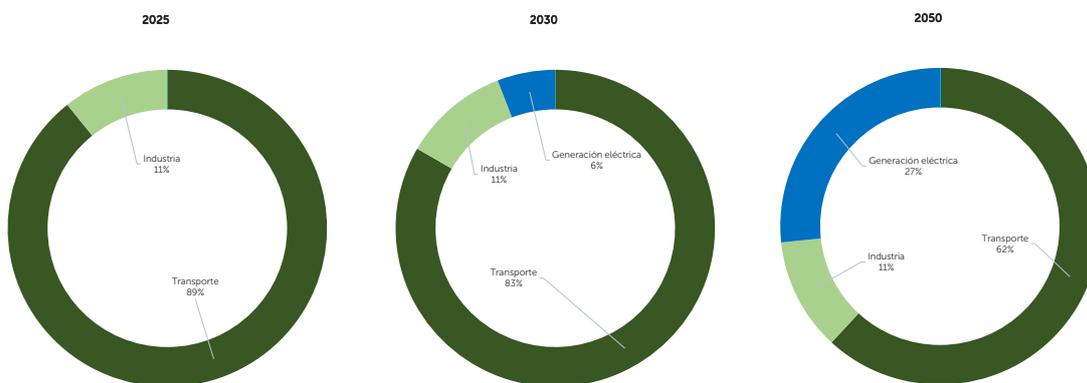
Si bien para la subregión de América Central, se consideró la producción y el consumo de hidrógeno verde en los sectores del transporte, de la industria y de la generación eléctrica, no se previeron exportaciones de este vector energético a mercados extrarregionales. Bajo estas circunstancias, la producción requerida de hidrógeno verde al año 2050 sería de 2.5 Mtep, de los cuales el 62 % iría al sector transporte, el 11 % a la industria y el 27 % a la generación eléctrica. Ver figuras 89 y 90.

Figura No. 89 Proyección de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 90 Estructura de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, América Central

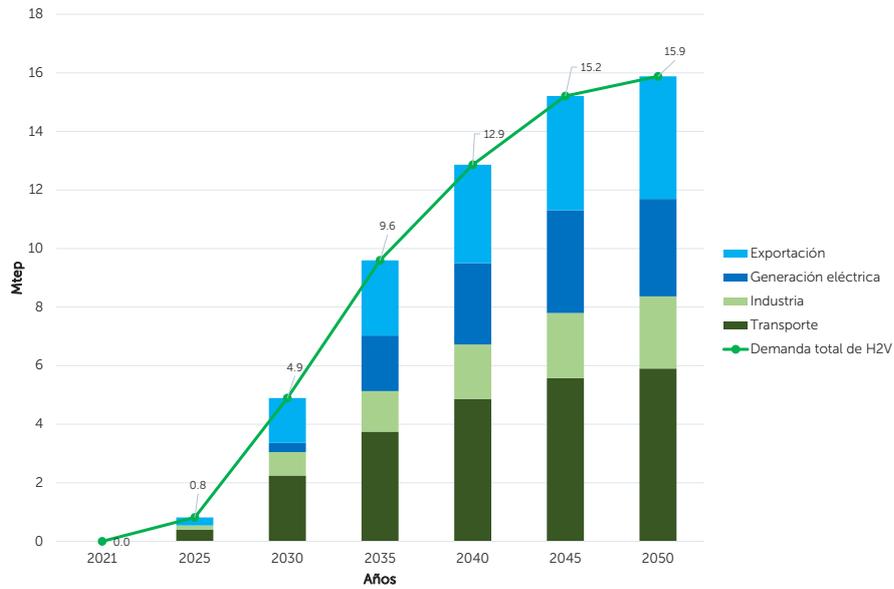


Fuente: Elaboración propia.

7.4 Zona Andina

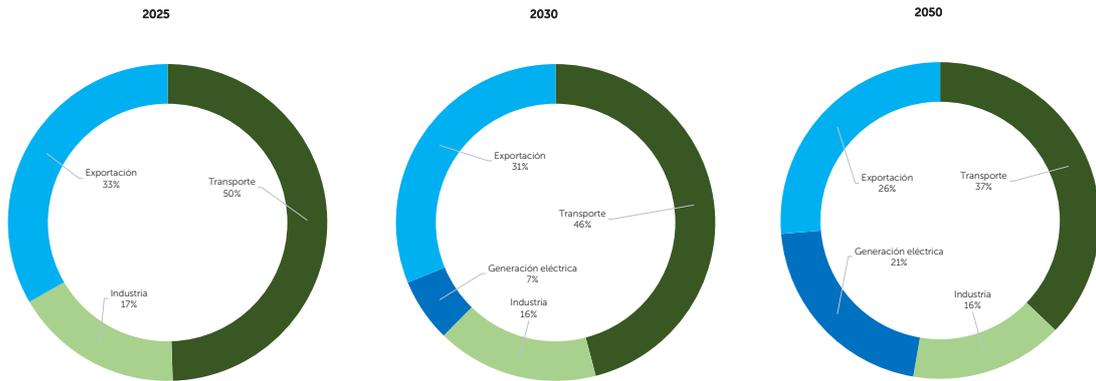
La Zona Andina, es después de Brasil, la subregión con mayor potencial hidroenergético en la región, además de disponer también de otros recursos renovables importantes como el eólico, el solar y el bioenergético, lo que favorecería la producción de hidrógeno verde, para consumo interno y también para exportarlo a mercados extrarregionales. Bajo estas consideraciones, de acuerdo a los resultados del escenario Pro NET-0, esta subregión alcanzaría al 2050 una producción de 15.9 Mtep de hidrógeno verde, destinados en un 37 % al sector transporte, en un 16 % a la industria, en un 21 % a la generación eléctrica y el 26 % restante a la exportación. Ver figuras 91 y 92.

Figura No. 91 Proyección de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 92 Estructura de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Zona Andina

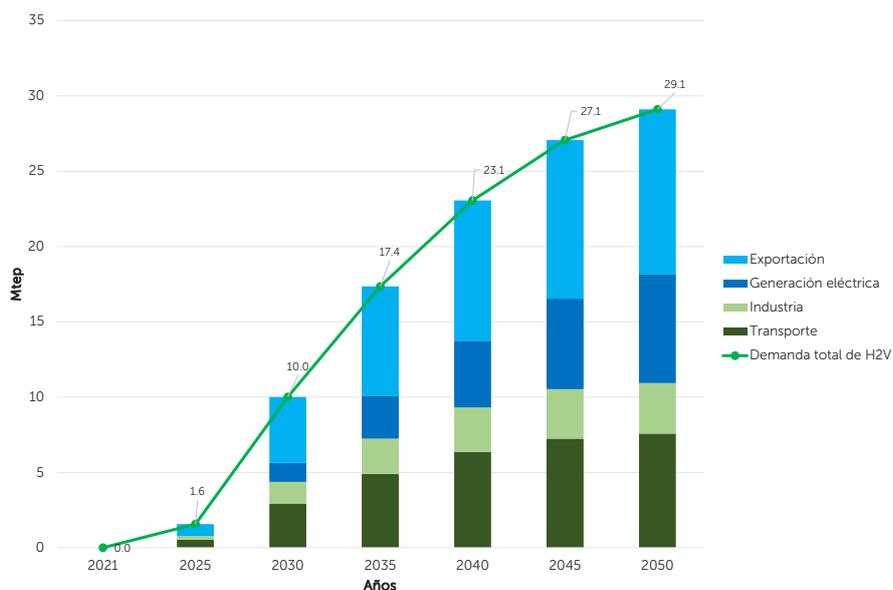


Fuente: Elaboración propia.

7.5 Cono Sur

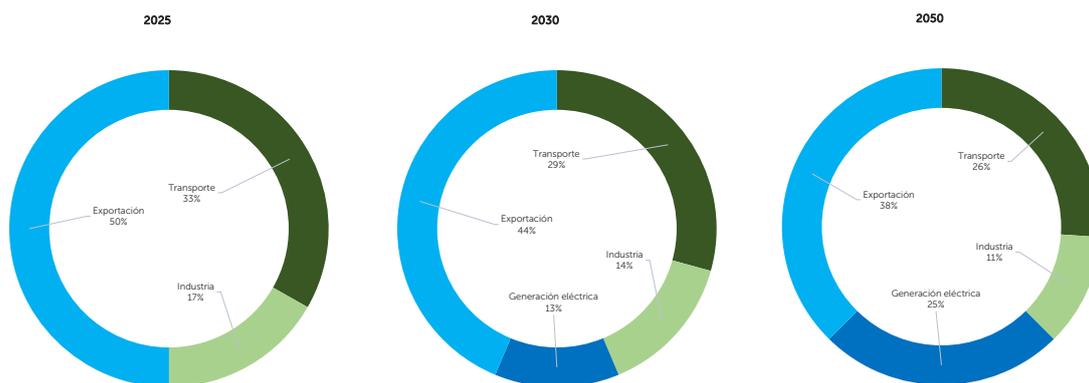
En el Cono Sur, se encuentran concentrados el mayor número de proyectos de producción de hidrógeno verde, principalmente en Chile y Argentina. Siendo los abundantes potenciales de energía solar y eólica con los que cuenta esta subregión los que sustentan la mayoría de estos proyectos. Tomado en cuenta que Chile tiene la expectativa de convertirse en el productor y exportador del hidrógeno verde más barato del mundo, en el escenario Pro NET-0 se consideró un importante volumen de exportación de este vector energético a mercados extrarregionales desde esta subregión. Así la producción de hidrógeno verde al año 2050, requerida para cubrir la demanda interna y las exportaciones asciende a 29.1 Mtep de los cuales el 26 % iría al sector transporte, el 11 % a la industria, el 25 % a la generación eléctrica y el 38 % estaría destinada a la exportación. Ver figuras 93 y 94.

Figura No. 93 Proyección de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 94 Estructura de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Cono Sur

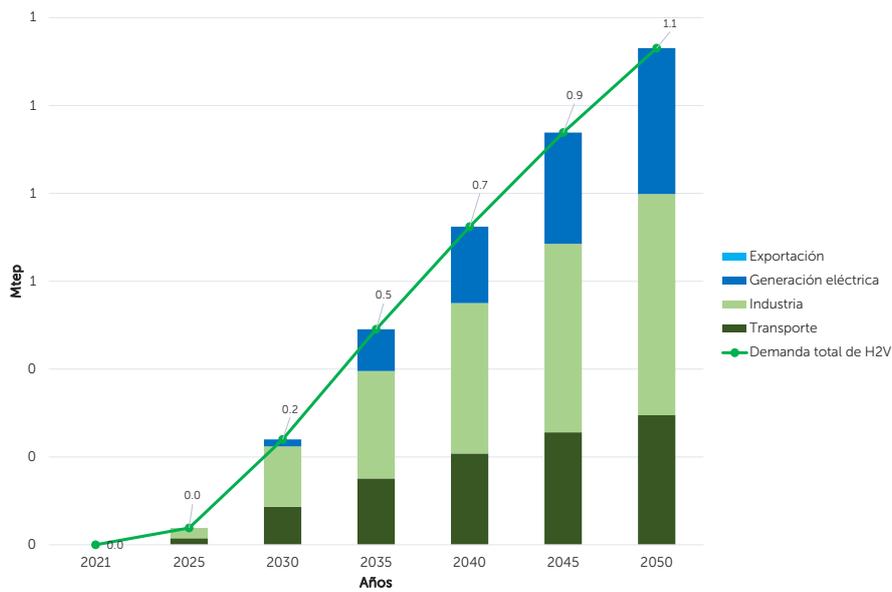


Fuente: Elaboración propia.

7.6 Caribe

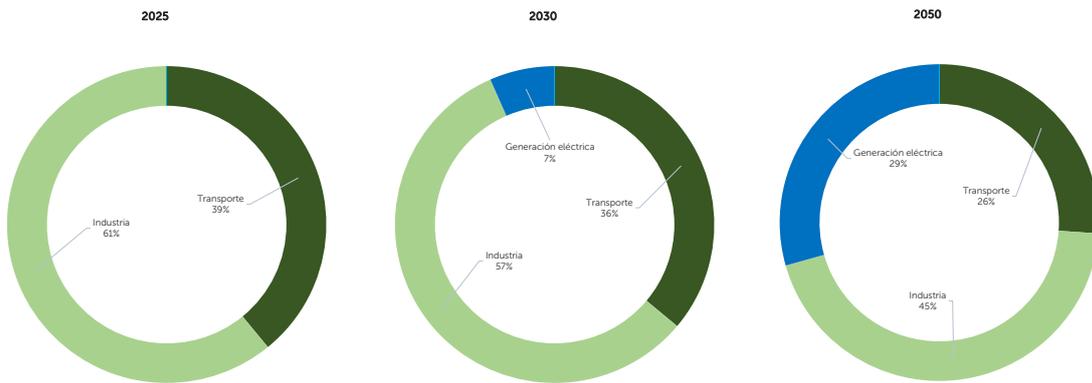
Para la subregión del Caribe, si bien se consideró la penetración de hidrógeno verde en los sectores del transporte, la industria y la generación eléctrica, no se consideraron exportaciones, debido a los relativamente menores potenciales con que cuenta esta subregión de recursos energéticos renovables. En estas condiciones, la producción requerida para cubrir la demanda de hidrógeno verde al año 2050, sería de 1.1 Mtep de los cuales el 26 % estaría destinado al transporte, el 45 % a la industria y el 29 % restante a la generación eléctrica. Ver figuras 95 y 96.

Figura No. 95 Proyección de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 96 Estructura de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, Caribe

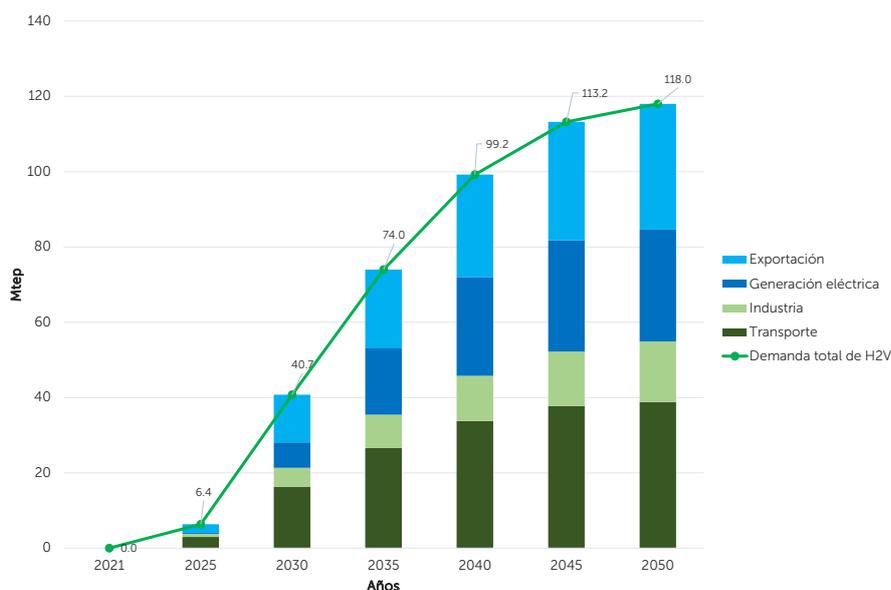


Fuente: Elaboración propia.

7.7 América Latina y el Caribe (ALC)

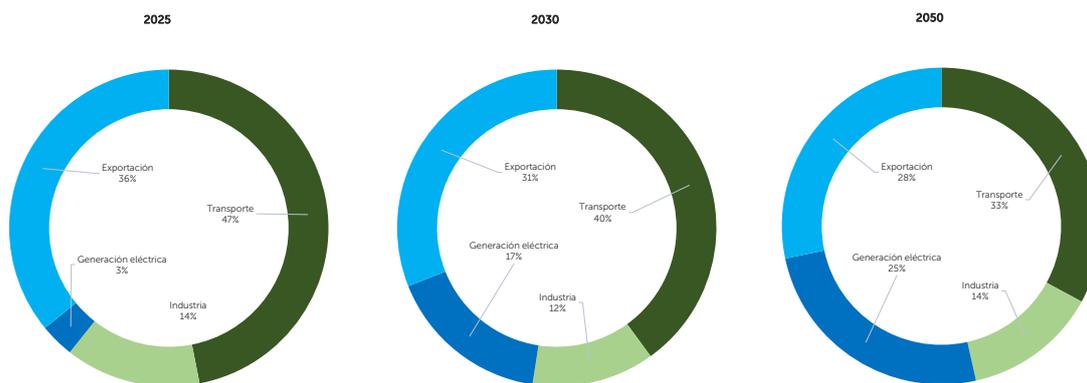
En cuanto a la región integral de ALC, la demanda total de hidrógeno verde en el año 2050 llegaría a los 118 Mtep la cual estaría distribuida en un 33 % en el sector transporte, en el 14 % en la industria, en 25 % en el sector de generación eléctrica y el 28 % restante correspondería a la exportación de este vector energético. Ver figuras 97 y 98.

Figura No. 97 Proyección de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 98 Estructura de la demanda de hidrógeno verde, escenario Pro NET-0, ALC



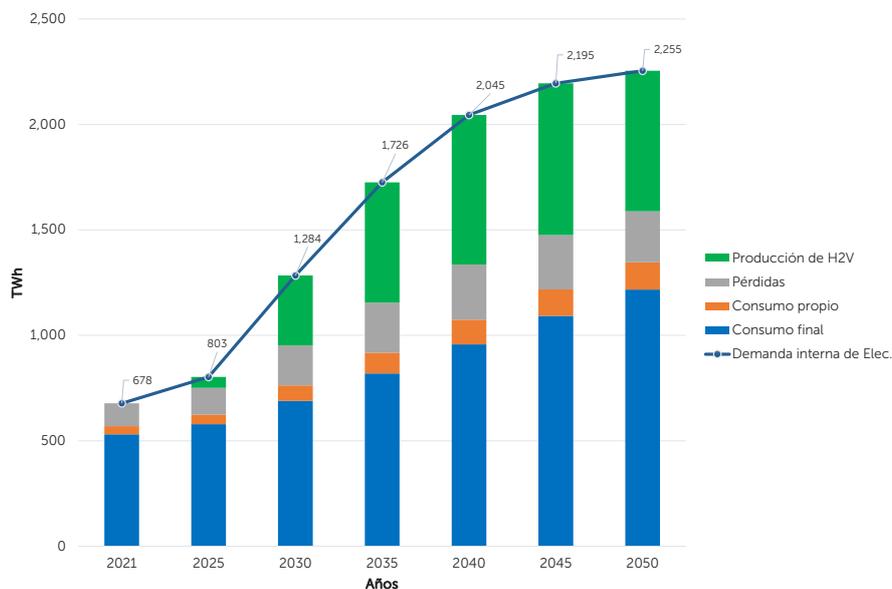
Fuente: Elaboración propia.

8. DEMANDA DE ELECTRICIDAD PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

8.1 Brasil

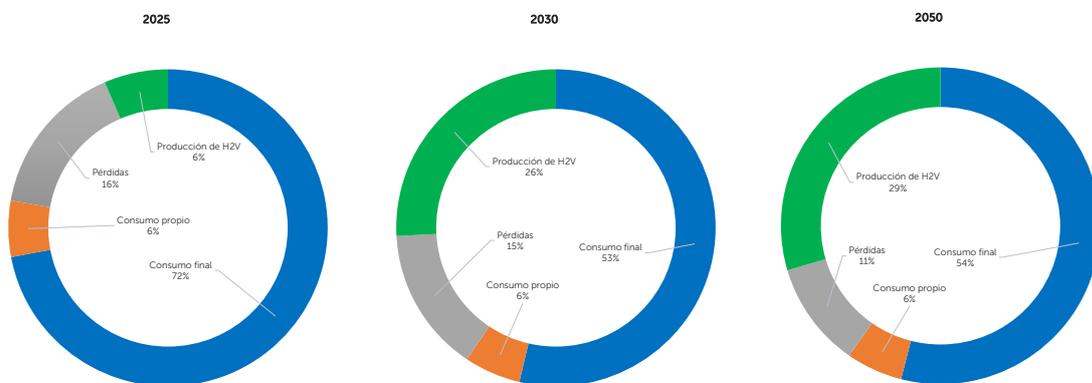
En Brasil, la demanda interna total de electricidad en el año 2050, alcanzaría los 2,255 TWh, de los cuales el 29 % correspondería al consumo de la industria de producción del hidrógeno verde y el 71 % restante a los sectores de consumo final, al consumo propio y a las pérdidas. Ver figuras 99 y 100.

Figura No. 99 Proyección de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Brasil



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 100 Estructura de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Brasil

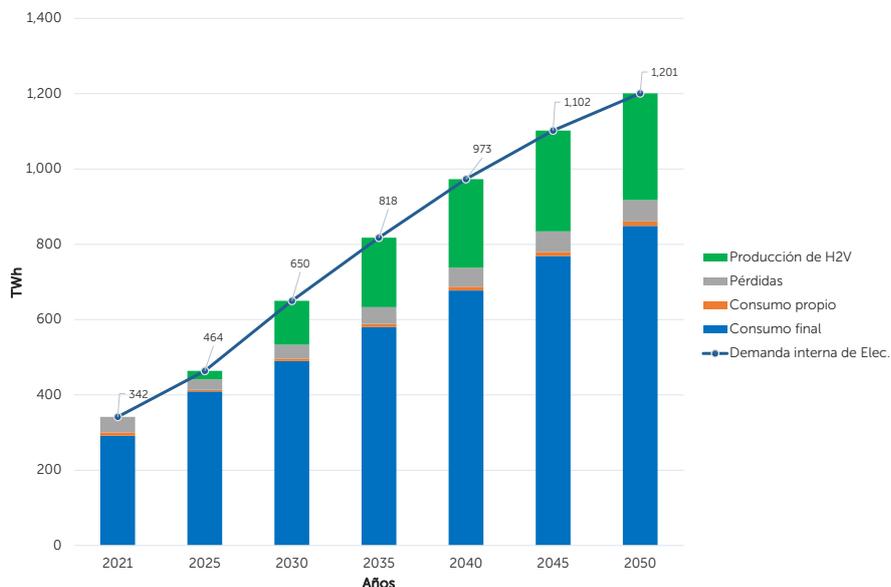


Fuente: Elaboración propia.

8.2 México

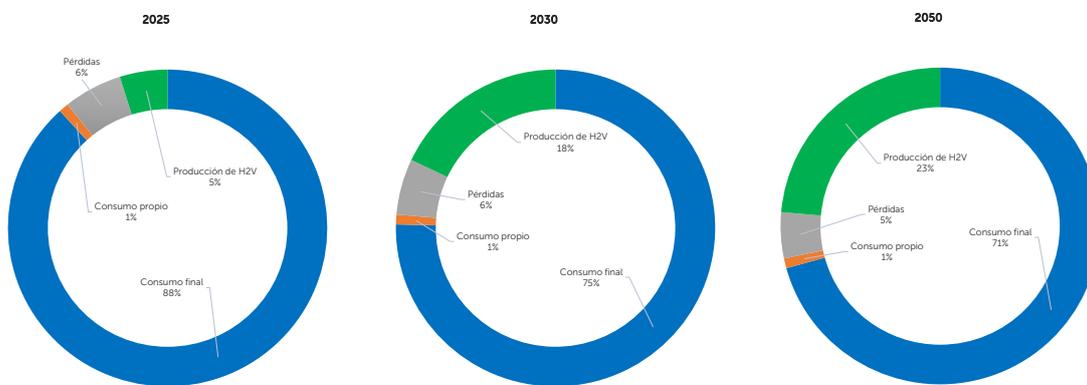
En México de una demanda eléctrica interna total de 1,201 TWh proyectada para el año 2050, el 23 % correspondería al consumo de energía para la producción del hidrógeno verde. Ver figuras 101 y 102.

Figura No. 101 Proyección de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, México



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 102 Estructura de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, México

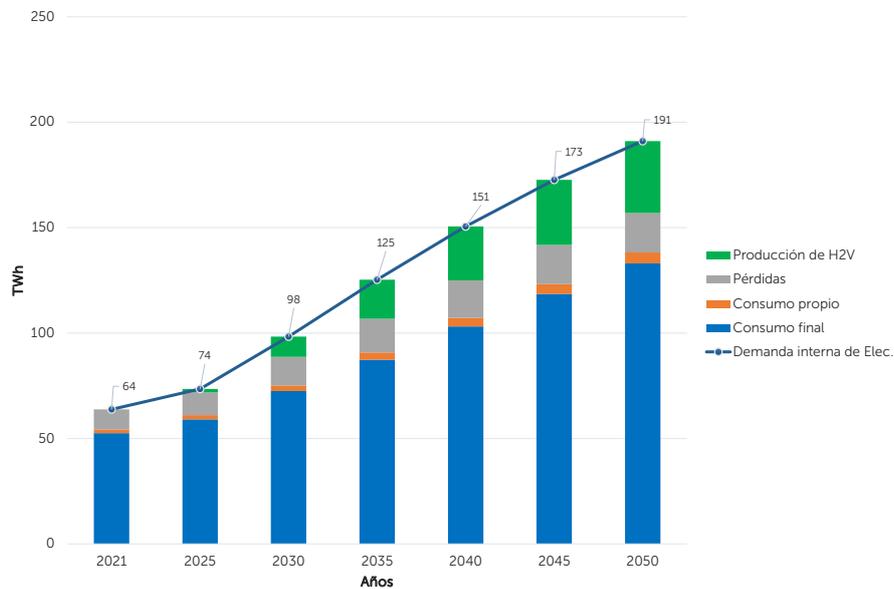


Fuente: Elaboración propia.

8.3 América Central

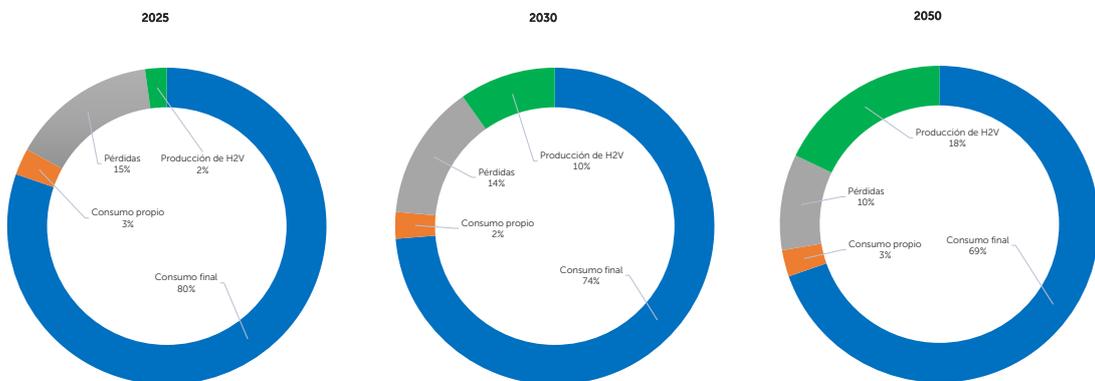
La subregión de América Central demandaría al 2050, 191 TWh de energía eléctrica, de los cuales un 18 % serían destinados a la producción del hidrógeno verde. Ver figuras 103 y 104.

Figura No. 103 Proyección de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, América Central



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 104 Estructura de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, América Central

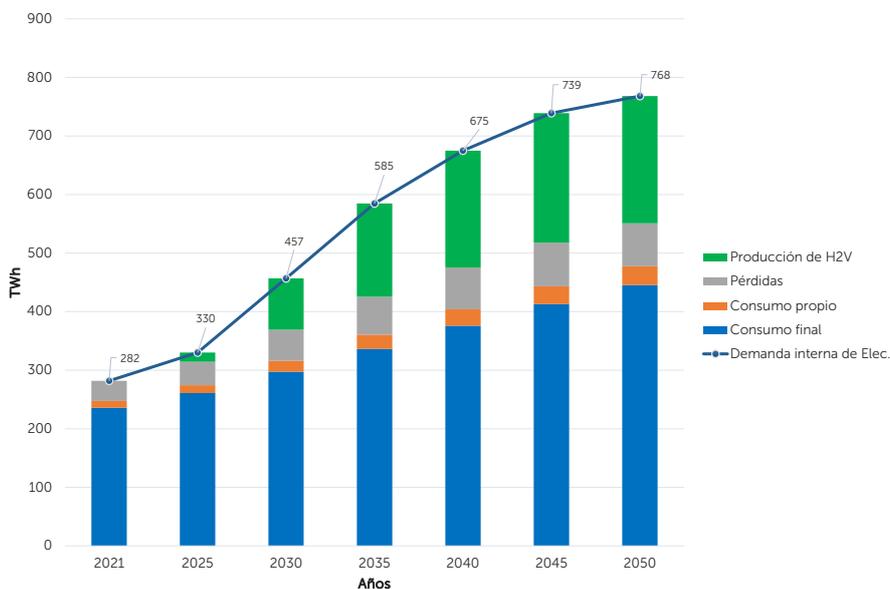


Fuente: Elaboración propia.

8.4 Zona Andina

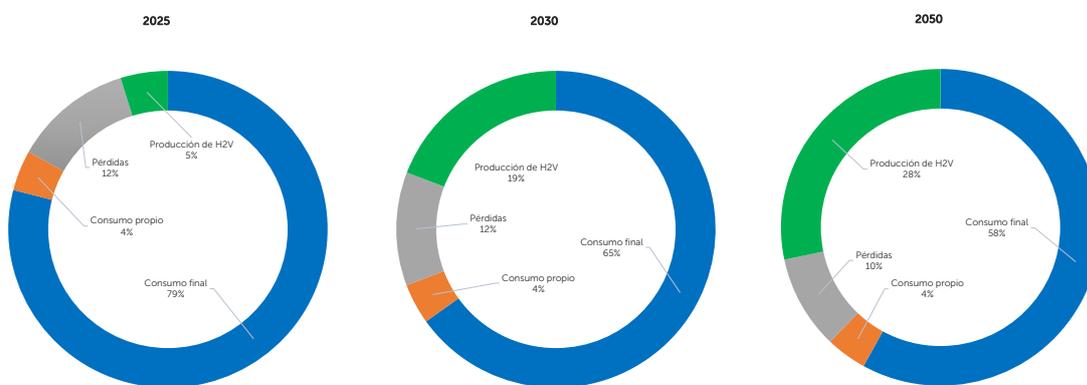
De una demanda interna total en la Zona Andina de 768 TWh de electricidad en el año 2050, un 28 % correspondería a los requerimientos de energía para la producción de hidrogeno verde. Ver figuras 105 y 106.

Figura No. 105 Proyección de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Zona Andina



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 106 Estructura de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Zona Andina

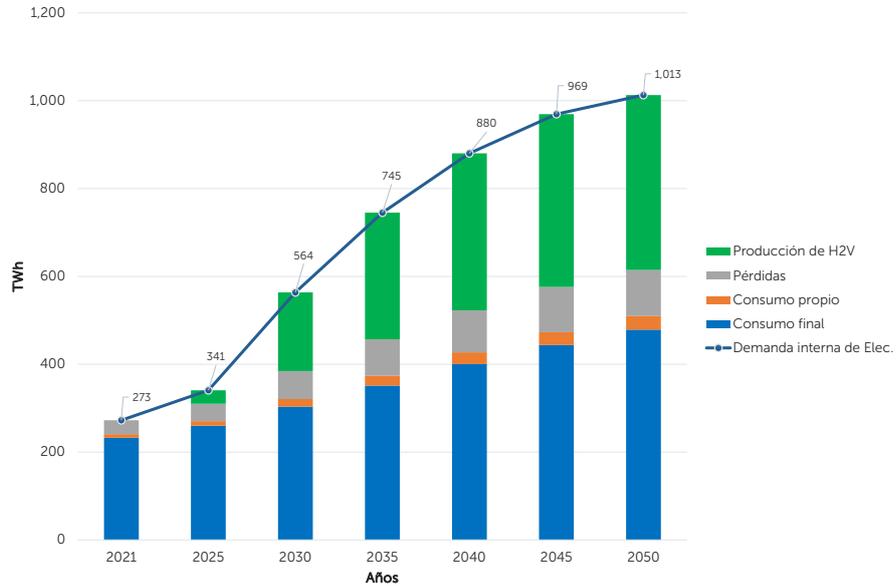


Fuente: Elaboración propia.

8.5 Cono Sur

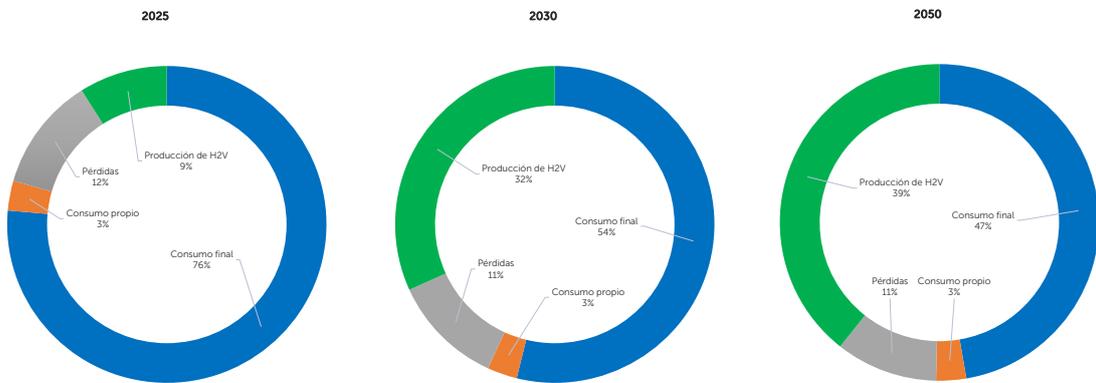
En el Cono Sur al 2050, el 39 % de la electricidad requerida internamente, corresponde a la industria de producción de hidrógeno verde. Ver figuras 107 y 108.

Figura No. 107 Proyección de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Cono Sur



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 108 Estructura de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Cono Sur

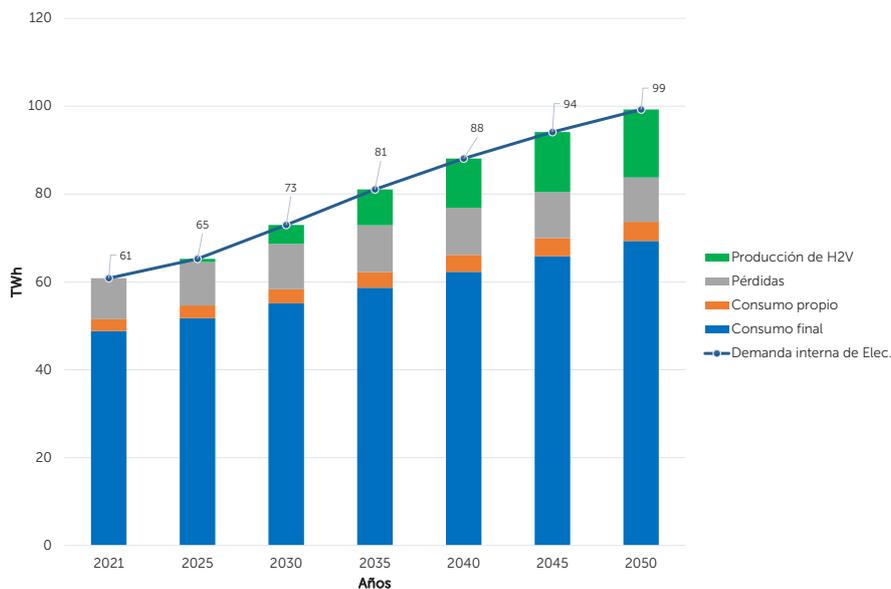


Fuente: Elaboración propia.

8.6 Caribe

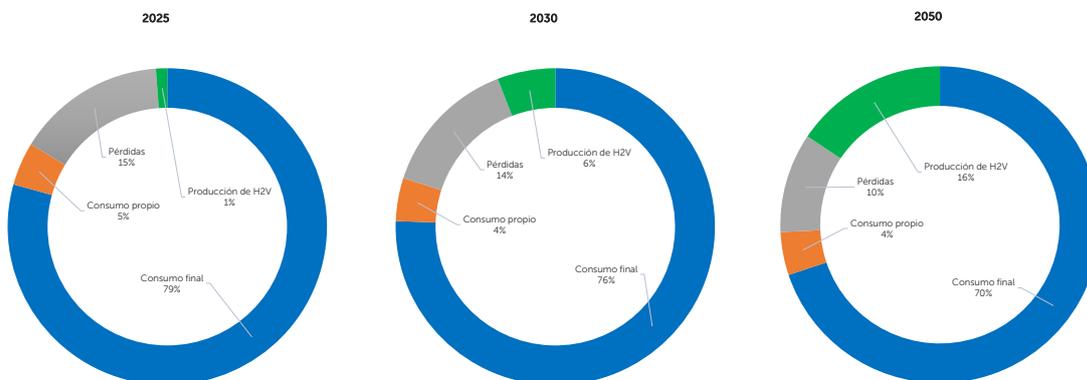
El Caribe, es la subregión en la cual la energía requerida para la producción de hidrógeno verde presenta la menor participación en la demanda interna de electricidad, en comparación con las demás subregiones analizadas, alcanzando al 2050, un 16 %. Ver figuras 109 y 110.

Figura No. 109 Proyección de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Caribe



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 110 Estructura de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, Caribe

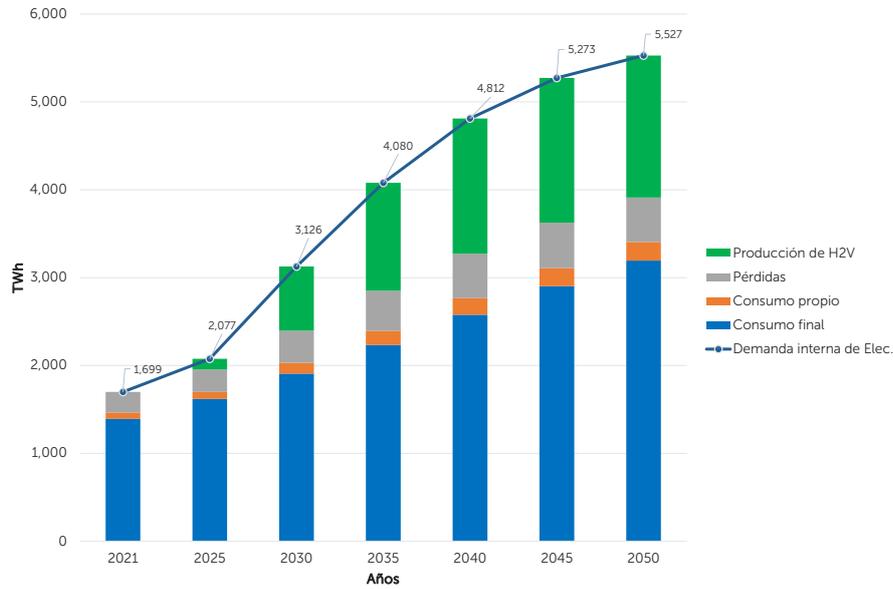


Fuente: Elaboración propia.

8.7 América Latina y el Caribe (ALC)

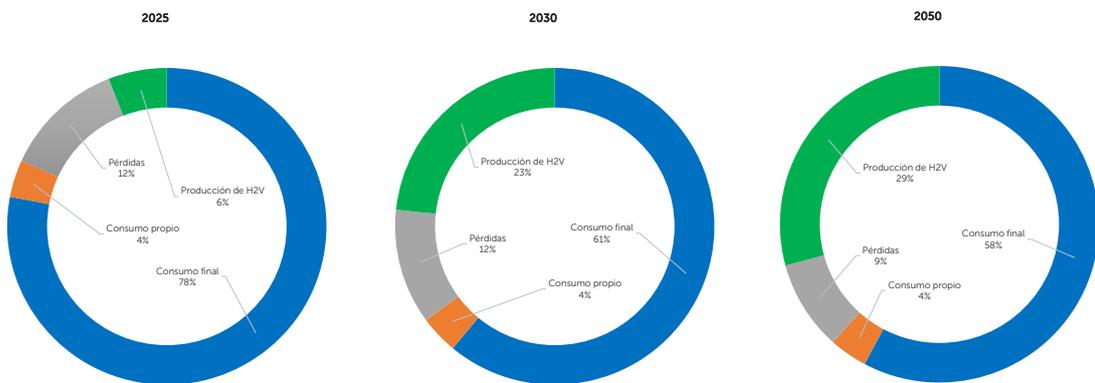
En la región integral de ALC, la energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno verde representa en el año 2050, 29 % de la demanda interna de electricidad, es decir que cerca de la tercera parte de toda la electricidad generada en la región estaría destinada a abastecer la demanda de esta nueva industria. Ver figuras 111 y 112.

Figura No. 111 Proyección de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 112 Estructura de la demanda interna de electricidad, escenario Pro NET-0, ALC



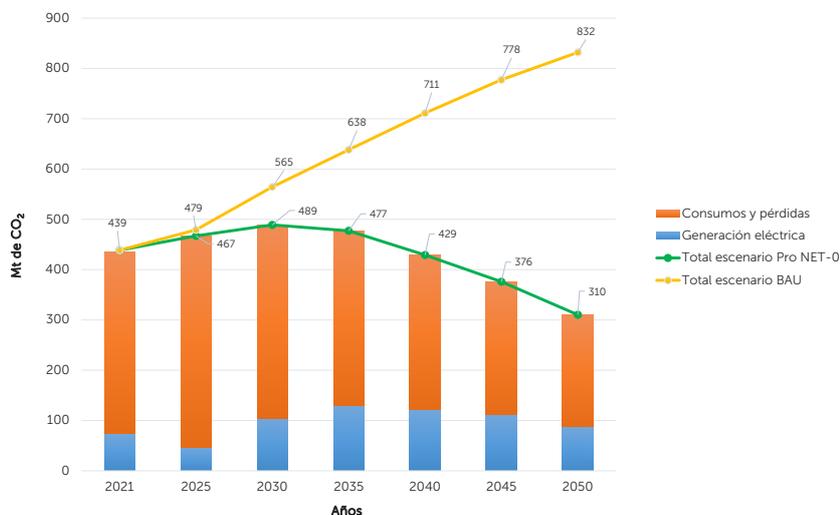
Fuente: Elaboración propia.

9. EMISIONES DE CO₂ DEL SECTOR ENERGÉTICO

9.1 Brasil

Bajo las premisas del escenario Pro Net-0, Brasil lograría una importante reducción de sus emisiones de CO₂ provenientes del sector energético de un 32 % acumulado en todo el período de proyección y de un 63 % en el año 2050, con respecto a lo proyectado en el escenario BAU. Incluso en el año 2050, en este escenario de descarbonización, las emisiones de CO₂, resultan ser 29 % menores a las del año base. Ver figura 113.

Figura No. 113 Proyección de las emisiones de CO₂, escenario Pro NET-0, Brasil

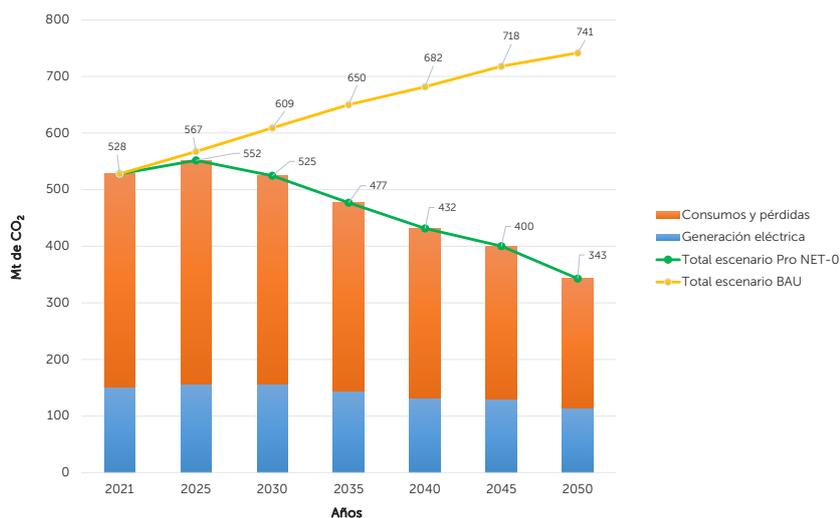


Fuente: Elaboración propia.

9.2 México

Las emisiones de CO₂ del sector energético de México experimentarían una reducción del 28 % en sus valores acumulados durante todo el período de proyección y del 54 % en el año 2050, respecto a lo proyectado en el escenario BAU. Con respecto al año base, las emisiones en el año 2050 serían un 35 % menores. Ver figura 114.

Figura No. 114 Proyección de las emisiones de CO₂, escenario Pro NET-0, México

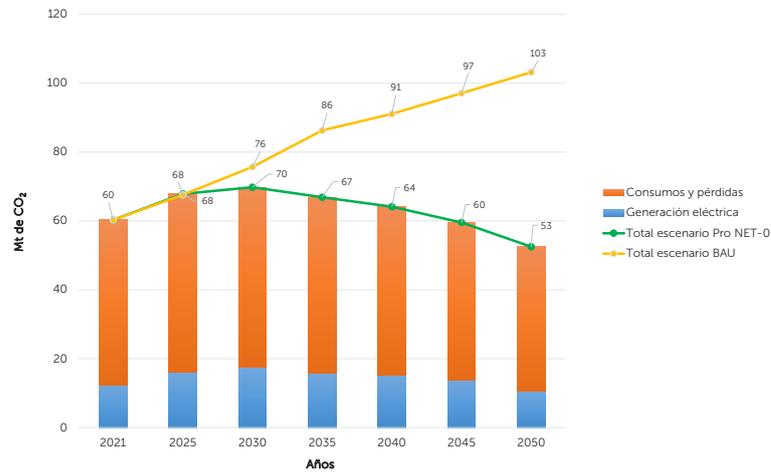


Fuente: Elaboración propia.

9.3 América Central

En América Central, las emisiones de CO₂ del sector energético, acumuladas durante todo el período de proyección, en el escenario Pro Net-0, registran una reducción del 24 % respecto a lo proyectado en el escenario BAU. Mientras que las proyectadas para el año 2050 resultan ser 49 % menores a las del escenario BAU para ese mismo año y un 13 % menores a las registradas para el año 2021. Ver figura 115.

Figura No. 115 Proyección de las emisiones de CO₂, escenario Pro NET-0, América Central

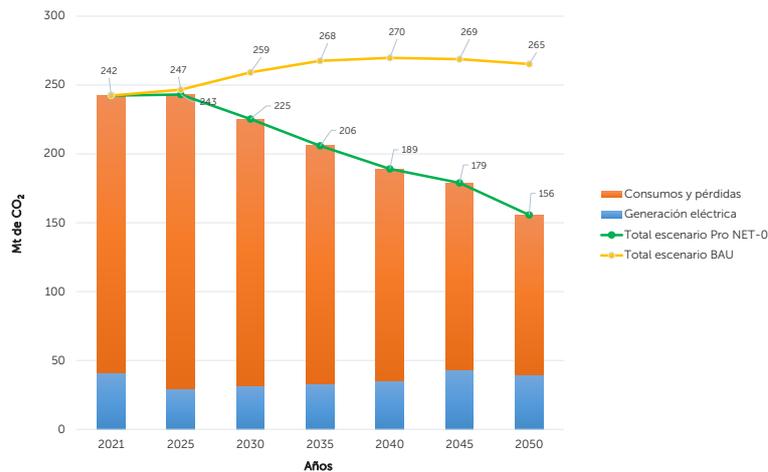


Fuente: Elaboración propia.

9.4 Zona Andina

En la Zona Andina se observa que, en términos acumulados existe una reducción neta del 21 % de en el escenario Pro Net-0, respecto a lo proyectado en el escenario BAU y las emisiones en el año 2050, son 41 % menores a las del escenario BAU para ese mismo año y 36 % menores a las correspondientes al año base.

Figura No. 116 Proyección de las emisiones de CO₂, escenario Pro NET-0, Zona Andina

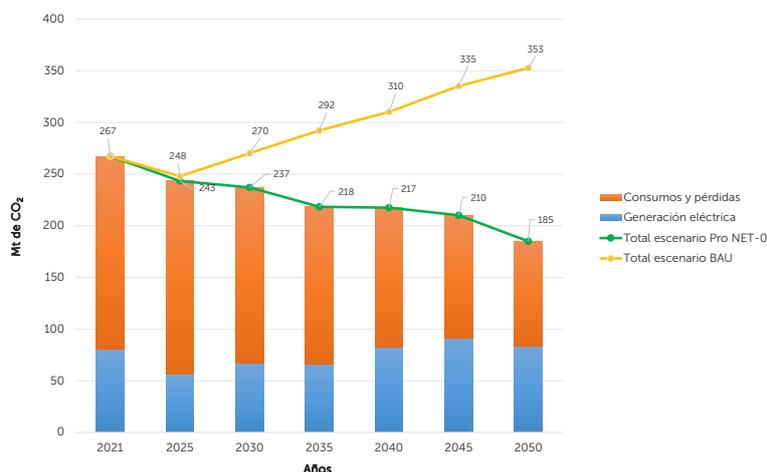


Fuente: Elaboración propia.

9.5 Cono Sur

Las emisiones de CO₂ provenientes del sector energético del Cono Sur, presentan una reducción importante de tal manera que, en valores acumulados durante todo el período de proyección, las emisiones en el escenario Pro Net-0, resultan ser 24 % menores a las proyectadas en el escenario BAU y al año 2050, 48 % menores a las del escenario BAU para ese mismo año. Además, las emisiones en el año 2050 son 31 % menores a las registradas en el año base.

Figura No. 117 Proyección de las emisiones de CO₂, escenario Pro NET-0, Cono Sur

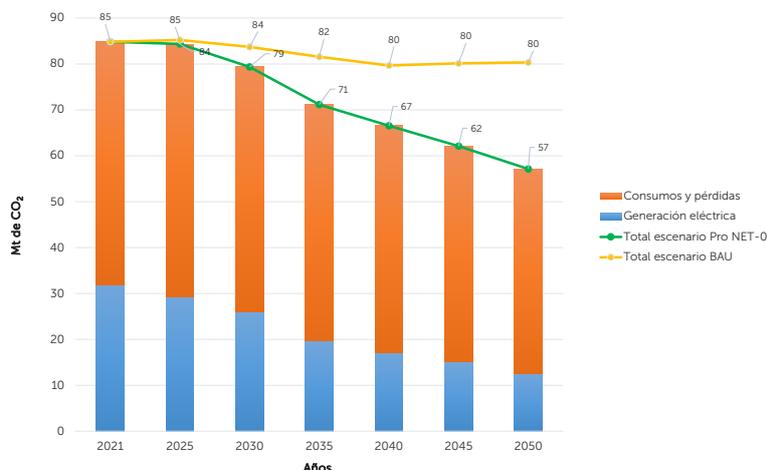


Fuente: Elaboración propia.

9.6 Caribe

En la subregión del Caribe, incluso en el escenario BAU ya se contempla una pequeña reducción de emisiones de CO₂ provenientes del sector energético, lo que se acentúa en el escenario Pro Net-0, con una reducción en valores acumulados durante todo el período de proyección del 12 % respecto a lo proyectado en el escenario BAU, una reducción del 29 % de las emisiones anuales del 2050, en relación a lo proyectado en el escenario BAU para ese mismo año y del 33 % en comparación al año base. Tanto en los sectores de consumo energético, como en el sector de generación eléctrica la reducción de emisiones en esta subregión es continua durante todo el período de proyección. Ver figura 118.

Figura No. 118 Proyección de las emisiones de CO₂, escenario Pro NET-0, Caribe

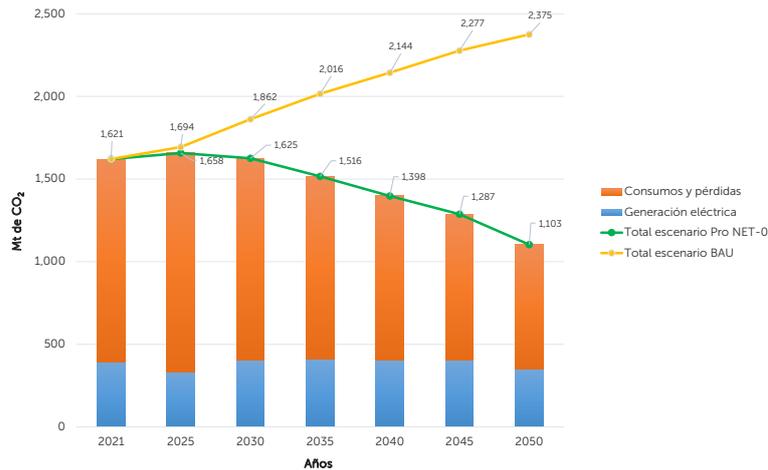


Fuente: Elaboración propia.

9.7 América Latina y el Caribe (ALC)

Como resultado del comportamiento de las emisiones de CO₂ en las 6 subregiones analizadas, para ALC se observa que en el escenario Pro NET-0 se espera un ligero incremento de emisiones hasta el año 2025 para luego empezar una reducción continua hasta el final del período de proyección, llegando al año 2050 con un valor 54 % menor al proyectado en el escenario BAU y 32 % menor al correspondiente al año base. La reducción total de emisiones de CO₂ acumulada durante el período de proyección, en el escenario Pro NET-0 con relación al escenario de referencia para ALC es del 27 %. Ver figura 119.

Figura No. 119 Proyección de las emisiones de CO₂, escenario Pro NET-0, ALC



Fuente: Elaboración propia.

10. CONCLUSIONES

No cabe duda que la región de América Latina y el Caribe cuenta con los recursos energéticos limpios convencionales y no convencionales necesarios para emprender en una estrategia acelerada de diversificación de su matriz energética, de tal manera de desplazar el uso de las fuentes fósiles más contaminantes y contribuir eficazmente desde este sector, a los objetivos de descarbonización de sus economías y de carbono neutralidad al año 2050. Sin embargo, esta estrategia involucra desafíos de diferente índole dependiendo de cada país o subregión, relacionadas con su situación geográfica, del tamaño de su territorio, del tamaño de su economía y de los potenciales técnica y económicamente aprovechables de sus fuentes renovables.

Como ya se había observado en ejercicios prospectivos anteriores, al modelar la mayor electrificación de los usos finales de la energía y la mayor penetración de fuentes renovables tanto en los sectores de consumo final como de generación eléctrica, tales como la hidroenergía, la energía eólica, la energía solar, la bioenergía, la geotermia e incluso el hidrógeno verde, esta estrategia requiere de una expansión muy importante de las capacidades actuales de abastecimiento, para cubrir el vertiginoso crecimiento de la demanda que se daría de este tipo de fuentes. Esto se vuelve mucho más radical si además de la demanda interna se considera, como en la actual prospectiva, la posibilidad de exportar esta energía renovable en grandes cantidades a mercados extrarregionales mediante el uso del hidrógeno verde como portador energético. Por ejemplo, en términos de capacidad instalada de generación eléctrica, para el escenario de descarbonización acelerada Pro NET-0, se requeriría instalar entre 2021 y 2050, alrededor de 1,000 GW adicionales de capacidad de generación renovable, cantidad equivalente al doble de la capacidad instalada total con la que actualmente cuenta la región y una generación renovable de 4,469 TWh equivalente a casi el triple de la generación total actual de electricidad en ALC.

Otro aspecto que vale la pena resaltar, es el porcentaje de la oferta total de electricidad que habría que destinar a la industria de producción de hidrógeno verde para fines tanto de consumo interno como de exportación, el cual se acerca al 30 %, lo que es casi igual a toda la generación actual de electricidad en la región.

También es necesario considerar que, asociada a toda esta oferta adicional de energía renovable, se encuentran los requerimientos de infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución, dependiendo de la fuente. Por ejemplo, en el caso de la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final, habría que expandir y reforzar los sistemas de transmisión y distribución, en el caso del hidrógeno verde, para abastecer la demanda interna y las exportaciones, es necesario implementar la infraestructura de almacenamiento, transporte, distribución y portuaria para el manejo de la cadena de valor de este nuevo portador energético.

Cabe destacar que en todas las subregiones analizadas el gas natural juega un papel muy importante en la transición del sector energético, ubicándose en el final del período de proyección como una de las fuentes de energía de mayor demanda interna en la región de ALC, inclusive en un escenario de descarbonización acelerada del sector.

Como conclusión y recomendación final es que los países deben considerar en sus estrategias de descarbonización del sector energético a largo plazo, todas las implicaciones técnicas, económicas, financieras, sociales y ambientales de la expansión requerida en las diferentes cadenas de abastecimiento, con sus respectivas oportunidades y desafíos.



The image features a laptop with an open book resting on its keyboard. The laptop screen displays a bokeh effect of colorful lights in shades of blue, purple, and white. The background is composed of several overlapping, semi-transparent geometric shapes in shades of white, light gray, and dark blue, creating a modern, layered aesthetic. The text 'Anexos y bibliografía' is positioned in the lower-left quadrant of the image.

Anexos y bibliografía

Acesol	Asociación Chilena de Energía Solar
AFD	Agencia Financiera de Desarrollo
ALC	América Latina y el Caribe
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
APP	Asociación Público - Privada
ARCAL	Acuerdo Regional de Cooperación para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nucleares en América Latina y el Caribe
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BCS	Biocombustibles Sólidos
BEN	Balance Energético Nacional
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CCEE	Cámara de Comercio de Electricidad
CDE	Cuenta de Desarrollo Energética
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CIDEL	Congreso Internacional de Distribución eléctrica Argentina
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CREF	Foro de Energía Renovable del Caribe
EEPGL	Esso Exploration and Production Guyana Limited
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
ENBpar	Empresa Brasileira de Participaciones en Energía Nuclear y Binacional S.A.
EPE	Empresa de Investigación Energética
ERCAP	Resiliencia energética para la adaptación al clima

FEPP	Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
Fonadin	Fondo Nacional de Infraestructura
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
GCT	Impuesto General al Consumo
GECF	Foro de Países Exportadores de Gas
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
INB	Industrias Nucleares de Brasil S.A
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
IVA	Impuesto de Valor Agregado
JPS	Fundación del Servicio Público de Jamaica
LATARC	Conferencia de Refinación de América Latina
LATU	Laboratorio Tecnológico del Uruguay
LCA	Evaluación del Ciclo de Vida
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
Minciencias	Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MLC	Mercado Libre de Cambios
MME	Ministerio de Minas y Energía
NDC	Contribución Nacional Determinada

NDC	Contribución Determinada a Nivel Nacional
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONU	Organización de las naciones unidas
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PAI	Plan de Acción Indicativo
PAMUPE	Programa de Auto Sostenibilidad Mediante Usos Productivos de la Electricidad
PAP	Programa Anual de Promociones
PDE	Plan Decenal de Expansión Energética
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PERS	Programa Social de Energías Renovables
PEVD	Programa de Electrificación para Vivir con Dignidad
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte
PLEA	Museo de la Nacionalización de los Hidrocarburos en la Planta de El Alto
P-MUS	Política Nacional de Movilidad Urbana Sostenible
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNH2	Programa Nacional de Hidrógeno
PPI	Índice de Precios al Productor
PPL	Licencia de Producción de Petróleo
PPS	Proceso Público de Selección
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo a las fuentes alternativas de Energía Eléctrica
RADPIGN	Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural
RADPIP	Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo
Red LACE	Red Latinoamericana de Ciudades Energéticas
REIF	Fondo de Innovación en Energías Renovables
RIAIC	Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles

RPEPNIH	Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera
RTCA	Reglamento Técnico Centroamericano
SADI	Sistema Argentino de Interconexión Eléctrico
SAEB	Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías
SCEE	Sistema de Compensación de Energía Eléctrica
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
Sidac	Sistema de Información sobre el Desempeño Ambiental de la Construcción
sieLAC	Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SIMEM	Sistema de Información del Mercado Mayorista
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
TEJ	Programa de Transición Energética Justa
TuVE	Tu Vehículo Eléctrico
Udea	Usina para el Desarrollo Energético Argentino
UNIGE	Universidad de Génova
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
UTE	Unidades de Trabajo para la Exploración
WiN	Nacional de Women in Nuclear
YLB	Yacimientos de Litio Bolivianos
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
ZNI	Zonas No Interconectadas
CENCE	Centro Nacional de Control de Electricidad
CFE	Comisión Federal de Electricidad

ASOMOVEL	Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica

bbl / día	Barriles americanos por día
bep	Barriles equivalentes de petróleo
bep / día	Barriles equivalentes de petróleo por día
BTU	Unidad Térmica Británica
CO₂	Dióxido de carbono
Gm³	Miles de millones de metros cúbicos
GOR	Relación gas-petróleo
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
GWh / año	Gigavatio hora por año
ha	Hectárea
hab. / m²	Habitantes por metro cuadrado
kdbl / día	Miles de barriles por día
kep	Kilogramo equivalente de petróleo
kep / USD	Kilogramo equivalente de petróleo por dólar americano
kep / USD 2011 PPA	Kilogramo equivalente de petróleo por dólares americanos a precios constantes 2011 (Paridad del Poder Adquisitivo)
kg CO₂ / día	Kilogramos de dióxido de carbono por día
km	Kilómetro
km²	Kilómetro cuadrado
kt	Miles de toneladas métricas
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
kWh / día	Kilovatio hora por día
kWh / mes	Kilovatio hora por mes

m	Metro
m²	Metros cuadrados
m³	Metros cúbicos
Mbbl	Millones de barriles americanos
Mbbl / día	Millones de barriles por día
Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
Mbpd	Barriles por día
mil hab.	Millones de habitantes
Mm³	Millones de metros cúbicos
Mm³ / día	Millones de metros cúbicos por día
Mpc	Millones de pies cúbicos
Mpcd	Millones de pies cúbicos diarios
Mpcpd	Millones de pies cúbicos promedio diarios
Mt	Millones de toneladas métricas
MtCO₂	Millones de toneladas de dióxido de carbono
MtCO₂eq	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MUSD	Millones de dólares americanos
MVA	Megavoltamperio
MW	Megavatio
MWe	Megavatio eléctrico
MWh	Megavatio hora
MWh / año	Megavatio hora por año
MWp	Megavatio pico
PIB	Producto Interno Bruto
PPA	Paridad del Poder Adquisitivo
R/P	Reservas Probadas / Producción

t	Tonelada métrica
t / hab.	Toneladas por habitante
TCF	Trillones de metros cúbicos
tCO₂	Toneladas de dióxido de carbono
tCO₂ / año	Toneladas de dióxido de carbono por año
tCO₂ / tep	Toneladas de dióxido de carbono por tonelada equivalente de petróleo
tCO₂eq	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
tep / hab.	Toneladas equivalente de petróleo por habitante
TM	Toneladas métricas
t / día	Toneladas por día
t / hora	Toneladas por hora
Tpc	Terapiés cúbicos
TWh	Teravatio hora
USD	Dolares Americanos
USD 2011 PPA	Dólares americanos a precios constantes 2011 (Paridad del Poder Adquisitivo)
W	Vatio

FACTORES DE CONVERSIÓN DE REFERENCIA USADOS POR LOS PAÍSES MIEMBROS DE OLADE (AÑO 2021)

Unidades Originales	bbbl	Mim ³	kt	kt	GWh	GWh	kg	kt	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diésel oil	Fuel oil	Coque	kt	kt	Alcohol
A: bep x 10 ³	Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Hydroenergía	Geotermia	Nuclear													
Argentina	1.0196	6.2127	5.1881	0.6197		110.1888	1.4916	0.6197	0.8934	0.8934	0.7010	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	5.0440		0.9096
Barbados	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Belize	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Bolivia	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.3417	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Brasil	1.0209	6.1969	3.4659	0.6197		532.5556	2.2338	0.6197	0.9022	0.9022	0.6999	0.9022	0.8212	0.8473	0.9561	4.9719	4.6548		0.5955
Chile	1.0551	6.6721	5.0440	0.6197			2.4002	0.6197	0.9366	0.9366	0.7624	0.9366	1.0300	1.0300	5.0000				
Colombia	1.0476	6.1359	4.9488	0.6196			2.9246	0.6196	0.9175	0.9175	0.6981	0.9175	0.8109	0.9760	0.9398	3.4593	4.6829		0.5826
Costa Rica	0.9940	6.3604	5.2630	0.6200	0.6200		3.0999	0.6200	0.8938	0.8938	0.6992	0.8938	0.9438	0.9937	1.0660	4.9392	4.8661		
Cuba	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Ecuador	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
El Salvador	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196	0.6196		2.5916	0.6196	0.8934	0.8934	0.7009	0.8934	0.9488	0.9916	1.0717	4.8998	4.8337		0.5980
Grenada	0.9929	5.9806	5.0439	0.6196	0.6196		2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Guatemala	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Guyana	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Haití	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Honduras	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Jamaica	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
México*	1.1002	7.1010	5.0520	0.6196	0.6196	652.4815	2.4948	0.6196	0.9667	0.9667	0.7152	0.9667	1.0140	1.0445	5.9447	4.9718			
Nicaragua	1.0059			0.6196	0.6197		2.3086	0.6197	0.8906	0.8906	0.6975	0.8906	0.9540	0.9857	1.0679	5.5009	2.7864		
Panamá	1.0015	5.9806	5.2630	0.6196			2.6940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.9100	4.6926		0.5980
Paraguay		5.0706		0.6197			2.5940	0.6196	0.8901	0.8901	0.6899	0.8901	0.9451	0.9907	1.0560	5.5969	5.0440		0.5957
Perú	0.9973	6.9749	5.0439	0.6197			2.5940	0.6197	0.8944	0.8944	0.6845	0.8944	0.9584	1.0593	1.0593	4.6115	4.7016		
República Dominicana	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8999	4.9724		
Suriname	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Trinidad y Tobago	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.8934	0.8934	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718		
Uruguay**	0.9641	5.9807	5.0440	0.6196			1.9455	0.6196	0.9008	0.9008	0.6778	0.9008	0.9535	0.9785	1.0605	4.8998	5.4042		0.5904
Venezuela	1.0391	7.3453	5.4029	0.6072			2.5219	0.6072	0.9990	0.9990	0.7361	0.9990	1.0650	1.1408	1.2058	5.0621	5.6252		

(*) El dato de gas natural corresponde al ponderado de producción.

(**) El dato de coque corresponde a coque de carbón.

IMPORTACIÓN CARBÓN MINERAL

Argentina	10 ³ ton =	5.1881	10 ³ bep
Brasil	10 ³ ton =	3.4573	10 ³ bep
Perú	10 ³ ton =	5.2601	10 ³ bep
Otros	10 ⁶ m ³	Gas de Refinería =	7.9261
	10 ⁶ m ³	Gas de Coquería =	3.0263
	10 ⁶ m ³	Gas de Alto Hornos =	0.6485
	10 ⁶ m ³	Gas de Ciudad =	2.8820
	10 ⁶ m ³	Biogás =	3.9630
	10 ⁶ m ³	Bagazo =	1.3114

TABLA DE CONVERSIONES PARA UNIDADES ENERGÉTICAS

	bep	tep	tec	Tcal	TJ	10 ³ BTU	MWh	kg GLP	m ³ Gas nat.	pc Gas nat.
bep	1	0.13878	0.1982593	0.00139	0.00581	5.524.86	1.61394	131.0616	167.2073	5.917.1598
tep	7.205649	1	1.4285868	0.01	0.04184	39.810.22	11.62952	944.3839	1.204.8371	42.636.9763
tec	5.04390	0.6999925	1	0.007	0.029288	27.866.85	8.14057	661.0616	843.3769	29.845.5621
Tcal	720.56490	100	142.85868	1	4.184	3.981.022	1162.9520	94.438.388	120.483.714	4.263.697.6
TJ	172.21914	23.900574	34.144044	0.2390057	1	951.487	277.95214	22.571.316	28.796.2988	1.019.048.19
10 ³ BTU	0.00018	2.51E-05	3.59E-05	2.51E-07	1.05E-06	1	0.00029	0.02372	0.030265	1.07101
MWh	0.61960	0.08559	0.1228	0.00086	0.0036	3.423.2	1	81.20577	103.6016	3.666.2722
kg GLP	0.00763	0.00106	0.001513	1.06E-05	4.43E-05	42.154696	0.0123144	1	1.2758	45.1479
m ³ Gas nat.	0.00598	0.00083	0.001186	8.30E-06	3.47E-05	33.041989	0.0096524	0.763827	1	35.3882
pc Gas nat.	0.00017	2.35E-05	3.35E-05	2.35E-07	9.81E-07	0.9337017	0.0002728	0.0221494	0.02825903	1

1bbbl GLP = 0.6701 bep

1m³ GLP = 552.4 kg

1pc = 0.028317 m³

Descripción resumida del modelo SAME

El SAME es un modelo de simulación de coeficientes técnicos, desarrollado por OLADE, que permite construir diferentes escenarios prospectivos de demanda y oferta de energía para un horizonte de estudio determinado.

Es muy versátil en el método de proyección pudiéndose generar de manera muy ágil escenarios tendenciales, evolutivos o de ruptura, permitiendo simular políticas de diversificación de la matriz de consumo final y de oferta de energía, medidas de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y programas de eficiencia energética.

Proporciona como parámetro de comparación entre los escenarios desarrollados, diversos indicadores energéticos, económicos y ambientales, como los siguientes:

- a) Índice de renovabilidad de la oferta de energía
- b) Índice de autarquía o suficiencia energética
- c) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz energética integral
- d) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz de generación eléctrica
- e) Costo nivelado de energía eléctrica
- f) Estructura del consumo de energía
- g) Estructura de la oferta total de energía
- h) Estructura de la matriz de generación eléctrica
- i) Balances energéticos proyectados
- j) Prospectiva de emisiones de GEI
- k) Prospectiva de la capacidad instalada de generación eléctrica y otra infraestructura de oferta energética
- l) Alcance de las reservas probadas de fuentes fósiles de energía
- m) Nivel de aprovechamiento de los potenciales de fuentes renovables de energía
- n) Proyección de los índices de eficiencia energética por uso final de la energía

Utilidad del Modelo

Entre otras aplicaciones del Modelo SAME se puede mencionar las siguientes:

- ⇒ Es ideal para diseñar y afinar políticas de desarrollo energético sostenible.
- ⇒ Permite actualizar estudios de prospectiva energética ante el cambio de premisas o de coyuntura exógena y endógena.
- ⇒ Construir escenarios exploratorios de futuros coherentes del sector energético.
- ⇒ Construir escenarios tipo roadmap o de anticipación.
- ⇒ Elaborar planes nacionales de desarrollo energético, tanto integrales como sectoriales.

- OLADE, Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe, sieLAC, 2023
<http://sielac.olade.org/>
- Banco Mundial, Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe, 2023
<https://www.bancomundial.org/es/publication/global-economic-prospects>
- IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2022
<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- OLADE, Panorama Energético de América Latina y el Caribe, 2022
<https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2021-2/>
- Lazard and Roland Berger, Lazard's, Levelized Cost of Storage analysis, version 7.0, 2021
<https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- MME/EPE, Brasil, Plan Decenal de Expansión de Energía 2031 (PDE 2031), 2022
<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- MME/EPE, Brasil, Plan Nacional de Energía 2050 (PNE 2050), 2020
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>
- SENER, México, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PROSEDEN) 2023-2037, 2023
<https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037>
- SENER, México, Prospectivas del Sector Energético 2018-2032, 2018
<https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>
- CEAC/GTPIR, Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica, 2017
https://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2017/09/Informe-GTPIR_2018-2035_310517.pdf
- UPME, Colombia, Plan de Expansión de Transmisión 2022 -2037 Preliminar, 2022
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2022/Plan_Transmision_2022-2034_V6_scc_31ago2022.pdf
- Ministerio de Minas y Energía/BID, Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, 2022
https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf
- COES, Perú, Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021 – 2030, 2020
<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG>
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador, Ajustes al Plan Maestro de Electricidad 2020-2031, 2021
<https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/08/Ajustes-tablas-PME.pdf>
- Ministerio de Energía, Chile, Carbono Neutralidad en el Sector de Energía, 2020
https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf
- Ministerio de Energía, Chile, Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, 2020
https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Ministerio de Energía, Chile, Hidrógeno Verde un Proyecto País, 2022
https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_hidrogeno_abril.pdf

- Secretaría de Energía, Argentina, Escenarios Energéticos 2030, 2019
https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf
- Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay, Prospectiva de la Demanda Energética 2018, 2018
<http://observatorio.miem.gub.uy/obs/prospectiva-de-la-demanda-energ%C3%A9tica-2018>
- Viceministerio de Minas y Energía, Paraguay, Informe Técnico - Prospectiva Energética 2050, 2019
https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2084&Itemid=796
- OLADE-MEM, Planificación de Inversiones en Generación Eléctrica de República Dominicana 2040, 2020
<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0454.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas/Comisión Nacional de Energía, República Dominicana, Plan Energético Nacional 2022-2036, 2022
<https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2022/08/Plan-Energetico-Nacional-WEB-2022.pdf>
- IDB, Challenges and Opportunities for de Energy Sector in Eastern Caribbean – Grenada Energy Dossier, 2015
<https://publications.iadb.org/publications/english/document/Challenges-and-Opportunities-for-the-Energy-Sector-in-the-Eastern-Caribbean-Grenada-Energy-Dossier.pdf>
- Government of the Cooperative Republic of Guyana, Update of the study on system Expansion of the Generation System, 2018
<https://nre.gov.gy/wp-content/uploads/2021/04/Update-of-the-study-on-system-Expansion-of-the-Generation-System-min.pdf>
- IDB, Achieving Sustainable Energy in Barbados: Energy Dossier, 2016
<https://publications.iadb.org/en/publication/12572/achieving-sustainable-energy-barbados-energy-dossier>
- IDB-Government of the Republic of Trinidad & Tobago, A Unique Approach for Sustainable Energy in Trinidad and Tobago, 2015
https://www.researchgate.net/profile/Natacha-Marzolf/publication/287217586_A_Unique_Approach_to_Sustainable_Energy_for_Trinidad_and_Tobago/links/5674762b08ae502c99c78608/A-Unique-Approach-to-Sustainable-Energy-for-Trinidad-and-Tobago.pdf



La Organización Latinoamericana de Energía (Olade) se complace en presentar la aplicación **de Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe**. Una herramienta tecnológica e innovadora que contiene la información energética más relevante de los 27 Países Miembros de OLADE. A tan solo un clic en su dispositivo móvil.

Es una aplicación ágil para la consulta de información energética nacional y regional, que facilita el acceso rápido a cifras relevantes y comparativas.

La **APP de Olade** presenta información sobre las características generales más relevantes a nivel demográfico, económico y energético, así como datos de oferta y demanda de energía, generación eléctrica, capacidad instalada de generación, reservas probadas de fuentes fósiles, diagramas Sankey del balance energético e indicadores socioeconómicos-energéticos y ambientales.

Olade en su interés constante de innovar sus canales de consulta y difusión sobre la información estadística energética, invita a interactuar y descargar esta aplicación a través de distintas tiendas virtuales (Google Play y Apple APP Store), y navegar en esta innovadora herramienta que se constituye en un material referente de consulta al servicio del sector energético de América Latina y el Caribe. La encuentra como: Olade

Tiendas virtuales para descargar la app Olade:

APP-Store



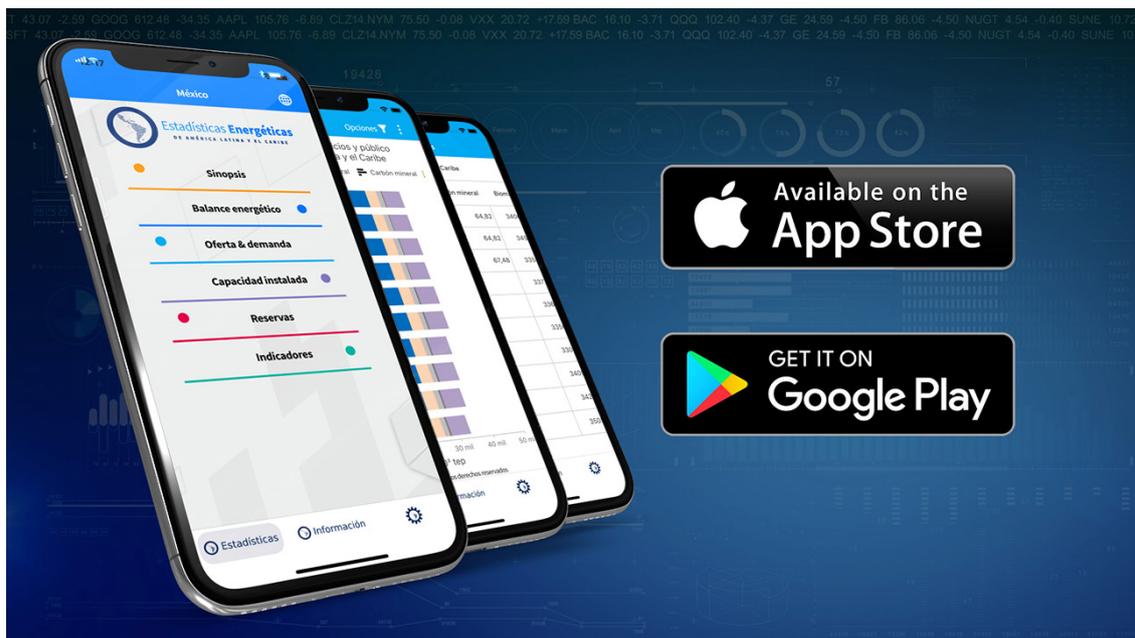
Google-Play



Más información en:

YouTube:

APP Olade: Aplicación de Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe

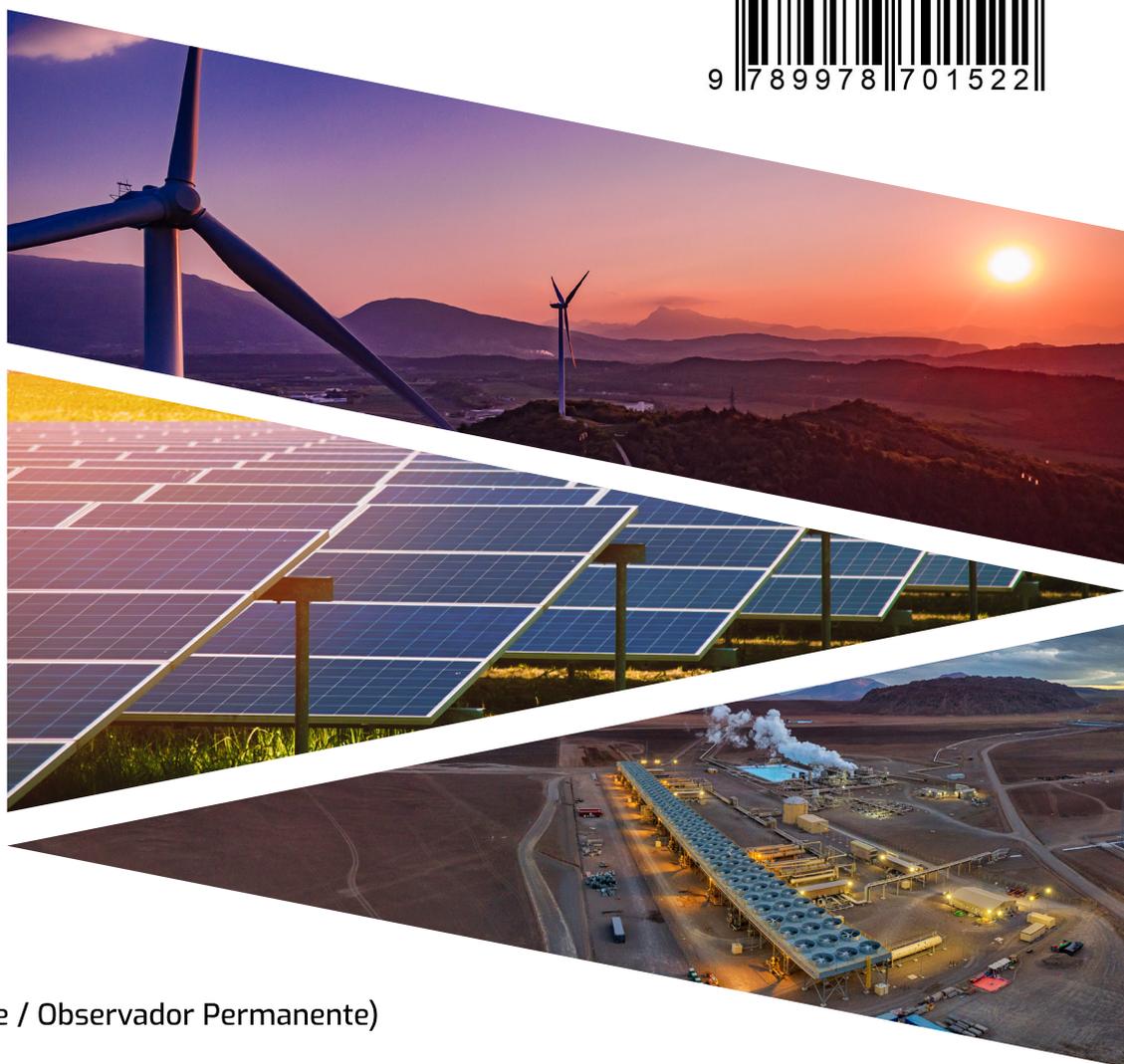


PAÍSES MIEMBROS DE OLADE

ISBN: 978-9978-70-152-2



- Argentina
- Barbados
- Belice
- Bolivia
- Brasil
- Chile
- Colombia
- Costa Rica
- Cuba
- Ecuador
- El Salvador
- Grenada
- Guatemala
- Guyana
- Haití
- Honduras
- Jamaica
- México
- Nicaragua
- Panamá
- Paraguay
- Perú
- República Dominicana
- Suriname
- Trinidad y Tobago
- Uruguay
- Venezuela
- Argelia (País Participante / Observador Permanente)



olade ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA
Nos une la energía



Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Sálvador
Edificio Olade, Sector San Carlos
Quito - Ecuador

Telf: (593 2) 2598 122
2598 280

olade@olade.org
www.olade.org

olade.org

@OLADEORG

Organización Latinoamericana de Energía OLADE