PANORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

olade | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

sieLAC | Sistema de información Energética de Latinoamérica y el Caribe

BID

2021



PANORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

2021



olade
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

Nos une la energía

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

Alfonso Blanco Bonilla
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:
Valeria Balseca
David Delgado
Luis Guerra
Kevin Jaramillo
Dayana Manosalvas
Kevin Paguay
Pablo Soto

Diseño y Diagramación
CÍRCULO PUBLICITARIO (593 9) 995260754
ventascirculopublicitario@gmail.com • Quito - Ecuador

El diseño, diagramación e impresión de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe – Cooperación Técnica RG – T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.

La Prospectiva Energética Regional contenida en el presente Panorama Energético, 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.

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.

Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de la Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe – Cooperación Técnica RG – T2873.

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

Segunda Edición – Abril del 2022
ISBN: 978-9978-70-148-5
Copyright © OLADE 2022
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

01 PRÓLOGO SECRETARIO EJECUTIVO 6

02 AGRADECIMIENTOS 8

03 SOBRE EL USO DEL PANORAMA ENERGÉTICO 10

04 EVENTOS RELEVANTES 11

I. Institucional, implementación de planes y políticas energéticas
II. Hidrocarburos
III. Electricidad
IV. Eficiencia energética
V. Fuentes renovables
VI. Energía y ambiente
VII. Integración, cooperación y complementación energética
VIII. Fenómenos naturales y siniestros que afectaron al sector

05 PROCEDENCIA DE LOS INDICADORES Y FUENTES DE INFORMACIÓN 31

06 METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES 35

07 ESTADÍSTICAS E INDICADORES ENERGÉTICOS AGREGADOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE Y DEL MUNDO 49

08 PERFIL ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS 65

- 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

09 LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA 283

1. Institucional
2. Electricidad
3. Hidrocarburos
4. Fuentes renovables
5. Energía y ambiente
6. Eficiencia energética
7. Convenios internacionales, integración e interconexiones

10 PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 305

1. Introducción
2. Prospectiva energética para Brasil
3. Prospectiva energética para México
4. Prospectiva energética para América Central
5. Prospectiva energética para la Zona Andina
6. Prospectiva energética para el Cono Sur
7. Prospectiva energética para el Caribe
8. Prospectiva energética para América Latina y el Caribe (ALC)
9. Conclusiones

11 ANEXOS 393

I. Acrónimos y abreviaturas
II. Factores de conversión
III. Modelo SAME

11 BIBLIOGRAFÍA 408

América Latina y el Caribe avanzan



ALFONSO BLANCO BONILLA
Secretario Ejecutivo
OLADE

La pandemia en 2020 llegó a América Latina y el Caribe (ALC) profundizando una compleja situación económica de toda la región. Según el reporte para la región del Banco Mundial, ALC es la región más golpeada por la pandemia de COVID-19 y la contracción de las economías que fue en 2020 del 6.7% ha tenido como impacto directo de la crisis sanitaria enormes costos económicos y sociales.

Al final de 2020 podemos observar que la contracción de la demanda de energía ocasionada por la pandemia en ALC fue del 6.7% y que la oferta se contrajo en un 9.2%.

Aun cuando pensábamos que existiría una afectación sobre la evolución de los proyectos en curso, las políticas públicas y el desarrollo del sector, la realidad nos demostró que la región avanza a pesar de la adversidad.

En 2020 logramos el 60% de renovabilidad en la capacidad instalada de generación, lo cual marca el sendero para la meta del 70% fijada en RELAC. Hemos avanzado en la gradual descarbonización de los sistemas energéticos ampliando la renovabilidad respecto a la energía primaria al 34%. Se instalaron más de 11 GW de energías renovables no convencionales en 2020, se sacaron de operación en el entorno de 23 GW que operaban a partir de carbón y combustibles líquidos, todas señales de un fuerte compromiso climático de nuestra región.

Se avanzó profundamente en términos de regulación y marcos jurídico institucionales, a pesar de la pandemia se lograron hitos en términos de modernización, planificación y en el desarrollo de un sector moderno, orientado a las transiciones energéticas con una mayor digitalización y que incorpora gradualmente acciones en movilidad sostenible, nuevos vectores energéticos, almacenamiento de energía y eficiencia energética.

Desde OLADE hemos acompañado gran parte de esta dinámica observada, aseguramos que la información está disponible, actualizada y en plataformas modernas, que le permiten a los distintos actores de nuestra sociedad actuar en la toma de decisiones de manera informada. Ya disponemos de 10 sistemas de información energética nacional implementados, acompañando estos profundos procesos de fortalecimiento de las instituciones que son liderados por los ministerios de energía y agencias de nuestros países miembros.

Para respaldar este proceso de fortalecimiento institucional y de los sistemas de información también lanzamos este año la aplicación móvil para la información estadística de América Latina y el Caribe (http://www.olade.org/app-olade). La aplicación móvil es otro salto en la forma que OLADE aporta valor a la región, con una propuesta moderna, de fácil acceso y con información procesada para todo tipo de público. OLADE así está más cerca, más comprometida y creando una comunicación conectada, dinámica y moderna.

Desde el Hub de Energía que participamos como asociados de BID también ponemos a disposición la información estadística de América Latina y el Caribe, siempre con la idea de promover el trabajo sinérgico y colaborativo entre organismos.

La pandemia no ha detenido los avances de nuestra región, demostramos que el sector energía puede convertirse en un dinamizador de la recuperación económica tan necesaria.

Pero no olvidemos que la pandemia también ha dejado una fuerte cicatriz en toda nuestra sociedad. Luego de 20 años de avance ininterrumpido en proporcionar acceso a la energía de nuestra población, la pandemia ha desacelerado esta tendencia, es otro de los números que refleja este Anuario y en este caso no es positivo. La pandemia ha desplazado a parte de nuestra población y profundizado las brechas entre ricos y pobres. Nos dejó imborrables momentos de sufrimiento en muchas de nuestras familias, por eso, por los desplazados y por el sufrimiento de muchos, es nuestra responsabilidad actuar para recuperar parte de ese espacio perdido en el bienestar de nuestra gente.

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 Arelí Sutherland
BOLIVIA	Ministerio de Hidrocarburos y Energías Viceministerio de Planificación y Desarrollo Energético	Boris Eduardo Ballester Gemio
BRASIL	Ministerio de Minas y Energía	Gustavo Santos Masili André Luiz Rodrigues Osório João Antonio Moreira Patusco
CHILE	Ministerio de Energía	Javiera Aldunate Bengolea Adelaida Baeriswyl Concha Rubén Guzmán Quintana
COLOMBIA	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Germán Camacho César Jerez
	Ministerio de Minas y Energía	Gabriela Gutiérrez
COSTA RICA	Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE)	Jorge Pérez Francine Solera
CUBA	Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI)	Tomás González
ECUADOR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	Ángel Echeverría Jorge Mendieta Gina Moreta Carlos Coronel
	Instituto de Investigación Geológico y Energético	Sebastián Espinoza Javier Fontalvo Paola Ramírez
EL SALVADOR	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	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	Sindy Salgado Lesvi Montoya de Izcano Jorge Cárcamo Tannia Vindel Roberto Emilio Argueta Scheib Helen Vides
JAMAICA	Ministry of Science Energy & Technology	Denise Tulloch Kemmehi Lozer
MÉXICO	Secretaría de Energía (SENER)	
NICARAGUA	Ministerio de Energía y Minas	Manuel Flores Indiana León Carlos Sánchez
PANAMÁ	Secretaría Nacional de Energía	Stella Escala Oscar Gálvez
PARAGUAY	Viceministerio de Minas y Energía, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (VMME-MOPC)	Daniel Puentes
PERÚ	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Alan Campos Daniel Paz Luis Vilchez
REPÚBLICA DOMINICANA	Ministerio de Energía y Minas	Gustavo A. Mejía-Ricart
SURINAME	Ministry of Natural Resources	Sifra-Thijm-Fraser
TRINIDAD Y TOBAGO	Ministry of Energy and Energy Industries	Timmy Baksh
URUGUAY	Dirección Nacional de Energía Ministerio de Industria, Energía y Minería	Ignacio Casas Alejandra Reyes
VENEZUELA	Ministerio del Poder Popular de Petróleo	Luis José Olivares Ramírez Joelmi F. Pérez Ramírez Ronny Rafael Romero Rodríguez

En este Panorama Energético 2021 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 2020.

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 2020 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 CO_2. 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 – 2019 e interanual para el 2020.

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.

sieLAC Sistema de información Energética de Latinoamerica y el Caribe

simLAC Herramientas de planificación energética para Latinoamerica y el Caribe



Eventos Relevantes

I INSTITUCIONAL, IMPLEMENTACIÓN DE PLANES Y POLÍTICAS ENERGÉTICAS

Chile anunció el cierre de las mesas temáticas de la actualización de la Política Energética Nacional (PEN) 2050, cuyos resultados permitirán establecer nuevos objetivos y metas. Entre los temas analizados se incluyeron: acceso equitativo a energía sostenible, ciudades y energía, energías limpias y cambio climático, dimensión social y ambiental del desarrollo energético, energía como motor de desarrollo económico, seguridad, sistemas eléctricos inteligentes y nuevo rol del usuario de energía. Por otra parte, se anunció el inicio del programa "Casa Solar", iniciativa dirigida a fomentar el uso de sistemas solares fotovoltaicos para la autogeneración en el consumo domiciliar, mediante la facilitación del acceso a tecnología a menor precio y cofinanciamiento estatal. Adicionalmente, y con el objetivo de fomentar, en las nuevas generaciones, cambios a favor de la sostenibilidad, se lanzó Educa Sostenible – Programa Educativo en Energía (desde Educación Parvularia hasta Educación Media) que con el respaldo del Ministerio de Educación comenzó su etapa piloto en 2020 para beneficiar a establecimientos educacionales de las regiones de Atacama, Metropolitana, La Araucanía y Aysén.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Colombia** adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2028, presentado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), dirigido a asegurar que las obras requeridas para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento en el suministro del gas natural se ejecuten y entren en operación de manera oportuna.

En **Ecuador** EP Petroecuador absorbe a Petroamazonas EP, unificando de esta forma la cadena de valor del petróleo en sus fases de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos. La empresa unificada ampliará su ámbito de gestión hacia procesos relacionados a la petroquímica y el desarrollo de la geotermia. Por otra parte, se realizó el lanzamiento del Pacto Social Energético, iniciativa dirigida a promover en el sector eléctrico el desarrollo de nuevas inversiones, ampliación de cobertura, acuerdos con las comunidades de las zonas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos, manejo de tecnologías adecuadas que permitan precautelar la biodiversidad del ecosistema amazónico, etc.

El Gobierno de **Haití**, para hacer frente a la crisis energética del país, en el año 2020 asumió el compromiso de crear servicios energéticos sostenibles, a través de minirredes municipales basadas en energías renovables, construidas y operadas en zonas que no están conectadas a una red regional. A tales fines se puso en marcha (con apoyo del BID y del Banco Mundial) el Programa PHARES (Programa Haitiano de Acceso de las Comunidades Rurales a la Energía Solar), destinado a aumentar el acceso a la energía solar en las comunidades rurales y periurbanas y, en particular, proporcionar acceso a electricidad asequible, accesible, sostenible y de alta calidad mediante servicios energéticos sostenibles para el desarrollo del sector, a través de minirredes que utilicen energías renovables y sean desarrolladas por operadores del sector privado.

El 29 de julio de 2020, **Paraguay** socializó los avances del proyecto "La Ruta de Hidrógeno Verde en Paraguay", que tiene por objeto promover la economía del hidrógeno verde considerando que el país tiene todas las condiciones favorables para convertirse en líder regional en la producción del energético ya que cuenta con recursos hídricos abundantes, excedentes de electricidad y con una ubicación estratégica en la región. Esta iniciativa responde a las directrices de la Política Energética Nacional y consta de tres fases: - Adquisición de conocimientos; - Expansión del Proyecto para aumentar la capacidad de generación de H2 y – y Consolidación del uso del H2 en Paraguay. Adicionalmente se realizó el lanzamiento oficial del Programa RRA (Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables), cuyo objetivo se centra en apoyar al país en sus esfuerzos para incluir a las energías renovables en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) y su implementación efectiva. Por otra parte, se realizó el Taller de Arranque oficial del Proyecto PROEZA (Pobreza, Reforestación, Energía y Cambio Climático), que integra elementos relacionados con la producción de biomasa con fines energéticos y además incorpora un componente referido a impulsar la eficiencia energética, mediante la utilización de cocinas mejoradas y más eficientes en hogares de escasos recursos.

En cumplimiento de lo establecido en el correspondiente Decreto de Urgencia, a partir del 1 de febrero de 2020 el Ministerio de Energía y Minas (Minem) de **Perú** asumió la administración del Fondo de Inclusión Social

Energético (FISE), con el compromiso de dar un mayor impulso a la masificación del gas natural y a la ampliación de la frontera eléctrica en beneficio de millones de familias en situación de vulnerabilidad.

En el marco del Proyecto MOVÉS, se firmaron las primeras cartas de adhesión de cuatro importantes empresas del mercado local de **Uruguay** al Plan Flota Verde, iniciativa que se plantea apoyar a toda empresa que cuente con vehículos utilitarios, con el fin de acompañarlas en el proceso de transformación de sus flotas hacia soluciones más eficientes y sostenibles.

II HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

Bolivia confirma éxito petrolero del pozo exploratorio YARARÁ -X1 que alcanzó la profundidad final de 2,850 metros, evidenciando la presencia de hidrocarburos con un excelente reservorio. El proyecto exploratorio Yarará-X1 constituye un esfuerzo enteramente boliviano, propuesto y desarrollado por YPFB y con equipos de perforación propios. El proyecto se encuentra en la fase de terminación, lo que permitirá poner al pozo en producción con un caudal inicial de 300 a 400 bbl / día. El plan inicial de inversiones considera la perforación de 2 pozos exploratorios adicionales.

Brasil a fines del 2020 totalizó reservas probadas de petróleo de 11,900 Mbbl (97% en el mar), suficiente para cumplir con 11 años de producción (esto representó una disminución del 6.1% con respecto a 2019). Las reservas de gas natural fueron 338,000 Mm^3 (77% en el mar), equivalente a 7.2 años de producción (esto representó una disminución del 7.1% con respecto a 2019). En 2020 el área petrolera tuvo registros de exportación de 1 millón de barriles diarios en abril y producción de 2.8 Mbbl / día en agosto. La productividad por pozo de petróleo pre-sal se acercó a los 25.000 bep / día mientras que en los demás pozos el promedio no llega a 200 bep / día. En este contexto se inició la producción de petróleo y gas natural en el Pre-Sal de Atapu, a cargo de Petrobras y otras empresas participantes en este depósito compartido. Cuando opere a su plena capacidad de producción, la P-70 será responsable de un incremento de aproximadamente un 5% en relación a la actual producción nacional de petróleo, el equivalente a 150.000 barriles diarios.

Colombia reportó durante el 2020 el hallazgo de hidrocarburos en los siguientes pozos: Galope-1 (petróleo), Contrapunteo-1 (petróleo), Canario-1 y Canario-2 (gas), Bullerengue-3 (petróleo), Azogue-1 (petróleo), La Belleza (petróleo), Merecumbé-1 (gas), Mandinga-1 (gas), Arandala-1 (gas), Mulato-1 (gas).

Ecuador se convirtió en la nación número 55 en adherirse a la Iniciativa de Transparencia para las Industrias Extractivas (EITI- por sus siglas en inglés). La aceptación fue oficializada por los representantes del Consejo Internacional de este organismo durante su Junta Internacional desarrollada en Noruega el 15 de octubre de 2020. Al formar parte de este estándar, el país reafirma su compromiso de promover la transparencia y el adecuado manejo y gobernanza de los recursos petroleros, gasíferos y mineros, así como de impulsar la participación de diversos actores de la sociedad.

En 2020, ExxonMobil tomó su decisión final de inversión para continuar con el desarrollo costa afuera del campo Payara en **Guyana** después de recibir la aprobación del gobierno. Payara es el tercer proyecto en el Bloque Stabroek y se espera que produzca hasta 220,000 barriles de petróleo por día después del inicio de operaciones en 2024, utilizando el buque flotante de producción, almacenamiento y descarga Prosperity (FPSO). Según ExxonMobil el desarrollo obtendrá como objetivo una base de recursos estimada de alrededor de 600 Mbep. Se planean diez centros de perforación con hasta 41 pozos, incluidos 20 pozos de producción y 21 de inyección.

La Secretaría de Energía (SENER) de **México** instruyó la unificación de un yacimiento compartido, entre el campo Zama descubierto a través del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 a cargo de Talos Energy Offshore y la Asignación AE-0152-Uchukil cuya titularidad está a cargo de Petróleos Mexicanos. El yacimiento compartido tiene una superficie aproximada de 26.7 km^2, está localizado en aguas someras del Golfo de México a 58 km frente a las costas de Tabasco y representa uno de los descubrimientos más importantes realizado por

empresas privadas en México. La expectativa de producción de aceite ligero derivada de la unificación se espera para el primer semestre de 2024. Se trata del primer yacimiento en la historia del país que será desarrollado entre la empresa productiva del Estado y un privado al amparo de un procedimiento de unificación.

En **Perú** el año 2020 inició con 39 contratos (26 en fase de explotación y 13 en fase de exploración) y durante los meses de junio, septiembre y diciembre se culminaron 3 contratos: Lote 116, Lote 108 y Lote 103, respectivamente; asimismo, durante el mes de julio se suscribieron 2 contratos de exploración en los Lotes Z-67 y Z-68.

República Dominicana suscribió un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos en la cuenca marítima de San Pedro de Macorís, con la empresa norteamericana Apache Corporation. El acuerdo implica que la empresa destine el 15% de su producción al mercado local. Se trata de un acuerdo de producción compartida, que garantiza para el Estado Dominicano una participación mínima del 40% de los beneficios atribuibles durante toda la vida del proyecto, es decir, la renta petrolera total. El área sujeta al contrato tiene una dimensión de 2,535 km^2 y una profundidad entre 800 y 1,400 metros.

En octubre de 2020, Touchstone Exploration Inc realizó un importante descubrimiento de gas en tierra en **Trinidad y Tobago** en su pozo de exploración Chinook-1 en el bloque Ortoire. Según reporte de la compañía los registros del cableado indicaron una cantidad significativa de gas natural, con un total de aproximadamente 589 pies netos en tres láminas de empuje únicas en las arenas de Herrera. Además, informó que se encontró una cantidad de gas natural de aproximadamente 20 pies netos en la formación más superficial Cruse.

2.2 Petróleo y derivados

Bolivia anunció que la Planta Engarrafadora de GLP en Yacuiba (Tarija) triplicó su producción beneficiando a pobladores urbanos y rurales del Chaco Tarijeño. La semiautomatización de la Planta permitió incrementar la producción de 100 a 300 garrafas y beneficiar no sólo a los habitantes del área urbana, sino al menos a 30 comunidades rurales del chaco tarijeño. Anteriormente la planta engarrafadora realizaba su labor manualmente logrando resultados modestos.

Brasil informó que la capacidad instalada de almacenamiento de petróleo, fue cercana a los 12 Mm^3 a fines de 2020.

Colombia realizó en marzo de 2020 una nueva reducción en los precios de los combustibles, en todo el territorio nacional. Se trata de la disminución porcentual histórica más grande en los últimos 10 años y se debe, principalmente, al comportamiento de los refinados y el precio observado en los mercados internacionales del barril de petróleo Brent. Esta decisión se adopta en medio de una menor actividad económica registrada a raíz de los efectos del COVID-19, con el fin de propiciar un alivio a actividades esenciales que requieren de los combustibles líquidos, tales como el transporte de alimentos. La gasolina no registraba un precio de este nivel desde marzo de 2017, mientras que el galón de diésel no presentaba este precio desde mayo de 2018. Por otra parte, autoridades energéticas informaron que en el transcurso del 2020 más de 19,100 nuevos usuarios fueron conectados al servicio de GLP por redes, para un total de 145,300 usuarios. También, se anunció la entrada en operación de la instalación de la Estación Castilla 3 del Campo Castilla, desde la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Castilla de Ecopetrol, la que empezó el proceso de llenado y puesta en operación con el direccionamiento de fluidos de pozos. La Fase I de esta facilidad tiene una capacidad nominal de manejo de 30,000 barriles de petróleo crudo y de 300,000 barriles de agua de producción. Adicionalmente en el transcurso del 2020, el Ministerio de Minas y Energía (MME) cofinanció diez proyectos de infraestructura (distribución y conexiones) de GN y GLP redes, con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural y del Presupuesto General de la Nación, para los departamentos de Santander, Caldas, Quindío, Risaralda, Putumayo, Boyacá, Nariño, Cauca y Cesar, beneficiando a 24,853 usuarios.

Ecuador, vía decreto autoriza de forma excepcional la gestión conjunta entre la empresa privada y la EP PETROECUADOR para la operación de la Refinería de Esmeraldas. A tales efectos los ministerios de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), Economía y Finanzas junto a EP Petroecuador, definirán el mecanismo contractual para que un inversionista privado aporte, a su cuenta y riesgo, para mejorar la gestión,

suministro y calidad de combustibles producidos en la Refinería de Esmeraldas que continuará siendo patrimonio del Estado ecuatoriano.

En **Uruguay** se iniciaron las sesiones del comité de expertos que estudiará el mercado de los combustibles. El referido Comité, integrado por representantes del Poder Ejecutivo y del Congreso de Intendentes, realizará una revisión integral de las características del mercado de combustibles, de acuerdo a lo previsto en la Ley de Urgente Consideración.

2.3 Gas natural

El gobierno de **Argentina** presentó los lineamientos del Plan Gas Argentina con los que se prevé: la sustitución de importaciones por 30,804 Mm^3, ahorro de divisas por unos 9,274 MUSD y un ahorro fiscal de 2,574 MUSD hasta 2024; un incremento en la recaudación fiscal a nivel nacional, provincial y municipal de 3,486 MUSD con participación equitativa de todas las regiones productoras; miles de puestos de trabajo para operar equipos de perforación y sets de fractura incluyendo la actividad de pymes y empresas de servicios vinculadas al sector; incentivo a la inversión y la producción de gas para satisfacer la demanda interna con gas argentino. En el marco de las inversiones del nuevo Plan de Estímulo a la Producción de Gas, se anunció el comienzo de las actividades de perforación en el yacimiento de YPF Rincón del Mangrullo, en la formación Vaca Muerta, bloque en el que YPF realizó dos desarrollos no convencionales, uno de tight gas en la formación Mulichinco y otro de shale gas en Vaca Muerta. Se trata de un yacimiento que no tenía actividad de perforación desde febrero del 2019 y que gracias al nuevo Plan de Estímulo a la Producción de Gas podrá duplicar su producción actual, para alcanzar los 5 Mm^3 / día. En este escenario la Secretaría de Energía vía resolución formalizó la convocatoria a concurso de precios del Plan Gas.Ar para el llamado a subasta de un cupo de 70 Mm^3 / día de gas natural de las distintas cuencas y por cuatro años, con un sistema que premia con prioridad y mayor volumen a las productoras que oferten el precio más bajo. En el concurso participaron 16 empresas productoras nacionales y multinacionales, los precios ofertados variaron entre un mínimo de USD 2.40 y un máximo de USD 3.66 el MBTU. Por otra parte, la Secretaría de Energía de Argentina firmó un convenio con la ciudad mendocina de San Rafael para la construcción de un gasoducto que conectará a más de 25 mil nuevos usuarios a la red de gas natural. Asimismo, se inauguró una planta de gas en la localidad bonaerense de Mercedes que aumentará la provisión a vecinos e industrias de la región.

Bolivia informó la reactivación del proceso de nuevas instalaciones de gas domiciliario. A septiembre de 2020, 993,238 hogares cuentan con el servicio básico de conexiones de gas domiciliario. Asimismo, se retomaron las operaciones de distribución de gas natural por redes en la Región del Gran Chaco del departamento de Tarija, tras lo dispuesto por la Sala Contenciosa, Contenciosa Social y Administrativa Segunda del Tribunal Supremo de Justicia, en cuanto al restablecimiento de los derechos y obligaciones que había otorgado la ANH a YPFB, mediante la Licencia de Operación del 13 de marzo de 2019, por tiempo indefinido. Para retomar sus funciones, YPFB actualizó el Plan de Expansión para la región del Gran Chaco, en el que se contempla el presupuesto y la programación para la construcción de redes de gas. En este contexto el Ministerio de Hidrocarburos y Energías mediante la empresa estatal YPFB, realizó la entrega de 454 instalaciones de redes de gas domiciliario en el municipio de Mizque del departamento de Cochabamba. Por otra parte, se concluyó el Proyecto de Ampliación de Capacidad de Transporte del Gasoducto Carrasco – Yapacaní, y se dio inició a las operaciones de Loop del Gasoducto Carrasco-Yapacani garantizando gas a la Planta de amoniaco y urea de Bulo Bulo, y al mercado interno de occidente.

Las unidades de procesamiento de gas natural en **Brasil** totalizaron 107.7 Mm^3 / día de capacidad instalada al cierre de 2020, monto prácticamente igual al de 2019. La capacidad instalada total de las terminales de regasificación de gas natural fue de 47 Mm^3 / d, lo que representó el 49% de la demanda total de gas en 2020. En este escenario se inauguró la planta de Porto de Sergipe I, ubicada en el municipio de Barra dos Coqueiros, y considerada la planta termoeléctrica de gas natural más grande de América Latina. Con una capacidad instalada de 1.5 GW y un consumo de 6 Mm^3 / día de gas natural, se espera que el proyecto duplique la capacidad de generación a 3 GW y pueda satisfacer un promedio del 15% de la demanda en el Nordeste, el equivalente a 16 millones de ciudadanos.

Chile anunció el inicio de operaciones de la primera red privada de transporte de Gas Natural Licuado (GNL), implementada por Cervecería AB InBev, donde funcionarán 35 camiones, en un proceso de migración que permitirá disminuir en 801 toneladas anuales las emisiones de CO_2, lo que equivale a retirar 251 autos de circulación o plantar más de 1,614 árboles, además de bajar en más de 90% las emisiones de material particulado (MP) al sustituir el diésel por gas natural. Los camiones europeos 100% a gas natural licuado fueron fabricados por Iveco y serán operados por la empresa Transportes San Gabriel, cuya casa matriz se encuentra en la Región del Maule.

Colombia superó los 10 millones de usuarios con gas combustible por redes y se acerca a la meta del Plan Nacional de Desarrollo. Más de 680,000 nuevos usuarios residenciales, comerciales e industriales se han conectado al servicio de gas combustible por redes en Colombia, de 2018 a 2020. Las nuevas conexiones de gas se realizaron, principalmente, en los departamentos de Antioquia, Cundinamarca y Valle del Cauca, registrando en total 309,165 mil conexiones.

En el marco de la política estatal prioritaria de masificación de gas natural en el sector transporte, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) de **Perú**, suscribió un convenio interinstitucional con la Autoridad de Transporte Urbano para Lima y Callao (ATU), dirigido a sumar esfuerzos para impulsar proyectos que permitan sustituir los carburantes tradicionales por el gas natural, en su condición de combustible económico, más limpio y amigable con el ambiente. Mediante esta alianza, el Minem busca implementar la expansión del programa BonoGas Vehicular, para financiar la conversión vehicular de buses de transporte público al gas natural en lugar de Diésel, medida que hará posible un ahorro en más del 50% en el costo de combustible. El referido programa facilita la obtención de créditos a las empresas de transporte para financiar el cambio de motor de diésel a gas natural. Este crédito se puede pagar hasta en 5 años y tiene una tasa de interés no mayor del 1.6%. El convenio permite reforzar el trabajo de la ATU para los planes de movilidad urbana, mediante la transferencia continua de tecnología y la planificación adecuada para implementar nueva infraestructura de distribución de gas natural que sea destinado al transporte de pasajeros.

Se inauguró en **República Dominicana** una planta de 300 MW convertida a gas natural en SPM. La iniciativa ahorrará al país más de USD 1,000 millones durante los próximos 10 años, al prescindir de los derivados de petróleo para la producción de energía. La conversión de la planta a gas natural constituye un hito para el sector energético porque combina beneficios económicos y ambientales para el país por la compra de energía a precios mucho más bajos y la reducción de la huella de carbono a través de la generación eléctrica con un combustible limpio, que apoyará significativamente los compromisos del país ante los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Esta transformación reducirá en 460,000 tCO_2, y en más de 1,050 toneladas al año, los gases de efecto invernadero.

En diciembre de 2020, la Compañía Nacional de Gas de **Trinidad y Tobago** (NGC) firmó un acuerdo con Trinity dirigido a maximizar las expectativas de acceso a gas natural comprimido, opciones de energía renovable, búsqueda de activos de gas varados y otras oportunidades en activos existentes de Trinity.

III ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

Se inauguró en **Argentina**, en el Complejo Industrial La Plata, la central térmica de generación de energía de YPF La Plata Cogeneración II (LPC II) que, con una inversión de 166 millones de dólares para su construcción, permitirá abastecer de energía a 210 mil hogares. LPC II incorporará 90 MW y generará 605 GWh por año para abastecer el sistema eléctrico argentino, además de aportar 200 ton/hora de vapor para el complejo industrial de YPF. Junto a LPC I, conforma el complejo de cogeneración más grande de la Argentina, con una generación de 271 MW de energía eléctrica equivalente al consumo de 440 mil hogares. El Complejo Industrial La Plata es el centro de producción de combustibles, lubricantes y productos petroquímicos más grande del país. Adicionalmente con la puesta en servicio de la Doble Terna de 132 kV, de 28 km de longitud, entre Mar del Plata y la Estación Transformadora Vivoratá 500 / 132 kV, con capacidad de transformación de 900 MVA, se

completó el sistema de Interconexión Atlántica Norte, una obra de gran importancia que optimiza el suministro de energía en varias localidades del sur de la Provincia de Buenos Aires y las repotencia al vincularlas con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Adicionalmente se inauguró la ampliación y repotenciación de la Subestación Eléctrica Glew de la empresa Edesur, que beneficiará a 200 mil personas de la zona sur del conurbano bonaerense.

En **Brasil** durante el 2020, la expansión neta de la capacidad instalada para la generación de electricidad fue de 7.2 GW, lo que elevó la energía a 179.5 GW, de los cuales el 83.4% fue renovable. Cabe resaltar la expansión de 2.6 GW en Generación Distribuida, que ya es responsable del 2.7% de la potencia total instalada. La energía solar representó el 48% de la expansión de 2020. En la red de líneas de transmisión se agregaron 7.66 mil km en 2020, aumentando la longitud total a 162.1 mil km, siendo 38.6% en 230 kV y 35.6% en 500 kV. Los inmuebles con contadores eléctricos alcanzaron los 86.7 millones en 2020 (84.9 millones en 2019) de los cuales 74.9 millones fueron viviendas. En diciembre de 2020 se realizó una subasta de Líneas de Transmisión y se contrataron 1,960 km de líneas, además de 6,420 MVA de potencia de subestaciones. Adicionalmente se completaron dos estudios de expansión energética, el Plan Decenal de Expansión Energética - PDE2030 y el Plan Nacional de Energía - PNE2050, el primero más determinista en cuanto a proyectos e inversiones y el segundo más exploratorio en cuanto a opciones de uso de los recursos energéticos. En los horizontes de ambos estudios, las proporciones de fuentes renovables se mantienen cercanas al 50% en las matrices energéticas y por encima del 80% en las matrices eléctricas.

Se lanzó en **Chile** Aceleradora de Electromovilidad 2020, iniciativa dirigida a lograr avances en la incorporación de tecnologías o estrategias para el transporte eficiente y electrificado. En este contexto la Asociación Chilena de Seguridad, ACHS, lanzó su flota eléctrica –compuesta por 25 vehículos- que será destinada a labores preventivas y que permitirán evitar la emisión de 1.5 tCO_2e al año. Esta iniciativa se suma a los compromisos que ha adquirido el gobierno a largo plazo, a efectos de lograr que en 2050 el 40% de los vehículos particulares sean eléctricos, y que en el 2040 el 100% del transporte público sea en base a buses eléctricos. Adicionalmente se iniciaron las operaciones del electroterminal El conquistador en la Comuna de Maipú (el mayor de su tipo en el país) que abastecerá a buses red en la región metropolitana. El terminal se abastece íntegramente de energía limpia y cuenta con un sistema de autogeneración alimentado por paneles solares fotovoltaicos. En un espacio de 15 mil metros cuadrados, posee 55 cargadores con capacidad para cargar simultáneamente 110 buses eléctricos. La puesta en marcha de este electroterminal es fruto de la colaboración público-privada. Con la entrada en operación del electroterminal El Conquistador, ya suman 10 los electroterminales en la Región Metropolitana, los que están entregando energía a los 776 buses eléctricos que circulan actualmente en Santiago. El nuevo recinto, tiene un innovador sistema de carga superior (con sus dispositivos ubicados en un segundo piso y un conector retráctil que desciende al primer piso donde está estacionado el bus), que permite tener despejado el primer nivel, lo que aumenta la seguridad y facilita tanto la operación como el mantenimiento en el recinto. El Conquistador es el único depósito en el mundo con cargadores eléctricos en altura. Además, cuenta con un software de gestión de carga desarrollado por jóvenes ingenieros chilenos de STP, que permite materializar operacionalmente la planificación de diseño de la flota eléctrica, manteniendo una relación óptima entre número de buses y cantidad de cargadores. Por otra parte, autoridades gubernamentales anunciaron una nueva alternativa para calefacción que beneficia a diez comunas del centro-sur del país mediante un descuento especial en la tarifa eléctrica para calefacción, que permitirá combatir la contaminación en el centro-sur del país y beneficiará a más de 87 mil hogares. Este anuncio forma parte de una completa estrategia para solucionar la contaminación en el centro-sur del país, que incluye la regulación de la leña y otros biocombustibles sólidos, entre otras mejoras en aislación térmica y educación.

Costa Rica se posicionó como el primer país de la región con una red nacional de carga para vehículos eléctricos, lo que fue informado en el marco de los avances del Plan de Descarbonización para modernizar el transporte; escenario en el que también se informó que Costa Rica es el tercer país de Latinoamérica con más vehículos eléctricos per cápita, según datos de la Unidad Financiera de Bloomberg; y el primer país de América Central y el Caribe con una red con más de 100 puntos a lo largo del territorio nacional. En este contexto la embajadora de Alemania en Costa Rica, realizó la entrega oficial de tres buses eléctricos al gobierno nacional, que serán empleados en la ejecución de una prueba piloto en el país para generar las condiciones marco y un modelo de operación replicable para la electrificación del transporte público. Los datos recopilados de este piloto de un año denominado “Modelo de electrificación del transporte público”, que incluirán el consumo de energía del autobús,

la capacidad y el alcance de la batería, los tiempos de carga y los costos de operación y mantenimiento de la flota, constituirán la base para crear un modelo operativo para la electrificación de todo el transporte público del país.

Ecuador anunció la entrada en operación de la Red de Electrolineras de la Empresa Eléctrica (EEQ), con la activación del punto de recarga instalado en su Centro Operativo del Sur, en Turubamba, donde se realizó una demostración técnica de su funcionamiento y el aporte que representa para el fortalecimiento del sector, la comunidad y el cuidado del ambiente. La adquisición de las electrolineras se realizó mediante convenio suscrito con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), se trata de equipos modernos, seguros, de carga rápida, con conectores multimarca y amigables con el ambiente; los demás componentes son de tecnología nacional e instalados por técnicos de la EEQ. Adicionalmente, se inauguró el nuevo Centro de Control y Monitoreo del Sistema Eléctrico de Distribución ubicado en Portoviejo, Manabí, infraestructura dirigida a mejorar el servicio de distribución de energía eléctrica, la gestión de respuesta en cortes y reconexión del suministro y los índices de calidad del servicio eléctrico en esta provincia, gracias a la implementación de la tecnología SCADA (supervisión, control y adquisición de datos), beneficiando a más de un millón de habitantes de esta provincia. Al Centro de Control y Operaciones se interconectaron 31 subestaciones eléctricas, lo que permite la operación remota para mantener la continuidad del servicio a más de 328,000 clientes de la Unidad de Negocio Manabí. También se inauguró un nuevo sistema de transmisión que asegura la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda de energía actual y futura, a 1.3 millones de habitantes de La Concordia – Pedernales, Manabí. Además, se inauguró la segunda etapa de la Subestación 50 – La Troncal, que incluyó la instalación del Patio de 22 kV con 10 posiciones de salida para alimentadores, brindando así mayor capacidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, en beneficio de más de 70,000 habitantes, ubicados en las parroquias Pancho Negro, Manuel de Jesús Calle y La Troncal.

En materia de construcción o entrada en operación de instalaciones en el Sistema Nacional Interconectado de **Guatemala** en el transcurso del 2020 se alcanzó una capacidad instalada total de generación eléctrica de 4,109.53 MW y una capacidad real de 3,406.98 MW, de la capacidad instalada 6.75 MW correspondieron a nuevas instalaciones para una capacidad efectiva de 5.34 MW. En este contexto se anunció el inicio de operaciones de Actun Can Gas generación en Petén con una potencia de placa de 4 MW. En materia de transmisión eléctrica se reportó la realización de las siguientes obras en el Sistema de Transporte de energía eléctrica: Subestación Esquipulas 69 / 13.8 kV, Subestación Barberena 69 / 13.8 kV, Subestación Carolingia 69 / 13.8 kV, Línea de transmisión La Vega II - Barberena 69 kV, Línea de transmisión Quetzaltepeque - Esquipulas 69 kV, Línea Guate Oeste – Las Flores 69 kV.

Nicaragua anunció una reducción promedio del 12.5% de la tarifa eléctrica a aplicarse a partir de enero de 2021. A tales efectos los consumidores hasta 150 kWh-mes, que representan el 77% de los usuarios tendrán un 15% de rebaja, para los usuarios que consumen más de 150 kWh-mes, la disminución será de 10.5%, lo mismo para clientes industriales que son el 6.6% del pliego tarifario.

Panamá reportó el 100% de ejecución de los siguientes proyectos implementados en el subsector eléctrico: “Evolución del Fortalecimiento del Marco Institucional del Sector Eléctrico”; y “Desarrollo de un mecanismo transitorio para garantizar una reserva estratégica para el Sistema Interconectado Nacional”.

Al cierre del 2020, **Perú** anunció la entrada en servicio de cuatro centrales eléctricas que en conjunto suman 48.2 MW de capacidad instalada añadida al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). También al cierre del año 2020 entraron en servicio dos proyectos en el sistema de transmisión, una línea de transmisión de aproximadamente 128 km de longitud en 220 kV y se realizó un cambio de configuración en una subestación eléctrica.

En el marco del proyecto MOVÉS- Movilidad urbana eficiente y sostenible, **Uruguay** concedió vía resolución a seis operadores de transporte público, un subsidio para la compra de 33 ómnibus eléctricos. Este subsidio, resultante de una coordinación interministerial cubre la diferencia de precios entre un ómnibus eléctrico y un ómnibus diésel de similares dimensiones. Adicionalmente se iniciaron las sesiones de la Mesa de Movilidad Eléctrica (MME), ámbito de intercambio con los principales actores privados del sector transporte dirigida a promover la eficiencia energética y su aplicación en el transporte mediante el impulso de la movilidad eléctrica en el país. En este sentido, se prevé armonizar estrategias entre el sector privado y el público para la promoción

y uso de los vehículos eléctricos, tanto en los desplazamientos de personas como en el transporte de carga. En este ámbito se analizan los elementos normativos, regulatorios y fiscales con el objetivo de minimizar las barreras a la adquisición de los vehículos eléctricos.

Según informe del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, PNUMA, las ciudades destacadas en América Latina por su mayor avance en materia de electrificación de autobuses del transporte público en 2020 fueron Bogotá **(Colombia)**, con la adquisición de 406 unidades, y Ciudad de México **(México)**, que sumó 193 trolebuses. En el Caribe, **Barbados**, con una población de cerca de 300,000 habitantes, puso en circulación 33 buses en su capital, Bridgetown. De acuerdo con el informe, si continúan las tendencias actuales, a partir de 2025 se estarán desplegando anualmente más de 5,000 autobuses eléctricos en las ciudades latinoamericanas. El mercado de vehículos eléctricos particulares también creció en 2020. En **Costa Rica**, la inscripción de automóviles eléctricos creció en un 77% en 2020 y el registro de motocicletas y similares aumentó en un 36%. En **Perú**, la importación de motocicletas eléctricas aumentó un 220% interanual, de acuerdo con el informe. Aun así, existe una falta de heterogeneidad en la gama y categoría de vehículos eléctricos disponibles en la región.

3.2 Universalización de la energía

El Gobierno Federal de **Brasil** lanzó el Programa Más Luz para la Amazonía, con el objetivo de garantizar energía limpia y renovable a 70,000 familias que viven en zonas remotas de la Amazonía Legal. Con la instalación de energía eléctrica el Programa se plantea promover el desarrollo social y económico de estas zonas, que en su mayoría son comunidades ribereñas, indígenas y quilombolas. A tales fines se prevé la instalación de paneles fotovoltaicos, en comunidades que no tienen acceso a las redes de distribución convencionales. Esta iniciativa reducirá el consumo de combustibles fósiles, ayudará a establecer comunidades tradicionales y preservar el medio ambiente, contribuyendo así al cumplimiento de los compromisos de Brasil en los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030 de la ONU (ODS 2030). Adicionalmente se inauguró una obra que llevará electricidad a 800 familias en asentamientos rurales de Flores de Goiás. La acción es el resultado del Programa de Universalización del Acceso a la Energía del Gobierno Federal que, junto a los esfuerzos de Distribuidora Enel Goiás, posibilitó el acceso a la electricidad.

En **Chile** en el marco del programa “Ruta de la Luz” más de 80 familias de Quilaco, Granerillos, Crucero de Huaro y otros sectores de Florida accedieron al servicio de electricidad. Adicionalmente, con la conexión a la red eléctrica, se concretó el proyecto de electrificación para familias de Totoral, Canto del Agua y Carrizal Bajo que beneficiará a más de 300 familias de Atacama. El proyecto, financiado con aportes públicos y privados, consta de 153.3 kilómetros de Media Tensión y 25.4 kilómetros de Red de Distribución en Baja Tensión, para abastecer con servicio eléctrico a 331 viviendas y 19 establecimientos y/o servicios públicos, beneficiando a una población superior a las 1,100 personas. La Ruta de la luz, prevé electrificar a más de 2,500 familias por año, a nivel nacional, proyectando a 2022 lograr conectar a 21 mil familias, alcanzando a cerca de 100 mil personas beneficiadas.

En el transcurso del 2020, **Colombia** aumentó la cobertura eléctrica en zonas aisladas o rurales, incrementando por siete su capacidad instalada de energías renovables no convencionales. Las autoridades gubernamentales del sector energía informaron que en la actualidad 13 departamentos del país cuentan con proyectos que suman 225 MW de fuentes de energía no convencionales. En el marco del “Plan 5 Caribe” se inauguró el Refuerzo Eléctrico de La Guajira, proyecto de infraestructura que fortalece el Sistema de Transmisión Regional de La Guajira, mediante la incorporación de una línea eléctrica desde Cuestecitas hasta Riohacha y cerrando el anillo entre Riohacha y Maicao. Son más de 100,000 familias las beneficiadas en los municipios de Riohacha, Maicao, Uribia y Manaure. Adicionalmente, con financiamiento del Fondo para el Desarrollo del Plan Todos Somos Pazcífico, se inauguró un Proyecto de Interconexión Eléctrica en Sipí – Chocó que beneficia a 863 familias de la cabecera municipal. El proyecto de Interconexión Eléctrica a 13.2 kV permitirá que está comunidad pase de tener 5 horas al día del servicio de energía eléctrica a través de plantas diésel a 24 horas con interconexión eléctrica. Con esta misma fuente de recursos se inauguró en Cauca, municipio de Suárez, un proyecto de interconexión eléctrica consistente en la construcción de estructuras eléctricas de media y baja tensión y montaje de subestaciones de distribución, beneficiando a 559 familias.

En el marco del programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal-FERUM, **Ecuador** realizó obras de readecuación de redes, aumento de potencia y expansión de alumbrado público, que beneficiaron a

aproximadamente 712 familias en las comunidades Calpaquí y Tocagón de la parroquia San Rafael en el cantón Otavalo. Adicionalmente se realizó la remodelación de redes en barrios rurales del cantón Pangua, de la provincia de Cotopaxi, beneficiando directamente a 23,000 habitantes cuya actividad económica principal es la agricultura y la ganadería. Asimismo, en Jalligua La Esperanza, se construyeron 1.7 km de líneas de medio voltaje, 1.30 km de líneas de bajo voltaje, 15 luminarias 100 W, 2 equipos de transformación, 18 acometidas y medidores; conjuntamente con la ejecución de la Red Trifásica Pinllopata que consta de 21 km de líneas de medio voltaje. En el marco del proyecto "Potenciación de líneas y redes de distribución para reducir las caídas de voltaje y disminución de pérdidas técnicas en redes eléctricas" se entregaron, obras eléctricas en las comunidades rurales de San José de Tunguiza, San Vicente de Nanzag y San Francisco de Telán, ubicadas en el cantón Guamote de la provincia de Chimborazo, beneficiando a aproximadamente 650 habitantes de la zona. Por otra parte, se entregó la Subestación Eléctrica Chobo, ubicada en el cantón Milagro que se conecta a la planta de distribución de agua potable para Durán; y la doble línea de subtransmisión, de 14.5 km de longitud a 69 kV, situada en la vía Durán – Tambo, ambas en la provincia del Guayas. Las dos obras eléctricas, favorecen a más de 300,000 habitantes y cerca de 400 empresas dedicadas al desarrollo industrial de Durán. La Subestación Chobo, tiene una capacidad instalada de 6/7 MVA y repotenciará el sistema de distribución para garantizar, a través de energía eléctrica, la operatividad de 13 estaciones de bombeo de agua potable. A esta infraestructura se suma una línea de subtransmisión a 69 kV, de 3.55 km de longitud, entre el Paso Lateral Chobo y la subestación; y una línea de distribución a 13.8 kV, dividida en tres alimentadores eléctricos primarios, de 7.6 kilómetros, para otorgar calidad y niveles más altos del suministro eléctrico. También, se construyeron en el cantón Durán, dos líneas de subtransmisión a 69 kW, denominadas "L3 y L4" para responder a la demanda del sector residencial y más de 400 industrias del lugar. La red se extiende en 14.5 kilómetros y se soporta con la instalación de 109 torres de acero de 25 metros de altura, 89 postes de hormigón de 23 metros, 17 postes metálicos, 98 km de cable instalados, entre otros elementos.

En el marco del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (Pneser) **Nicaragua** alcanzó en diciembre de 2020 un 98.5% de cobertura eléctrica con la electrificación de 670,695 viviendas donde habitan 3.5 millones de personas con un total de 515 proyectos entre los que se incluyeron también mejoras en el suministro. Se prevé que para 2021 esa cifra aumente al 99%.

En **Perú**, en el transcurso del 2020 un total de 58,961 habitantes de zonas rurales accedieron al servicio eléctrico, gracias a la culminación de ocho proyectos de electrificación impulsados por el Ministerio de Energía y Minas (Minem). Cajamarca concentró tres de los proyectos y a casi 27 mil beneficiados; mientras que en Amazonas se ejecutaron otros dos, beneficiando a 6,782 personas. En Huánuco se desarrolló el proyecto de mayor envergadura, con 21 mil beneficiados. En Áncash y Huancavelica también se ejecutaron proyectos permitiendo que 6,480 personas de esas regiones cuenten ahora con el servicio.

3.3 Hidroelectricidad

Se inauguró en **Brasil** la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) de Bedim, que tiene una capacidad instalada total de 6 MW y capacidad para abastecer a más de 12 mil hogares. El proyecto, ubicado entre los municipios de Francisco Beltrão y Renascença, en el suroeste de Paraná, se suma a otras 419 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas actualmente en operación en Brasil, que en conjunto suman una considerable capacidad instalada de 5,400 MW a la matriz eléctrica nacional. Además, otras 27 PCH se encuentran actualmente en construcción en el país y sumarán otros 331 MW a la matriz eléctrica brasileña. Actualmente, de los 174 GW en potencia instalada en Brasil, el 10% (alrededor de 17 GW) se distribuye en doscientos veintidós proyectos que operan en Paraná. De estos, 31 son PCH (con 306 MW de potencia instalada).

Guatemala anunció la entrada en operación de la Hidroeléctrica Hidrosan II, con una potencia de placa 1.5 MW, y la Hidroeléctrica los Encuentros con 1.25 MW, ambas en el Departamento de Chimaltenango.

3.4 Energía nuclear

Se concluyó en **Argentina** la construcción del reactor CAREM, primer reactor nuclear de potencia íntegramente diseñado y construido en el país, que reafirma con este hito su capacidad para el desarrollo y puesta en marcha de centrales nucleares, perfilándose a su vez como uno de los líderes mundiales en el segmento de reactores

modulares de baja y media potencia (SMR, por sus siglas en inglés). Esta clase de reactores tienen una gran proyección para el abastecimiento eléctrico de zonas alejadas de los grandes centros urbanos o de polos fabriles e industriales con alto consumo de energía. Adicionalmente Nucleoeléctrica Argentina alcanzó, a tres meses de finalizar 2020, el récord histórico de generación eléctrica anual, de origen nuclear. De esta manera, la empresa operadora de las centrales Atucha I, Atucha II y Embalse, generó 7,947,430 MWh, desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2020. En los meses de abril y mayo se lograron récords históricos de generación eléctrica mensual y en abril la participación nuclear en el mercado eléctrico alcanzó un pico de alrededor del 11%. Hasta el momento, la energía generada en 2020 permitió ahorrar la emisión de aproximadamente 5,058,677 tCO_2.

En **Brasil** la central nuclear Angra 2 alcanzó un hito histórico, completando un ciclo continuo de generación de energía de 13 meses, con un factor de capacidad del 99.43%. Adicionalmente se anunció la renovación de la producción de uranio, a partir de la exploración a cielo abierto de una nueva mina en la Unidad de Concentración de Uranio Caetité - URA, en Bahía, la Mina Engenho. La expectativa es que se produzcan 260 toneladas de concentrado de uranio por año, cuando la mina Engenho alcance su capacidad máxima en 2022. Las actividades mineras en la Unidad se paralizaron en 2015, luego del agotamiento del proceso de extracción a cielo abierto de la primera área que fue minada, Mina Cachoeira. Por otra parte, el INB (Industrias Nucleares de Brasil) entregó, a Argentina, una nueva carga de uranio enriquecido para abastecer a la Central Nuclear de Atucha y al reactor Carem-25. Esta es la tercera venta de uranio enriquecido a Argentina en los últimos cuatro años. El crecimiento de la producción de uranio enriquecido por parte de INB se enmarca dentro de los objetivos de la empresa para viabilizar económicamente sus operaciones y atender los intereses estratégicos del país, convirtiéndose en exportador de combustible para reactores nucleares, con altísimo valor agregado.

En **México** la Secretaría de Energía (SENER) autorizó la renovación de la licencia de operación a la Unidad 1 de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV-U1). La licencia otorgada a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) cuenta con el aval técnico de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS) y tiene una vigencia del 25 de julio de 2020 al 24 de Julio del 2050.

IV EFICIENCIA ENERGÉTICA

Se lanza en **Chile** el programa de apoyo al sector productivo “Ponle Energía a tu Pyme”, con el objetivo de promover la eficiencia energética y las energías renovables en las empresas del tipo micro, pequeña y mediana (MiPyMEs). En el marco de esta iniciativa las empresas MiPyME de cualquier sector productivo podrán acceder a cofinanciamiento y acompañamiento para contener sus costos de electricidad y combustibles a través de iniciativas de eficiencia energética y energías renovables de autoconsumo. Una de las principales acciones de este programa es la entrega de un cofinanciamiento no reembolsable, para la implementación de proyectos de eficiencia energética, energías renovables de autoconsumo y auditorías energéticas.

Colombia lanza el programa de eficiencia energética Caribe Eficiente para los estratos 1 y 2 del departamento de Atlántico, con la meta de sustituir más de 54 mil neveras. El Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible – PEECES, reafirma la intención de adoptar medidas a través de una Gestión Eficiente de la Energía para promover un cambio de neveras, y generar en los usuarios de la región una adquisición y uso responsable de estos equipos, así como su correcta disposición final. Además, fomenta el etiquetado energético.

En 2020, el Gobierno de **Jamaica** asignó presupuesto para el Programa de Conservación y Eficiencia Energética a ejecutarse durante el año fiscal 2020/21. La iniciativa implica el diseño e implementación de medidas concretas de ahorro de costos de eficiencia energética (EE) y conservación de energía (CE) en el sector público. El proyecto está siendo ejecutado por el Ministerio de Ciencia, Energía y Tecnología, con fondos proporcionados por el Gobierno.

En materia de Eficiencia Energética **Panamá** informó el 100% de ejecución en los siguientes proyectos: “Apoyo a Panamá para reforzar el mecanismo de financiamiento de eficiencia energética (gestión de chatarra y estrategia de eliminación) y diagnóstico y recomendaciones para mejorar el programa de Administradores de Energía en el sector público. PALCEEIII”; y “Publicación de la Base de Indicadores de Eficiencia Energética de Panamá

(BIEE)". Adicionalmente en el marco de la conmemoración del Día Mundial de la Eficiencia Energética, se anunció que desde el 1 de enero de 2020 se puso en marcha el programa de etiquetado para la importación de electrodomésticos eficientes, al tenor de la entrada en vigencia en octubre de 2019 del Reglamento para la Edificación Sostenible, para nuevas construcciones.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de **Uruguay** lanzó la edición 2020 del Premio Nacional de Eficiencia Energética, iniciativa de reconocimiento público a las instituciones, organismos y empresas por sus esfuerzos y logros alcanzados en relación al ahorro y uso eficiente de la energía en diferentes sectores de actividad. Este año, el premio, a más de las categorías tradicionales incluyó la movilidad. Adicionalmente se lanzó la convocatoria 2020 para postulaciones a los Certificados de Eficiencia Energética (CEE), premio monetario que otorga el MIEM por las Medidas de Eficiencia Energética (MMEE) exitosas que se hayan implementado en empresas de todos los sectores de actividad, organismos públicos y privados y hogares en contribución a la meta de energía evitada establecida en el Plan Nacional de Eficiencia Energética. En este contexto el MIEM presentó su campaña Poné tu mejor energía en la eficiencia, con la que se propone informar y acompañar a las micro, pequeñas y medianas empresas en la búsqueda y aplicación de medidas y herramientas disponibles para que su consumo de energía sea más eficiente. A tales fines el MIEM otorga asistencia para la realización de autodiagnósticos de consumo energético y la obtención de fondos no reembolsables para implementar medidas de eficiencia energética.

V FUENTES RENOVABLES

La Secretaría de Energía de **Argentina** reportó la firma de 7 contratos por 45 MW, correspondientes a los proyectos pendientes del "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3". Con la firma de estos últimos contratos, se alcanzó un total de 33 proyectos por una potencia de 203 MW que serán desarrollados bajo la modalidad de la Ronda 3, con una inversión superior a los 319 MUSD. Estos proyectos permitirán generar energía eléctrica para 223,000 hogares. Los proyectos del MiniRen abarcan las diversas posibilidades de generación a partir de fuentes renovables (eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás o pequeños aprovechamientos hidroeléctricos), con la particularidad de no superar una potencia de 10 MW. También se inauguraron dos centrales generadoras de energía eléctrica a partir de biomasa forestal en Chaco, que generarán una potencia de 19 MW con energía proveniente de fuentes renovables.

En septiembre de 2020, el Fondo de Energía Renovable de los Emiratos Árabes Unidos y el Caribe (EAU-CREF) se comprometió a desarrollar el proyecto de electrificación rural de energía renovable más grande de **Belice**, que llevará por primera vez servicios de electricidad modernos a tres comunidades remotas del país. El contrato de ingeniería, adquisición y construcción para construir una planta híbrida solar fotovoltaica (PV) y diésel, equipada con almacenamiento de baterías contará con recursos por USD 50 millones, la mayor inversión en energía renovable de su tipo en la región.

Brasil reportó que las fuentes renovables no se vieron muy afectadas por la pandemia, aumentando un 2.5%, apoyadas por aumentos en los productos de caña de azúcar, eólica, solar y biodiésel. En este contexto, se produjo un aumento en la participación de las fuentes renovables en la Matriz Energética (OIE), del 46.1% en 2019 al 48.4% en 2020. En 2020, el indicador de superávit energético de Brasil se duplicó con creces, y la producción primaria superó la demanda total en más del 11%. En este escenario el suministro de energía eléctrica a nivel nacional cayó un 0.8% en 2020, pero las fuentes renovables aumentaron un 1.3%. Así, la proporción de renovables se incrementó en 1.8 puntos porcentuales, pasando al 84.8%. Lo más destacado fue la energía solar, con un crecimiento superior al 60% en 2020. En este marco se inauguró un importante parque solar de generación en el Medio Oeste brasileño. El proyecto, ubicado en el estado de Goiás, comprende 26 proyectos de generación y tiene una capacidad instalada de 5.6 MWp, capaz de atender el equivalente a 4,265 familias. También se inauguró, en el estado de Paraíba, la planta solar Coremas, cuyo tamaño equivale aproximadamente a 1,100 campos de fútbol con módulos solares, capaces de abastecer el consumo de 300 mil viviendas populares. El interior de Paraíba, específicamente la ciudad de Coremas, es considerado el mejor punto de irradiación solar de Brasil. Cuando esté terminado, el complejo contará con 312 MW de potencia, con 686 mil módulos fotovoltaicos instalados. Por otra parte, entró en vigor el porcentaje mínimo obligatorio del 12% de biodiésel a gasoil vendido al consumidor final (B12). La medida cumple con el cronograma aprobado por el Consejo Nacional de Política

Energética (CNPE). Según la Resolución del Consejo, las próximas evoluciones de la adición obligatoria deben ser en el 1/3/2021 al 13%; el 1/3/2022 para el 14%; el 1/3/2023 por el 15% (límite máximo). Con el uso de B12, se espera que la demanda de biodiésel crezca en mil millones de litros este año. También, en junio de 2020 se realizó la Subasta de Biodiesel L73, que registró el mayor volumen negociado en una subasta bimestral y el mayor movimiento financiero en la historia del sistema de comercialización de biodiesel. Además, se inauguró una de plantas de biogás más grandes del mundo para la generación de energía eléctrica sostenible. La planta de biogás, instalada en la planta de Bonfim, cuenta con una capacidad de generación de energía de 138,000 MWh / año que permitirá abastecer a un total de 62,000 hogares o aproximadamente 150,000 habitantes. En octubre de 2020 se registró un récord de generación eólica, que alcanzó los 12,229 MW, energía suficiente para abastecer a 32 millones de personas. Por su parte la generación solar fotovoltaica alcanzó los 2,073 MW en abril, energía suficiente para abastecer a 5 millones de personas.

En **Chile** en el primer semestre de 2020 la Región de Coquimbo, alcanzó un 99% de generación de electricidad con fuentes renovables, con predominio de la energía eólica. Durante los primeros seis meses de año se incorporaron nuevos proyectos ERNC a la matriz: el parque fotovoltaico Llanos de Potroso (9 MW) en la comuna de La Serena y el parque fotovoltaico La Chimba Bis (2.8 MW), en Ovalle. También se inauguró la planta solar flotante más grande Chile. Se trata de una isla con 456 paneles fotovoltaicos conectada a la red de distribución bajo la ley de Net Billing. Asimismo, durante el 2020 la generación de energías renovables no convencionales superó el 21%. En este contexto se inauguró, en la Región del Biobío el parque solar fotovoltaico más austral del planeta. La planta fotovoltaica Cabrero, cuenta con 7,056 paneles y con una capacidad de 2.62 MW para abastecer a 4,000 viviendas de la región, con una producción estimada anual de 5.8 GWh. También se inauguró el estacionamiento solar más grande de Chile, con la instalación de 768 paneles solares que generarán 390,000 kWh y que permitirán abastecer el 100% de la energía del el Parque Safari en la comuna de Rancagua (centro de recuperación y cuidado de animales) el que dejará de emitir más de 150 toneladas anuales de CO_2. Este proyecto será conectado a la red bajo la Ley Net Billing. Además, se inauguró una planta solar fotovoltaica en la Viña Pérez Cruz; espacio compuesto por 1,255 paneles solares con capacidad para generar 308 KW equivalentes al 70% de su demanda eléctrica. Adicionalmente se inauguró en Rinconada el parque fotovoltaico de 9 MW Libertadores. La planta, que cubre 24.4 hectáreas, inyectará 11.7 MW de electricidad a la red nacional y permitirá que 9,000 hogares reciban energía limpia y renovable. Por otra parte, se inauguraron obras clave para robustecer el Sistema Eléctrico en el Norte Grande y transitar a una matriz renovable. Se trata de la subestación Frontera, en la Región de Antofagasta, y de dos nuevos paños eléctricos en las subestaciones Cóndores y Parinacota, en las regiones de Tarapacá y de Arica y Parinacota, respectivamente. Es importante destacar que Reporte Climatescope 2020 de Bloomberg ubicó a Chile como el país más atractivo para invertir en energías renovables, en el registro histórico de Chile en este ranking mundial, se observa que en el 2017 ocupaba el puesto número 7; saltando desde el 2018 a la fecha, al top one. Durante el 2020 la generación de energías renovables, superó el 21% del consumo total del país. Por otra parte, en el marco de la Estrategia de hidrógeno verde se inauguró en Magallanes el primer piloto de hidrógeno verde en el país. Magallanes tiene grandes proyecciones para ser uno de los polos más importantes del mundo en la producción de hidrógeno verde y energías limpias en consideración de su potencial eólico.

Colombia inauguró en Ovejas, Sucre un proyecto de electrificación basado en la instalación de sistemas fotovoltaicos individuales aislados que beneficia a más de 500 personas con recursos provenientes del Sistema General de Regalías. Asimismo, se inauguró en Medellín, un Sistema Solar Fotovoltaico con 780 paneles solares ubicados en el Centro de Tecnología de la Manufactura Avanzada –CTMA del SENA Antioquia, que generará 44 MW mensuales de energía. Además, en el marco de la iniciativa La Nueva Energía del sol se inauguró un proyecto de electrificación solar fotovoltaica en Urumita, departamento de La Guajira, que beneficia a 10,402 familias. Adicionalmente, se inauguró la granja Solar Bosques de los Llanos I, ubicada en el municipio de Puerto Gaitán, Meta. La puesta en operación de este proyecto de energía solar, con una capacidad instalada de 20 MW, generará 51 GWh de energía anual, equivalente a lo que consumen 23,800 familias, y permitirá la reducción de cerca de 19,450 toneladas de CO_2 anuales. También se inauguraron 5 proyectos de energía solar, instalados durante el 2020 en el Aeropuerto Internacional Matecaña, Victoria Centro Comercial, Centro Comercial Alcides Arévalo, Viva Cerritos y el mismo Bioparque, que se suman a otros dos ya instalados y en funcionamiento en el Liceo Pino Verde y la Universidad Tecnológica de Pereira. Estos sistemas cuentan con un total de 5,632 paneles que cubrirán gran parte de la demanda energética de las diferentes instituciones representando una disminución de 671 toneladas de CO_2 cada año en la ciudad. Por otra parte, más de mil familias del Caquetá de la zona rural de San Vicente del Caguán, accedieron al servicio de electricidad en el marco del programa La Nueva Energía

del Sol mediante la instalación de paneles solares realizada con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI). Conjuntamente, se inauguró en Cartagena de Indias, el parque solar "Pétalo de Córdoba I". La planta con una capacidad instalada de 12 MWac generará más de 17 GWh al año, que aportará al sistema interconectado nacional (SIN). Con la entrada en operación de esta planta se dejarán de emitir más de 6,000 toneladas de CO_2 a la atmósfera, equivalente al consumo de energía de 692 hogares durante un año. También en Cartagena, se inauguró el Parque Solar Bayunca moderna instalación con 9,810 paneles solares, capaces de generar más de 7.1 GWh / año, lo necesario para atender a más de cuatro mil hogares. De igual forma, se inauguró en Santander de Quilichao, Cauca, Colombia, una granja de energía solar compuesta por 4,890 paneles instalados sobre una estructura que cuenta con una sofisticada tecnología que se va orientando con dirección al sol para maximizar la producción de energía, con la que se abastece el 20% de la demanda de energía anual de una planta de producción de galletas. El complejo fue construido en un área de 22,000 m^2, y producirá más de 2,716 MWh / año de energía, aportando a la disminución de CO_2 en más de 1,000 toneladas al año. Adicionalmente, se inauguró la primera granja solar a gran escala del Tolima, ubicada en el municipio de El Espinal, compuesta por 37,876 paneles con una capacidad instalada de 9.9 MW suficientes para el consumo promedio de 6,000 familias. En este contexto se aprobó un subsidio transitorio del 86% en tarifas del servicio de energía eléctrica con paneles solares, para hogares en zonas no interconectadas. Este subsidio beneficiará a más de 13,300 usuarios que actualmente tienen acceso a la Nueva Energía del Sol.

Costa Rica, logró electrificar 337 días del 2020 con energía renovable. La generación eléctrica basada en fuentes renovables alcanzó cifras históricas en los últimos años, sumando su sexto año consecutivo con más del 98% de generación eléctrica renovable ya que, en el 2020, a pesar de los efectos de la pandemia, el país registró un 99.78% de producción eléctrica renovable, lo que implicó que, la energía generada por combustibles fósiles, fuera la más baja desde 1986. La mayor producción eléctrica correspondió a la hidroelectricidad con un 71.95%, beneficiada por un superávit de lluvias experimentado en el segundo semestre del año. La geotermia se posicionó como segunda fuente energética con una generación del 14.90%, por su parte la energía eólica se ubicó en el tercer lugar con un 12.39%. En este contexto la biomasa y la energía solar, aportaron con un 0.54%. Con estas cifras el país se ubica por encima del promedio mundial establecido en 72%, según el informe Estadísticas de Capacidad Renovable 2020 de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). Adicionalmente se anunció que a menos de dos años del lanzamiento del Plan Nacional de Descarbonización se han logrado importantes avances en cuanto a las metas previstas al 2022, como el cumplimento por parte del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) de la meta de mantener una matriz eléctrica renovable al 100% en el 2020.

Tras su sincronización al Sistema Electroenergético Nacional, **Cuba** comenzó las fases de prueba de su primera planta bioeléctrica, ubicada en la central provincia de Ciego de Ávila. La nueva planta generará electricidad a partir de la biomasa del arbusto de marabú y, además, producirá energía limpia durante el período de la zafra azucarera con el empleo del bagazo. Está ubicada en áreas de un central azucarero y se prevé que ahorre unos 100,000 barriles de petróleo anuales cuando entre en funcionamiento. Fue construida con una inversión de 180 MUSD que incluye tecnología de una compañía china y la ejecución de las obras estuvo ca cargo de la empresa mixta BioPower S.A. (con participación cubana, británica y china). Cuando esté en pleno funcionamiento, se espera que esta unidad genere 60 MW de electricidad por día, el equivalente al 50% del consumo energético de Ciego de Ávila. La planta aportará toda la electricidad que necesita el central Ciro Redondo para la producción de azúcar y el resto lo sumará a la red nacional. La ejecución de bioeléctricas en Cuba para producir energía limpia mediante biomasa, menos costosa y más eficiente, forma parte de la estrategia que desarrolla el país para cambiar su matriz energética y ampliar el uso de fuentes renovables, hasta llegar al 24% de la generación eléctrica (el 14% provendrá de la biomasa) por estas vías en el año 2030.

Ecuador informó que al 2020 el 92% de la generación de energía en el país provino de centrales hidráulicas, el 7% de térmicas y el 1% de fuentes no convencionales (fotovoltaica, eólica, biomasa, biogás, geotermia, entre otras). Esta producción, marcada por energías amigables con el ambiente, logró satisfacer la demanda nacional de electricidad, así como la exportación de electrones a los países vecinos (Colombia y Perú).

En el mes de abril del año 2020 entraron en operación comercial en el mercado mayorista de electricidad de **El Salvador** dos plantas de generación solar fotovoltaicas, que sumaron 110 MW al parque generador del país. Las de mayor tamaño son las instalaciones de las plantas Albireo I y II que son de 50 MW cada una, totalizando 100 MW. Estas instalaciones están equipadas con sistemas de seguidores solares (trackers) que

otorgan mayor eficiencia en la producción de energía eléctrica. Asimismo, en el primer semestre del 2020 entró en operación comercial la planta de Sonsonate Solar de 10 MW, que cuenta con instalaciones fijas sobre el suelo. Adicionalmente, como parte del impulso de la generación distribuida renovable, en el año 2020, iniciaron operación comercial 19 proyectos que a partir de recursos hidroeléctrico y solar fotovoltaico suman una capacidad instalada de 30.93 MW.

Guatemala informó que, de la nueva capacidad de generación eléctrica instalada en el año 2020, el 41 % utiliza un recurso renovable.

El Directorio Ejecutivo del Banco Mundial aprobó en septiembre de 2020 un financiamiento adicional de USD 6.9 millones para el Proyecto **Haití**: Energía Renovable para Todos. Este financiamiento tiene como objetivo aumentar las inversiones en energía renovable para ampliar y mejorar el acceso a la electricidad para la infraestructura de salud, los hogares, las empresas y los servicios comunitarios. El Proyecto incluye la instalación de almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de baterías para infraestructura sanitaria e instalaciones de agua. También se prevé completar la rehabilitación de la mini central hidroeléctrica Drouet en el departamento de Artibonite, que proporcionará electricidad limpia y confiable a las comunidades cercanas y la red regional.

Durante 2020, en un esfuerzo por reducir los gastos de electricidad en las escuelas públicas en **Jamaica**, y disminuir la dependencia de la Jamaica Public Service Co. Limited, el Ministerio de Educación, Juventud e Información invirtió $60 millones en sistemas solares fotovoltaicos que permitirán reducir las actuales facturas de electricidad entre un 40 y un 70%.

Nicaragua reportó que la capacidad para generar energías renovables alcanzó en 2020 el 75.94% lo que representa 50 puntos más que lo alcanzado en el año 2007, este escenario implicó en 2020 un ahorro de aproximadamente 5.1 millones de barriles derivados del petróleo. En este contexto la Planta solar de Corn Isalnd, Caribbean Pride Solar Energy Plant, ganó el Premio Proyecto del Año Internacional en Almacenamiento de Energía Solar, otorgado durante el Evento Solar and Storage Live UK 2020. Esta planta solar hibrida fue inaugurada en julio de 2019, para proveer energía limpia a los pobladores de Great Corn island. Fue construida por ENATREL por medio del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables PNESER, y contó con el Financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo BID.

Panamá anunció el inicio de operaciones de las plantas fotovoltaicas Dacona Star, Fotovoltaica Santiago y Eco Solar, con capacidades de 240 KW, 4,980 kW y 9,900 kW respectivamente, para un total de 15,120 kW. Adicionalmente se alcanzó el 100% de ejecución en los siguientes proyectos de energías renovables: "Acelerando la transición a la movilidad sustentable y baja en emisiones en el Área Metropolitana", dirigido a facilitar las herramientas necesarias para centrar mejor el uso de los recursos del país en sus esfuerzos por alcanzar un transporte más sustentable; "Estudio de viabilidad de un proyecto piloto para disminuir el subsidio (gas/eléctrico) a través del uso de paneles solares fotovoltaicos y tecnología eficientes" que implicó la instalación de unidades de generación de energía eléctrica para autoconsumo, así como equipar con electrodomésticos, luminarias y otros equipos eficientes a residencias que reciben subsidios en tarifas eléctricas (consumo < 300 kWh) y al cilindro de 25 libras de GLP, con el fin de compensar la energía subsidiada y así disminuir gradualmente los aportes y subsidios energéticos estatales; "Desarrollo del Impacto Social de la Agenda de Transición Energética", a cargo de la realización de un análisis cualitativo y cuantitativo sobre las interrelaciones entre energía sostenible de acuerdo al Objetivo de Desarrollo Sostenible 7, y la pobreza y la desigualdad en Panamá, en el marco de los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030 para Panamá.

En materia de energías renovables, **Perú** concluyó con las instalaciones del primer Programa Masivo con Sistemas Fotovoltaicos (agosto 2020), beneficiando con la instalación de 208,145 sistemas fotovoltaicos, a 820 mil habitantes de los departamentos de Amazonas, Ancash, Apurímac, Arequipa, Ayacucho, Cajamarca, Cusco, Huancavelica, Huánuco, Ica, Junín, La Libertad, Lambayeque, Lima, Loreto, Madre de Dios, Moquegua, Pasco, Piura, Puno, San Martín, Tacna, Tumbes y Ucayali.

En **República Dominicana** el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado (OC-SENI) lanzó su Servicio de Pronósticos de Generación de Energía Solar y Eólica, que asegurará la integración masiva de las energías renovables en forma eficiente y sostenible en el tiempo. Este servicio permite establecer cuánta generación renovable entrará en el sistema eléctrico y así saber cuánta generación convencional es necesaria

para complementar el resto de la demanda, fortaleciendo de esta forma los principales ejes del mercado eléctrico, como son la planificación, la confianza y la certidumbre, a la vez que corrige la dispersión de información en esta materia. Adicionalmente el Ministerio de Energía y Minas MEM de República Dominicana reabrió el Parque Temático de Energía Renovable ubicado en Ciudad Juan Bosch, espacio en el que se genera energía limpia con diversas tecnologías. El parque se encontraba en fase de terminación de obras que se retrasaron producto de los efectos de la pandemia. El Parque Temático brinda la oportunidad de conocer todas las fuentes de energías renovables en un recorrido de media hora.

En noviembre de 2020, el Grupo JGH firmó un contrato para la entrega de una micro red solar de 250 kWp al Ministerio de Recursos Naturales para su instalación en la aldea de Godoholo en **Surinam**. Godoholo está situado en la parte sureste del país, aproximadamente a dos días en el Amazonas en canoa desde Paramaribo, y funcionaba con un generador a diésel, ahora los habitantes tendrán electricidad generada a partir de 756 paneles solares, suficiente para abastecer a todo el pueblo con energía renovable.

Uruguay reportó que, en 2020, por primera vez en más de 40 años, la generación eléctrica de origen hidráulico no representó la principal fuente de generación eléctrica, constituyendo la energía eólica, la principal fuente de generación eléctrica mediante una aportación del 40% de la generación total.

VI ENERGÍA Y AMBIENTE

En 2020, las emisiones de gases de efecto invernadero de **Brasil** fueron de 383 Mt CO_2eq., Lo que muestra una disminución del 5.5% con respecto a las emisiones de 2019 y un 21% por debajo del récord de emisiones de 2014 de 484.6 Mt, año de alta generación termoeléctrica a partir de fuentes fósiles. La relación entre las emisiones y la OIE fue de 1.33 tCO_2 / tep en 2020, un 40% menos que el indicador global. El bajo indicador de intensidad de carbono en relación a la energía se debe a las altas proporciones de fuentes renovables en la matriz eléctrica (84.8%), en la matriz energética industrial (45.3%) y en la matriz energética de transporte (24.5%). Cabe señalar que en marzo de 2020 el porcentaje de mezcla de biodiésel con diésel total se elevó al 12%, aumentando en un punto porcentual. Para el 2023, este indicador se elevará al 15%, según la legislación vigente. Por otra parte, RenovaBio superó la marca de 15 millones de Créditos de Descarbonización registrados en la Bolsa de Valores (B3 -Brasil Bolsa Balcão). RenovaBio contribuye al cumplimiento de los compromisos del país bajo el Acuerdo de Paris y promueve la adecuada expansión de la producción y uso de biocombustibles en la matriz energética nacional, con énfasis en la regularidad del suministro de combustibles.

Chile desconectó de forma definitiva la central Bocamina I de Enel, en Coronel, tras 50 años de funcionamiento. Este acto se considera un hito histórico para el Plan de Cierre de Centrales a carbón en aras de seguir impulsando el desarrollo de las energías limpias, 48 horas antes se produjo el cierre de la central Ventanas I tras 56 años de funcionamiento, con lo que se evitará la emisión de 182 mil tCO_2 a la atmósfera. Con la salida de Bocamina se completa el cierre de casi el 20% del total de centrales a carbón en Chile. La Central Bocamina I, con una capacidad de 128 MW fue inaugurada en 1970, y es la quinta central en cerrar sus operaciones en el marco del plan de Retiro de Centrales liderado por el Ministerio de Energía. Estas cinco centrales implican el retiro de 570 MW generados por carbón los que serán reemplazados por energías renovables. El cierre de ambas centrales -Ventanas 1 y Bocamina 1- significan el retiro de 242 MW y la reducción de más de 705,000 tCO_2, equivalentes a la salida de circulación de más de 277,000 vehículos. Por otra parte, se realizó el lanzamiento del Sello de Calidad de Leña, una iniciativa del Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética que destaca a los comerciantes de leña seca que cumplen con el estándar de calidad definido por este Sello. El Sello Calidad de Leña es parte de la Estrategia de Transición Energética Residencial del Ministerio de Energía y contempla distintas iniciativas para modernizar el mercado de biocombustibles sólidos, su calidad y estándares de producción.

En el quinto aniversario del Acuerdo de París, **Costa Rica** presentó las metas titulares de la Contribución Nacionalmente Determinada 2020 (NDC 2020), documento oficial que reúne las políticas públicas en materia climática que el país planea implementar entre 2021 y 2030. En esta nueva hoja de ruta para la próxima década el país aumentó sus metas climáticas en relación con la contribución presentada en 2015, previendo una

reducción de emisiones, con una meta de 9.11 tCO_2eq. incluyendo todos los gases y todos los sectores cubiertos por el Inventario Nacional de Emisiones correspondiente. Esto garantiza que las acciones climáticas del país estén en línea con la meta global de aumento de temperatura, definida por la comunidad internacional en 1.5 °C.

Uruguay realizó el lanzamiento del proceso de elaboración de una "Estrategia climática de largo plazo para un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y resiliente al clima". La actividad marcó el inicio de un proceso de búsqueda de una visión nacional, interinstitucional y coordinada sobre el cambio climático, pero, fundamentalmente, sobre las estrategias que se diseñarán para dar respuesta local y global a los objetivos planteados para el 2050, con el acuerdo de Paris de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). El proyecto estará liderado por el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático (SNRCC) e involucra diferentes actores de la sociedad. La primera etapa finalizará en el primer semestre de 2021, cuando se presente la Estrategia de Largo Plazo.

VII INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

En octubre de 2020, el Centro Caribeño para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética (CCREEE), con sede en **Barbados**, firmó una Carta de Acuerdo (LoA) para convertirse en el socio principal en materia de energía en el desarrollo conjunto de información y servicios climáticos avanzados y adaptados para el sector energético en la Comunidad del Caribe (CARICOM). El CCREEE se une a otras agencias e instituciones regionales que representan a los sectores sensibles al clima del Caribe en el Consorcio de Sistemas Regionales de Información Sectorial de Alerta Temprana a través de Escalas de Tiempo Climáticas (EWISACTs).

El 3 de febrero de 2020 se realizó en Río de Janeiro el primer Foro Energético **Brasil**-Estados Unidos (USBEF), encuentro que marcó el inicio de una agenda de cooperación bilateral para superar los desafíos del comercio y la inversión energética. En la reunión se presentó el Plan de Acción de los dos países para 2020 en las áreas de petróleo y gas, energía nuclear y eficiencia energética. En el área de hidrocarburos se prevé promover inversiones estadounidenses en recursos de petróleo y gas bajo el programa Open Acreage; acelerar el crecimiento y desarrollo del mercado de gas natural en Brasil, junto con la correspondiente reforma regulatoria; proveer soporte técnico y regulatorio para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Brasil, entre otras acciones. En materia de energía nuclear, valorando la larga trayectoria de Brasil en el dominio del ciclo del combustible nuclear y sus grandes reservas de uranio, se planteó el aporte de Estados Unidos en lo que respecta a experiencia tecnológica. En tal sentido, el Plan de Acción incluye: Asociación técnica, económica y comercial para completar Angra-3 (TBD); y asociación técnica y económica para la renovación de la licencia de operación de Angra-1, extendiendo su vida útil de 40 a 60 años. Paralelamente al Foro se firmó el Memorando de Entendimiento entre la Asociación Brasileña de Actividades de Desarrollo Nuclear - ABDAN y el Instituto de Energía Nuclear de los Estados Unidos (NEI) para reforzar la importancia de la cooperación Brasil-Estados Unidos en el sector nuclear.

En 2020 se registró un nuevo récord de productividad en la Central Hidroeléctrica de Itaipú Binacional **(Brasil-Paraguay)**: 1.0881 MW med/m^3/s (MW promedio producidos por metro cúbico de agua por segundo), considerado el mejor índice de su historia con más de 36 años de funcionamiento. De esta forma, la mayor generadora de energía limpia y renovable del planeta superó la mayor sequía de todos los tiempos registrada en 2019 y los impactos de la pandemia. Este logro se sustenta en la optimización de los procesos de operación y mantenimiento con un enfoque en el mejor uso posible del recurso.

Costa Rica suscribió un acuerdo de financiamiento no reembolsable que bajo la lógica del Pago por Resultados le permitirá recibir USD 60 millones del Banco Mundial durante los próximos cinco años como reconocimiento a los esfuerzos emprendidos en materia de protección forestal y reducción de emisiones, en el actual contexto de crisis climática. El anuncio se realizó posterior a la ceremonia oficial de entrega del Premio de la Acción Mundial sobre el Clima 2020 de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), cuya categoría Financiamiento de inversiones respetuosas con el clima recayó en Costa Rica. Los fondos provienen del Acuerdo de Pago por Reducciones de Emisiones con el Fondo Cooperativo para el Carbono de los Bosques, conocido como ERPA

(Emission Reduction Purchase Agreement, por sus siglas en inglés) entre el Gobierno de Costa Rica y el Fondo Cooperativo para el Carbono de los Bosques (FCPF) que es administrado por el Banco Mundial. Los fondos serán destinados a las personas y organizaciones propietarias de terrenos con bosque y que voluntariamente deseen participar en el programa. El acuerdo beneficiará en particular a poblaciones clave como territorios indígenas con bosque y a grupos organizados de mujeres y jóvenes que realicen acciones de conservación pero que por sus condiciones no son propietarias de los terrenos. El acuerdo abarca la reducción de emisiones de CO_2 debidas a la deforestación y degradación de los bosques y al aumento en las reservas de carbono. Incluye también acciones institucionales para atender los principales factores que afectan la deforestación y la degradación de los bosques, como la atención de incendios y la atención a la tala ilegal. Como líder mundial en sostenibilidad, Costa Rica se ha destacado por implementar a lo largo de más de 20 años, un Programa de Pago por Servicios Ambientales (PSA) para revertir la deforestación ejecutado por el Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (FONAFIFO), así como un programa para combatir incendios forestales liderado por el Sistema Nacional de Áreas de Conservación (SINAC) del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).

Entre enero y febrero de 2020, **Ecuador** exportó 234.38 GWh a Colombia. Esta exportación ha significado un ingreso de USD 16 millones para el Estado ecuatoriano. La generación eléctrica fue producida en un 90% por fuentes renovables – como hidroeléctrica, fotovoltaica y eólica – lo que permitió que los precios de exportación fueran competitivos y de interés para Colombia.

El 9 de octubre de 2020 se llevó a cabo la Reunión de la Comisión Especial de Entes Binacionales y Desarrollo del Sistema Eléctrico de la República del **Paraguay** con asesores de las distintas instituciones gubernamentales involucradas en la renegociación del Anexo C 2023 del tratado de Itaipú. En el marco de la sesión se informaron los avances obtenidos por los grupos de trabajo liderados por la Cancillería Nacional relativos a la revisión del referido anexo. Por otra parte, con el objetivo de generar alianzas y complementar la energía hidroeléctrica disponible con otras fuentes, como la solar y la eólica, así como optimizar su uso con soluciones de eficiencia energética, se realizó el Foro Paraguay-Chile, Energías Renovables no Convencionales y Eficiencia Energética.

En agosto de 2020, **Trinidad y Tobago** y **Barbados** suscribieron un Memorando de Entendimiento (MOU) que establece un marco general para que ambas partes emprendan iniciativas de cooperación en las áreas de energía, seguridad energética, así como exploración, desarrollo y producción de energía, sobre la base de los recursos de hidrocarburos que se extienden a través de su frontera marítima.

VIII FENOMENOS NATURALES Y SINIESTROS QUE AFECTARON AL SECTOR

En **Brasil** el estado de Amapá permaneció aproximadamente tres semanas sin servicio eléctrico, después de que el 3 de noviembre de 2020 un trueno incendiara la estación que abastece el servicio en la región, situación que se vio agravada por severas lluvias que provocaron inundaciones en varias partes de la ciudad. La población de Amapá recuperó el servicio eléctrico desde la madrugada del 7 de noviembre, luego de intensos esfuerzos coordinados por el Gabinete de Crisis, establecido por el Ministerio de Minas y Energía (MME), en conjunto con organizaciones del sector eléctrico brasileño, del Gobierno Federal y Gobierno del Estado de Amapá.

En noviembre de 2020 el huracán Iota llegó a categoría 5 (la mayor en la escala de Saffir-Simpson) e impactó al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina en **Colombia**, generando graves daños por fuertes vientos y lluvias torrenciales que afectaron la infraestructura eléctrica. El gobierno emprendió múltiples acciones para reestablecer la energía eléctrica mediante la instalación y energización de postes y la entrega de kits solares; así como para garantizar la distribución de combustibles líquidos y gas GLP para cocción.

En **Ecuador**, el 7 de abril de 2020, debido a un proceso de erosión regresiva en la zona de San Rafael, límite provincial entre Napo y Sucumbíos, se produjo un socavón que destruyó las tuberías del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y del Poliducto Shushufindi-Quito, generando un derrame de hidrocarburos en el rio Coca. Inmediatamente se implementaron barreras de contención en diferentes puntos, y se inició la construcción de obras emergentes para disminuir la velocidad del caudal de agua del río Coca, mitigar el fenómeno de

erosión natural regresiva y proteger esta infraestructura estratégica. Por otra parte, a fin de prevenir una posible afectación a la infraestructura petrolera existente en la zona, se iniciará la construcción de una nueva variante de la tubería del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables de Ecuador declaró Fuerza Mayor en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos debido a la paralización del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) a partir del 3 de junio, a las 00h00. La suspensión de actividades en el SOTE se debió a la construcción de dos variantes de tubería de 380 y 690 metros de longitud, que permitirán salvaguardar la integridad del oleoducto. La decisión adoptada fue preventiva y de carácter ambiental, con el propósito de evitar el riesgo de un derrame, mientras terminan las obras de la nueva variante del SOTE. Las exportaciones petroleras del país no se vieron afectadas, debido al stock de crudo existente en la Terminal de Balao.

En **Guatemala** las tormentas ETA e IOTA afectaron las regiones Norte del País, lo que implicó la realización de modificaciones en la red de transmisión para garantizar el suministro de energía eléctrica a toda la población.

El huracán Iota provocó afectaciones en el sector eléctrico de **Nicaragua**, 160,233 viviendas en todo el territorio nacional, estuvieron sin suministro eléctrico. Las autoridades energéticas informaron que se procedió a desconectar las plantas y circuitos de distribución, para evitar daños humanos por caídas de postes y roturas en las líneas. Posteriormente se realizaron las obras correspondientes y se restableció el servicio en las zonas afectadas.

Panamá informó que en noviembre de 2020 las afectaciones provocadas por los huracanes ETA e IOTA, causaron daños importantes en varias provincias del país, siendo Bocas de Toro una de las más afectadas, lo que produjo la inhabilitación de la carretera de acceso bloqueándose así la llegada de combustible a la provincia por lo que se tuvo que utilizar una ruta alterna por Costa Rica para el ingreso. Debido a la rápida acción de las instituciones públicas con el apoyo de las empresas importadoras – distribuidoras de combustibles y gas licuado de petróleo, se logró llevar el combustible a diversos poblados de la provincia y así evitar el desabastecimiento. Adicionalmente se llevó combustible a una planta de generación eléctrica para brindar el servicio a la provincia.

En **Perú** el 23 de enero de 2020, un camión cisterna de GLP sufrió un accidente en Villa El Salvador, distrito de Lima por rotura de una válvula en su parte inferior, lo que provocó la fuga del gas. La deflagración causada por una chispa ocasionó lamentables pérdidas de vidas humanas y heridos. También se produjeron daños materiales. El Ministerio de Energía y Minas coordinó acciones para esclarecer las causas del accidente y determinar el cumplimiento de la normativa de seguridad vigente para el transporte de combustibles.

En agosto de 2020 la tormenta Laura impactó fuertemente a la Isla La Española, provocando daños en el servicio eléctrico nacional de la **República Dominicana** que obligaron al Centro de Control de Energía a declarar el estado de emergencia en el Sistema Eléctrico Interconectado (SENI). Se iniciaron de forma inmediata los trabajos para restablecer el servicio a los usuarios afectados.



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[1]; se utilizó la última actualización de la base, al 15 de septiembre de 2021 y el BP Statistical Review of World Energy 2021[2].

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[3] 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 2020).

1. http://databank.worldbank.org/wdi
2. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf
3. http://estadisticas.cepal.org/cepalstat

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 2020. La información económica está referida al año base 2011 en el caso del PIB de Paridad del Poder Adquisitivo y base 2010 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 Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE, División de Población, CEPAL, ONU).

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 CO_2, 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, solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geotermia, etc.

Petróleo crudo

Mezcla compleja de hidrocarburos, de distinto peso molecular en la que hay una fracción generalmente pequeña de compuestos que contienen azufre y nitrógeno. La composición del petróleo es variable y puede dividirse en tres clases de acuerdo a los residuos de la destilación: como parafinas, asfaltos o una mezcla de ambos. En su estado natural se encuentra en fase líquida y permanece líquido en condiciones normales de presión y temperatura, aunque en el yacimiento, puede estar asociada con hidrocarburos gaseosos. En este concepto se incluyen los líquidos que se condensan al salir a la superficie, en las instalaciones de producción (condensados de petróleo) u otros hidrocarburos líquidos que sean mezclados con el caudal comercial de petróleo crudo.

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.

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.

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).

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.

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.

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:

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

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

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:

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

donde:

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

Oferta Total de Energía Primaria

La Oferta Total de Energía Primaria se define mediante los siguientes flujos del Balance Energético Nacional (BEN):

$$OTEP_t = PP_t + IM_t - EX_t + VI_t - NA_t$$

donde:

$$\begin{aligned} OTEP_t &= \text{Oferta Total de Energía Primaria en } t \\ PP_t &= \text{Producción de Primarias en } t \\ IM_t &= \text{Importación de Primarias en } t \\ EX_t &= \text{Exportación de Primarias en } t \\ VI_t &= \text{Variación de inventario (positivo o negativo) en } t \\ NA_t &= \text{Energía no Aprovechada en } t \end{aligned}$$

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 autoproductores. 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 (deflactor) 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.

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 proxi 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 Primaria. 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).

$$IEEC_t = \frac{\left[\frac{VA^{Ind}_{t_o}}{VA^{Ind}_{t}}\right] \cdot CF^{Ind}_t + \left[\frac{VA^{Serv}_{t_o}}{VA^{Serv}_{t}}\right] \cdot CF^{Serv}_t + \left[\frac{PIB_{t_o}}{PIB_t}\right] \cdot CF^{Trans}_t + \left[\frac{C^{Resid}_{t_o}}{C^{Resid}_{t}}\right] \cdot CF^{Resid}_t}{PIB_{t_o}}$$

donde:

$IEEC_t =$ Intensidad Energética a Estructura Constante en el instante t
$VA =$ Son los valores agregados: industrial (Ind) y terciario (Serv)
$t_o =$ Es el período 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).

Demanda evitada de energía por cambios en la intensidad energética

La elasticidad de una magnitud "y" respecto de otra "x", esto es la Elasticidad (y,x) , nos indica qué porcentaje varía "y", cuando "x" aumenta en un 1%. Dado que se trata de un cociente entre 2 tasas de variación se puede representar como:

$$Elasticidad(y,x) = \frac{x}{y}\frac{dy}{dx} = \frac{d\ln(y)}{d\ln(x)} \approx \frac{\Delta\ln(y)}{\Delta\ln(x)}$$

de manera similar, si tomamos a la Intensidad Energética y el Consumo Final de Energía del sector i, el valor de:

$$\frac{\ln(IE^i_t) - \ln(IE^i_{t-1})}{\ln(CE^i_t) - \ln(CE^i_{t-1})}$$

viene a representar el porcentaje que varía la Intensidad Energética entre t y t – 1 de sector i, cuando el consumo final de energía varía en 1%. Entonces, podemos emplear este valor para ponderar la variación en el consumo final y calcular la demanda evitada de energía en el período t del sector i, esto es:

$$DEE^i_t = \left(CE^i_t - CE^i_{t-1}\right) \cdot \left(\frac{\ln(IE^i_t) - \ln(IE^i_{t-1})}{\ln(CE^i_t) - \ln(CE^i_{t-1})}\right)$$

Este indicador estima la variación de la energía final ponderada por los cambios en la intensidad energética debidos a los cambios operados en el consumo de energía final. Por tal motivo, es una buena aproximación de

la demanda evitada por mejoras en la eficiencia energética. En este caso su valor es negativo. Recíprocamente, cuando su valor es positivo, da cuenta de la demanda de energía final inducida por los incrementos en la ineficiencia (aumento de la intensidad) en el uso de la energía.

Este mismo indicador se podría calcular para los sectores económicos, computando así, las demandas de energía evitadas en cada sector. En los gráficos publicados en el presente documento y para capturar mejor la evolución de las demandas evitadas (o inducidas) en curso, dados por los cambios que se van dando en el tiempo tanto en la intensidad energética como en el consumo final de energía, se calcula la evolución de la demanda de energía evitada fijando el año base de 1999 (Banco Mundial, 2015).

Análisis de descomposición estructural basado en el Índice de Divisia de la Media Logarítmica (LMDI)

Se trata de un índice desarrollado por François-Jean-Marie Divisia en los años ´20, diseñado para analizar cambios de una magnitud a lo largo del tiempo a partir de subcomponentes que se miden en diferentes unidades. La serie resultante es adimensional. En la década del ´70, comenzó a emplearse en el ámbito de la energía para descomponer los factores causales de los cambios en el consumo de la energía, permitiendo desagregar el efecto actividad (debido al cambio agregado de la actividad económica), el efecto estructura (debido a los cambios en la composición estructural de la economía, o sea los cambios en las participaciones relativas de las ramas de actividad) y el efecto eficiencia (debido a los ahorros energéticos generados) (Ang y Liu, 2006).

Dado que estamos procesando series temporales, se empleó la versión multiplicativa del Índice de Divisia de la Media Logarítmica. Entonces, los cambios operados en el Consumo Final entre el instante t y un instante de referencia to, se descomponen en los 3 efectos citados:

$$\frac{CE_t^{Tot}}{CE_{to}^{Tot}} = D_t^{tot} = D_t^{act} \cdot D_t^{str} \cdot D_t^{efi}$$

con:

$$D_t^{act} = \exp\left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \widetilde{w_t^i} \cdot \ln\left(\frac{Q_t}{Q_{t_o}}\right)\right]$$

$$D_t^{str} = \exp\left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \widetilde{w_t^i} \cdot \ln\left(\frac{P_t^i}{P_{t_o}^i}\right)\right]$$

$$D_t^{efi} = \exp\left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \widetilde{w_t^i} \cdot \ln\left(\frac{IE_t^i}{IE_{t_o}^i}\right)\right]$$

siendo:

$$\widetilde{w_t^i} = \frac{\left[\frac{CE_t^i - CE_{t_o}^i}{\ln(CE_t^i) - \ln(CE_{t_o}^i)}\right]}{\left[\frac{CE_t^{Tot} - CE_{t_o}^{Tot}}{\ln(CE_t^{Tot}) - \ln(CE_{t_o}^{Tot})}\right]}$$

donde:

$$
\begin{aligned}
CE_t^{Tot} &= \text{Es el Consumo Final agregado de los sectores que participan del cálculo en el tiempo } t \\
CE_t^i &= \text{Es el Consumo Final del sector } i \text{ en } t \\
t_o &= \text{Es el período de referencia o base: 2000} \\
D_t^{act} &= \text{Factor de la descomposición que explica el efecto actividad en } t \\
D_t^{str} &= \text{Factor de la descomposición que explica el efecto estructura en } t \\
D_t^{efi} &= \text{Factor de la descomposición que explica el efecto eficiencia en } t \\
Q_t &= \text{El nivel de actividad total de los sectores (la suma de los valores agregados sectoriales) en } t \\
P_t &= \text{La participación relativa del sector } i \text{ en } t \\
IE_t &= \text{La intensdad energética del sector } i \text{ en } t \\
i &= \text{Representa a los sectores industrial, servicios, transporte y otros}
\end{aligned}
$$

En el presente Panorama Energético se consideró el año de referencia 2000 y se utilizaron sólo los sectores productivos para analizar la evolución de los factores explicativos de los cambios acontecidos en el consumo final de energía.

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 autoproductores) 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 bicombustibles.

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 CO_2

Las emisiones de CO_2 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 CO_2 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 (CH_4) y otra forma de hidrocarbonos, compuestos que en el lapso comprendido entre unos pocos días hasta 10 u 11 años, se oxidan en la atmósfera para convertirse en CO_2.

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 CO_2 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 CO_2 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:

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

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 CO_2 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 CO_2 por energía consumida

Se define como la relación entre las emisiones totales de CO_2 divididas por el consumo final de energía.

Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica

Se define como las emisiones de CO_2 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:

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

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:

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



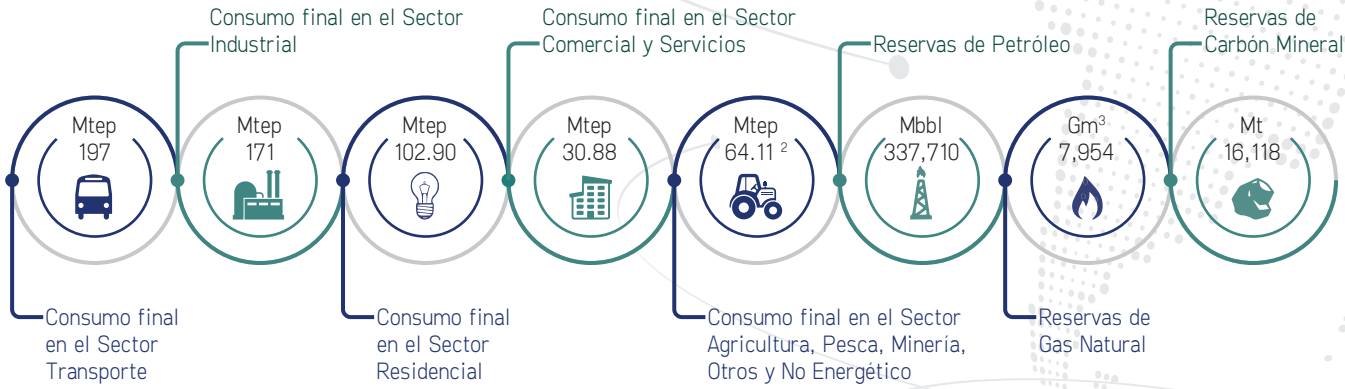
Estadísticas e indicadores energéticos agregados de América Latina y el Caribe y del Mundo

AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	646,479
Superficie (km^2)	20,397,604
Densidad de población (hab. / km^2)	32
Población urbana (%)	81
PIB USD 2010 (MUSD)	5,379,958
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	9,498,538
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético 2020

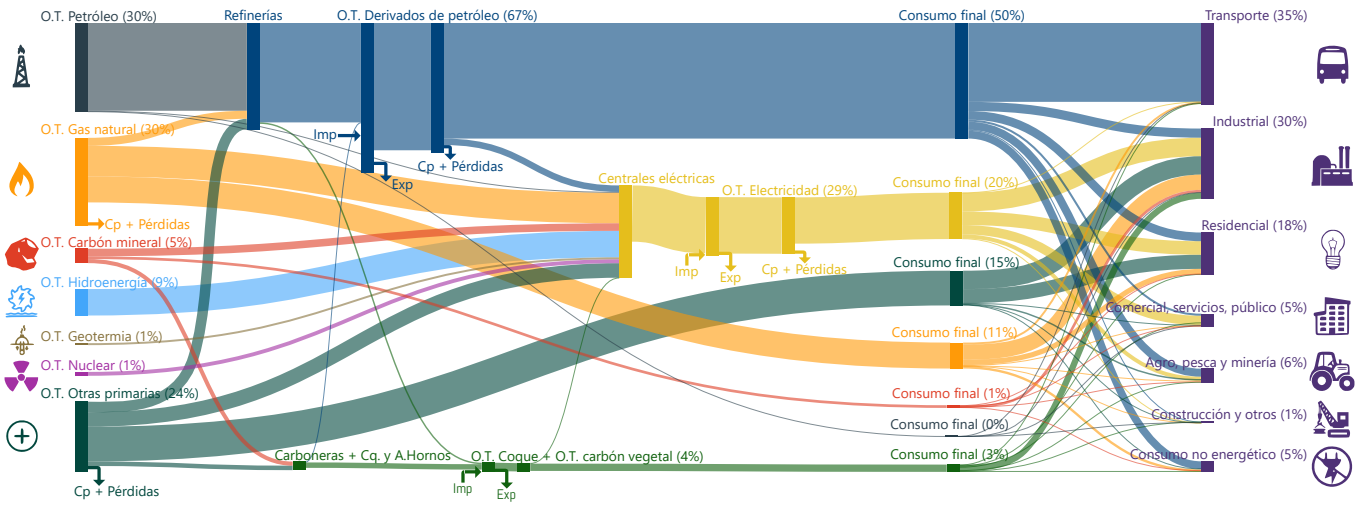


[1] Incluye consumo no energético.
[2] No incluye consumo propio del sector energético.

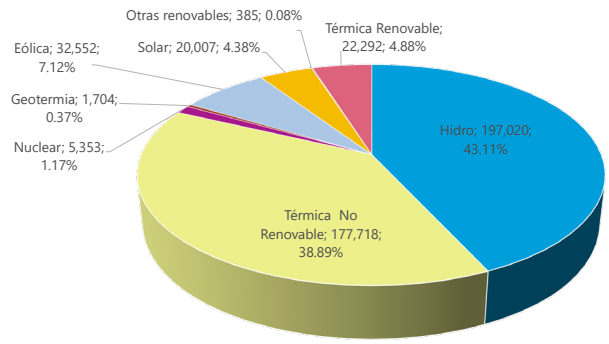
kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,029	0.88	97.4	786	920	241	358	566 [1]	7,302	457	0.08 / 0.06
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales 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.

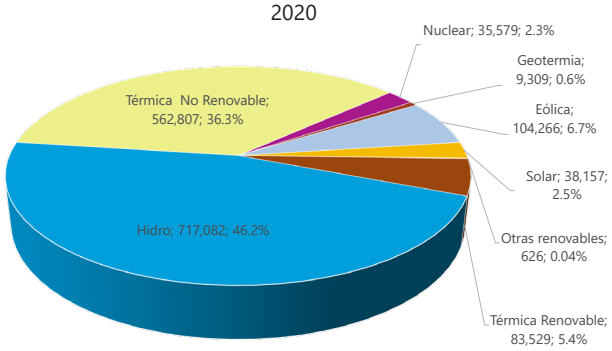
Balance energético resumido 2020



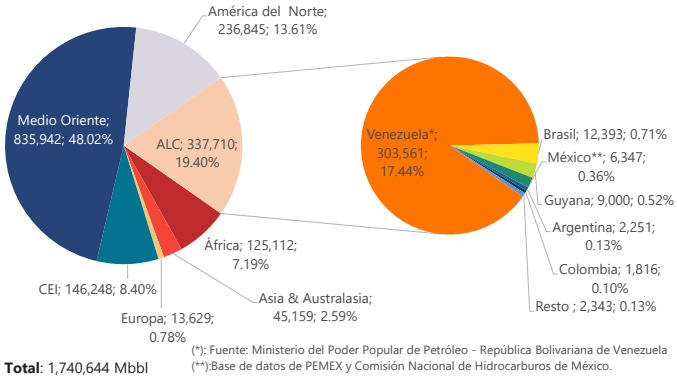
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC [MW; %]
2020



Generación eléctrica ALC por fuente [GWh; %]
2020



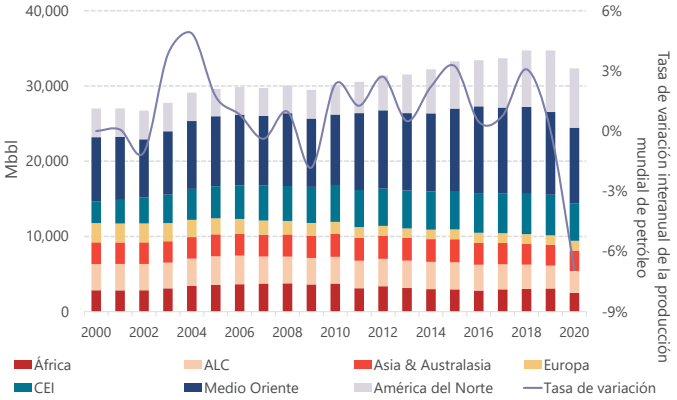
Reservas probadas mundiales de petróleo [Mbbl, %]
2020



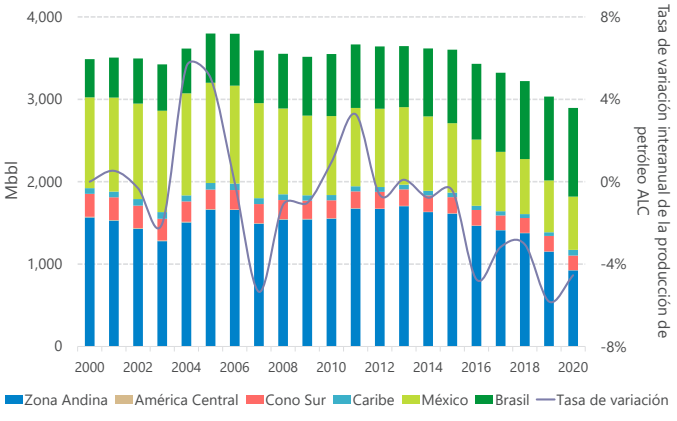
Total: 1,740,644 Mbbl

(*): Fuente: Ministerio del Poder Popular de Petróleo - República Bolivariana de Venezuela
(**):Base de datos de PEMEX y Comisión Nacional de Hidrocarburos de México.

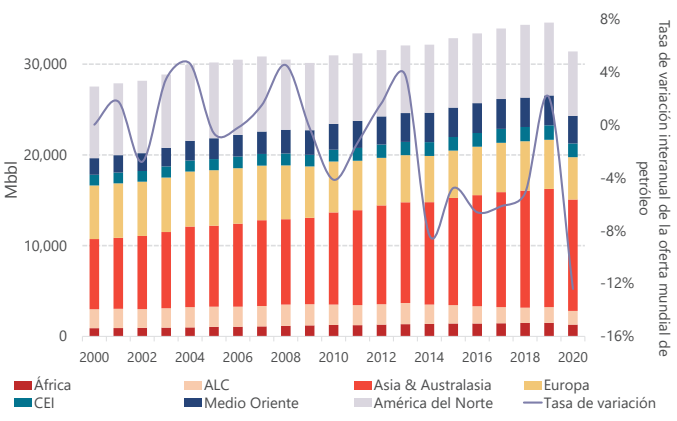
Producción mundial de petróleo por subregiones



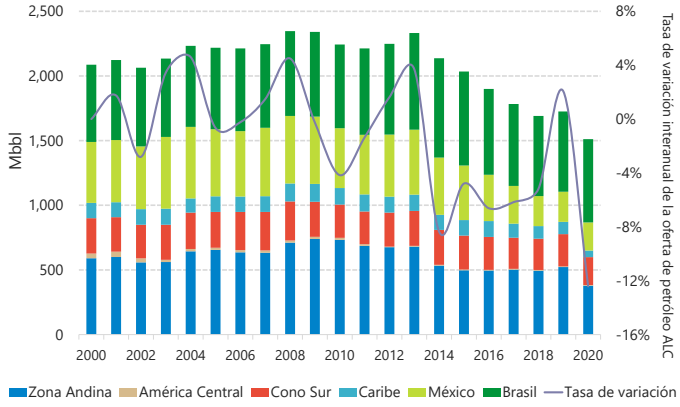
Producción de petróleo ALC por subregiones



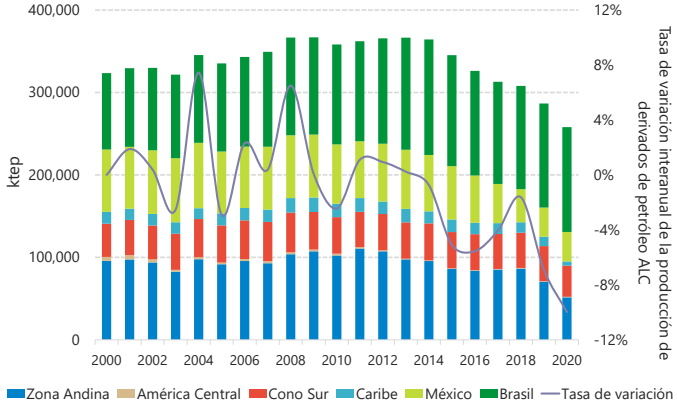
Oferta total mundial de petróleo por subregiones



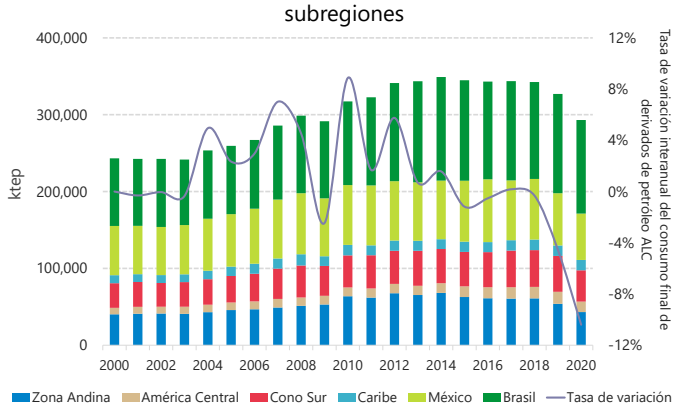
Oferta total de petróleo ALC por subregiones



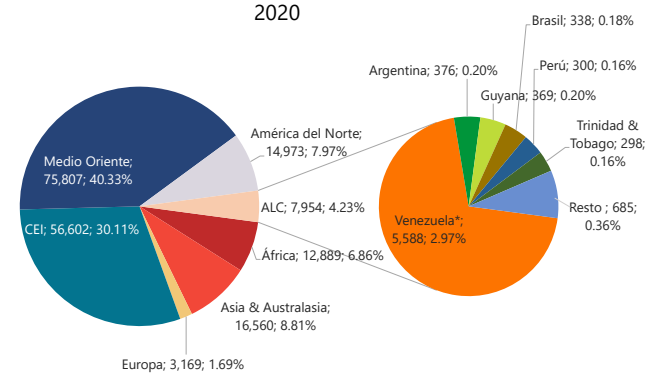
Producción de derivados de petróleo ALC por subregiones



Consumo final de derivados de petróleo ALC por subregiones



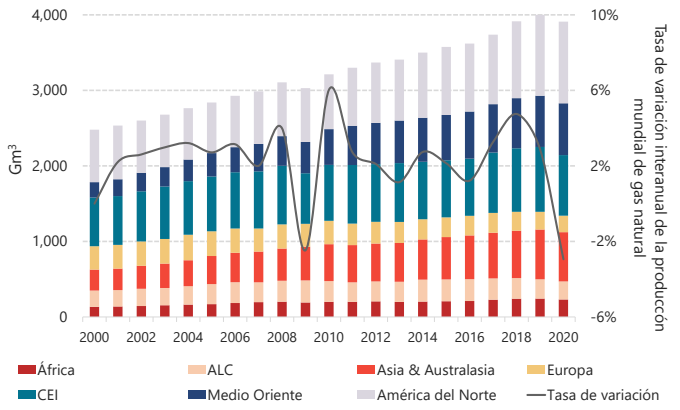
Reservas probadas mundiales de gas natural [Gm³, %]
2020



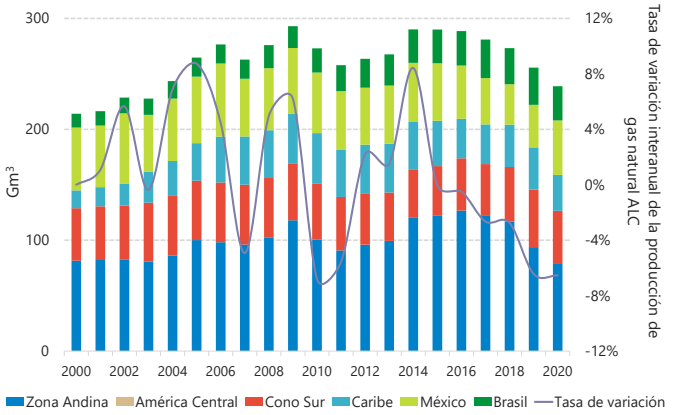
Total: 187,952 Gm³

(*): Fuente: Ministerio del Poder Popular de Petróleo - República Bolivariana de Venezuela

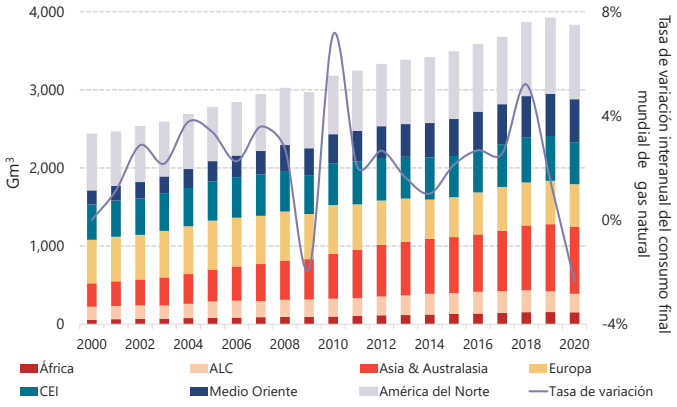
Producción mundial de gas natural



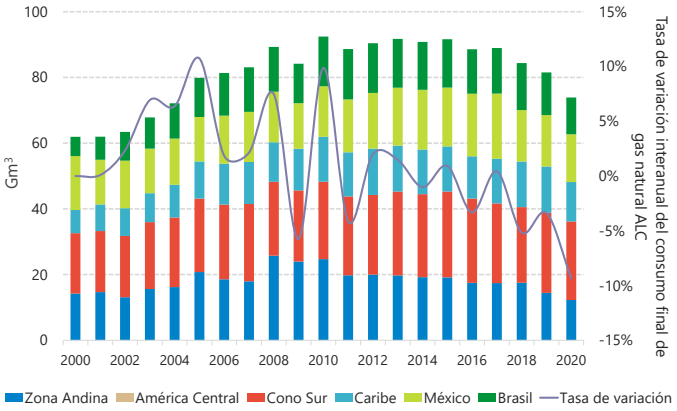
Producción de gas natural ALC por subregiones



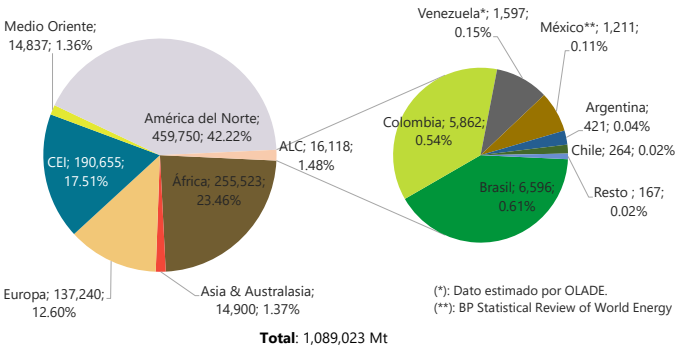
Consumo final mundial de gas natural



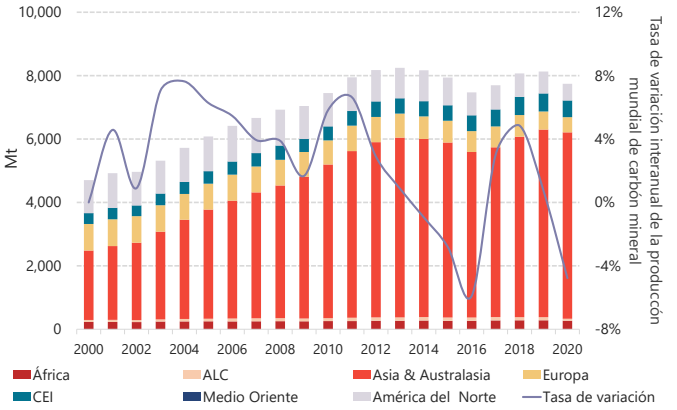
Consumo final de gas natural ALC por subregiones



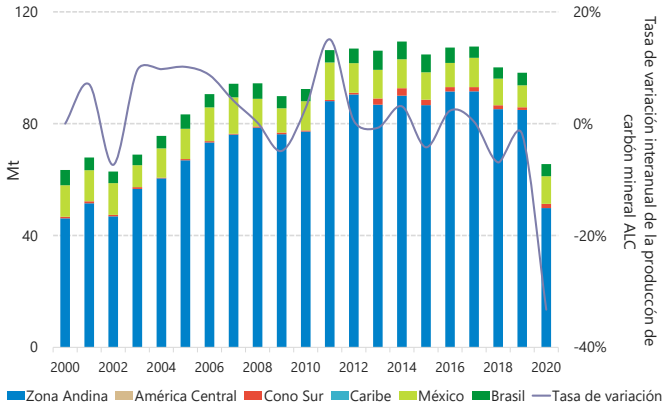
Reservas probadas mundiales de carbón mineral [Mt, %] 2020



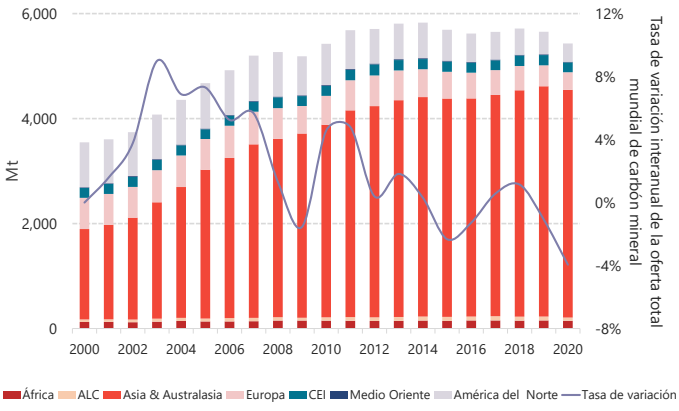
Producción mundial de carbón mineral



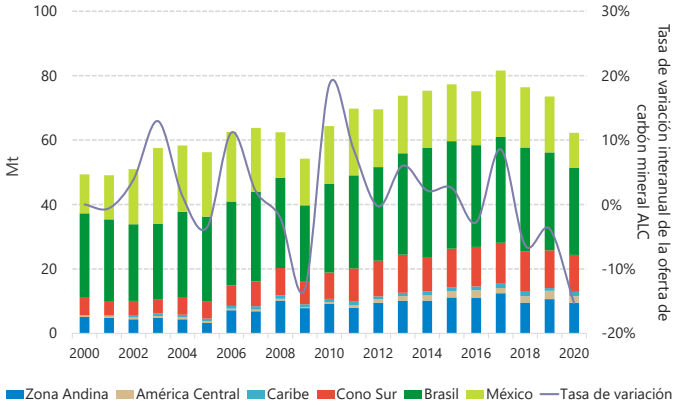
Producción de carbón mineral ALC por subregiones



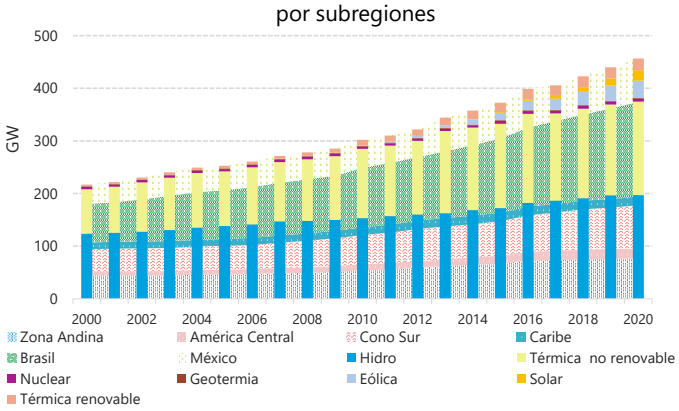
Oferta total mundial de carbón mineral por subregiones



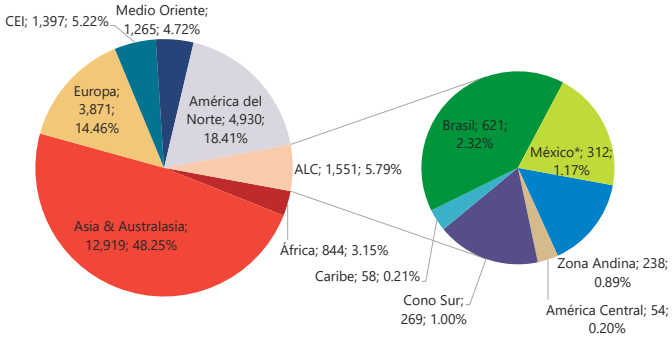
Oferta total de carbón mineral ALC por subregiones



Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones



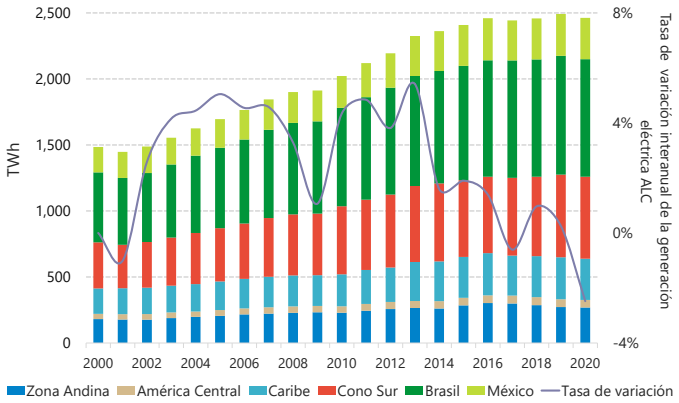
Generación eléctrica mundial por subregiones [TWh, %] 2020



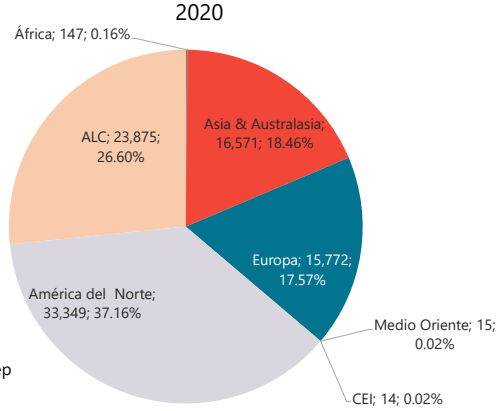
Total: 26,779 TWh

(*):Informe PRODESEN 2021-2035.

Generación eléctrica ALC por subregiones

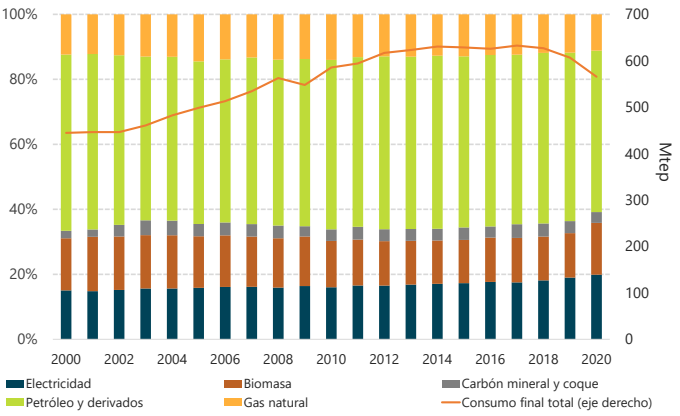


Producción mundial de biocombustibles [ktep] 2020

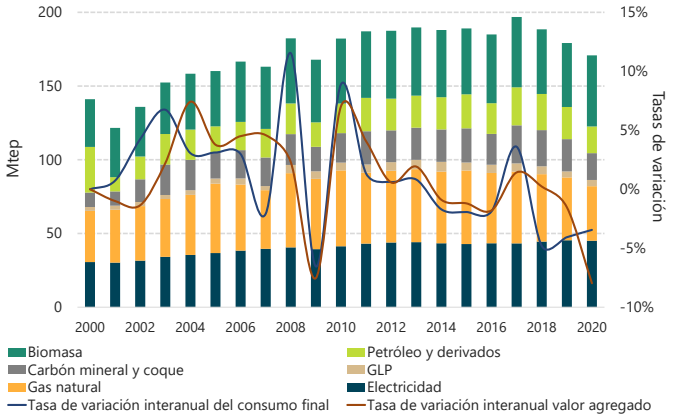


Total: 89,742 ktep

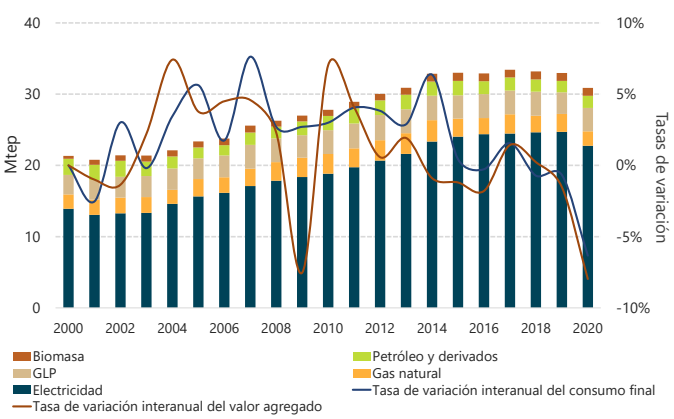
Consumo final de energía por fuente ALC



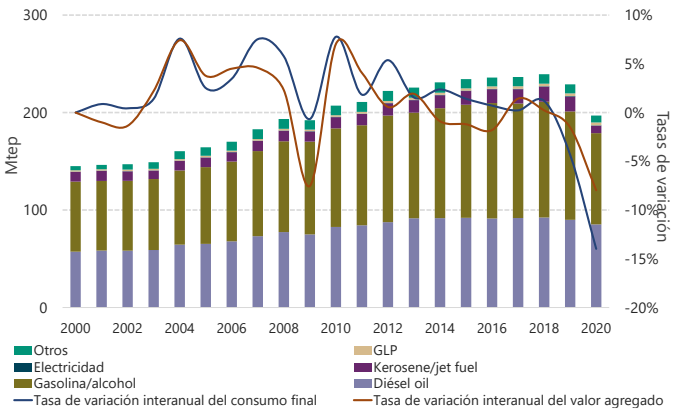
Consumo final del Sector Industrial ALC



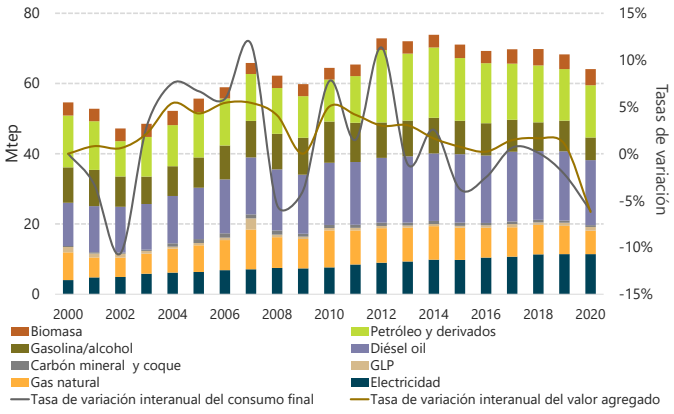
Consumo final del Sector Comercial ALC



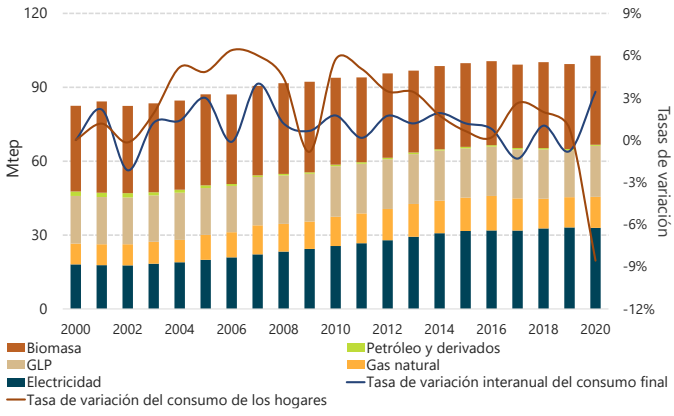
Consumo final del Sector Transporte ALC



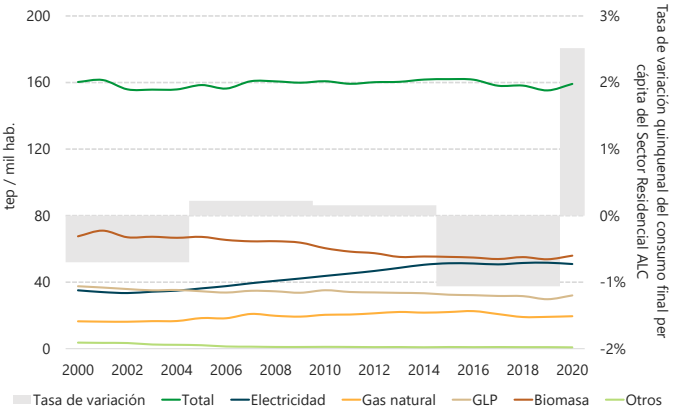
Consumo final del Sector Otros ALC



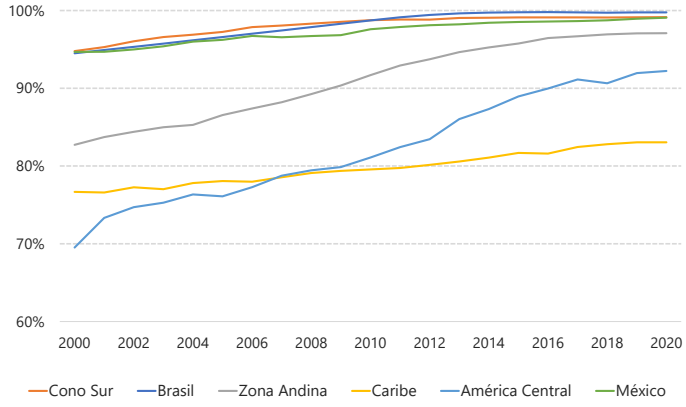
Consumo final del Sector Residencial ALC



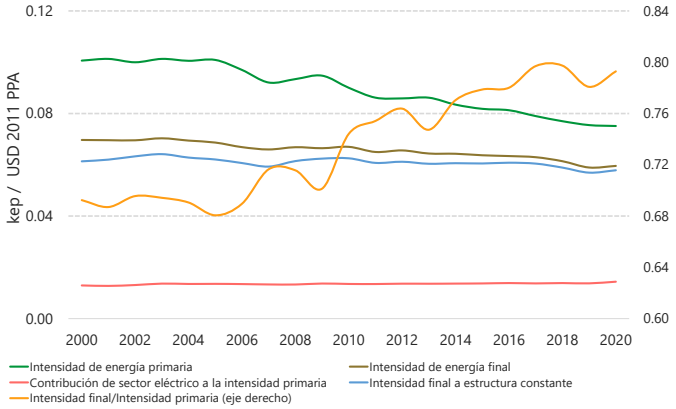
Consumo final per cápita Sector Residencial ALC



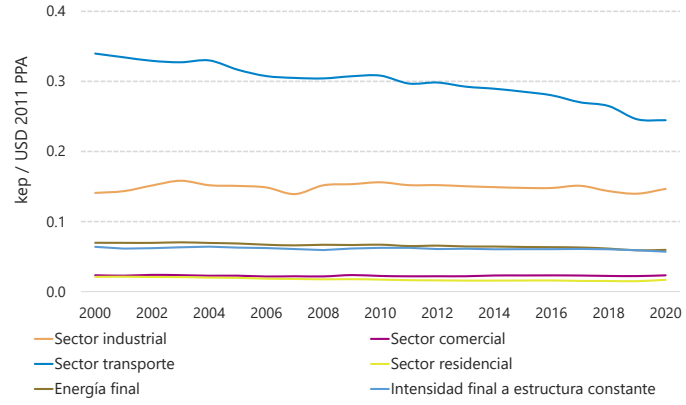
Tasa de electrificación ALC por subregiones



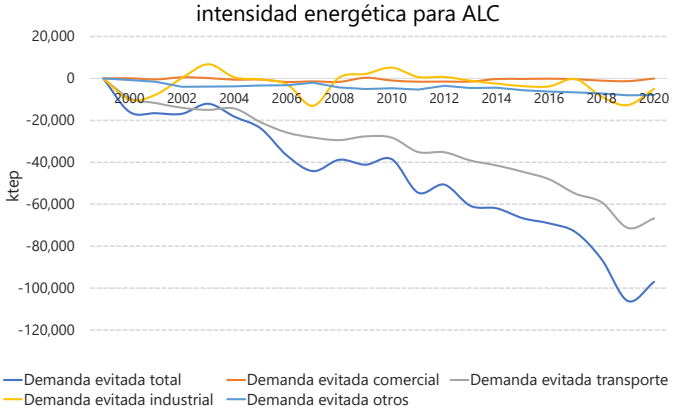
Intensidades energéticas ALC



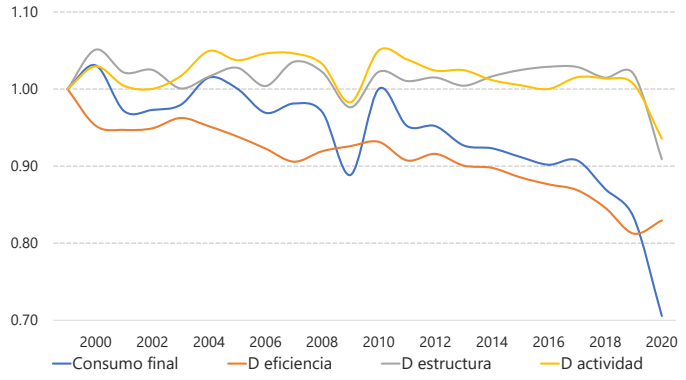
Intensidades energéticas sectoriales ALC



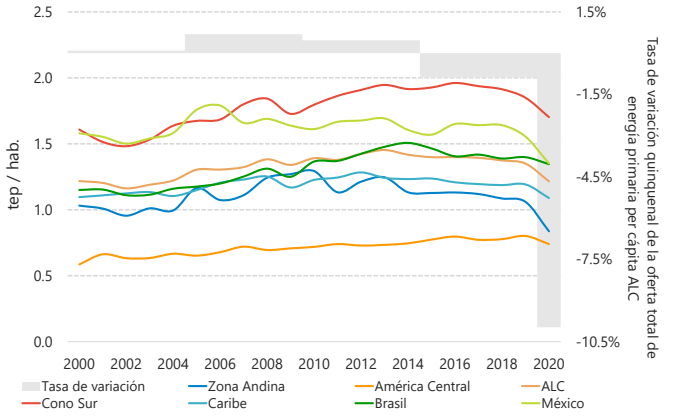
Demanda evitada de energía por cambios en la intensidad energética para ALC



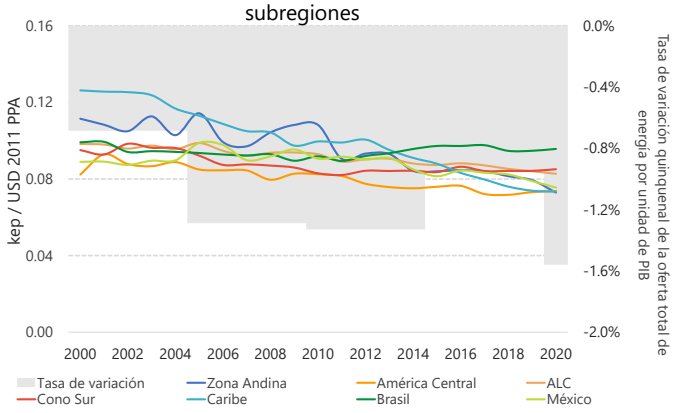
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético para ALC



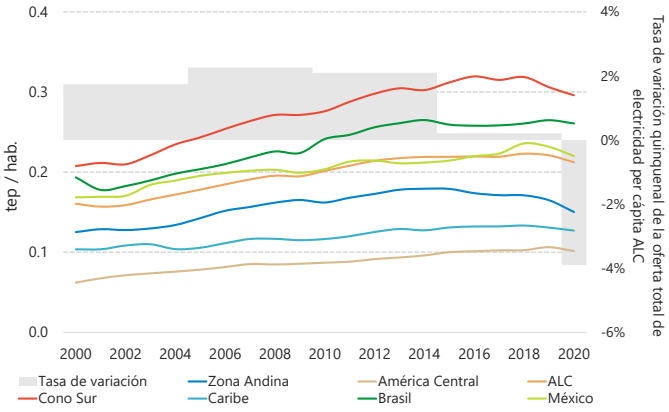
Oferta total de energía per cápita ALC y subregiones



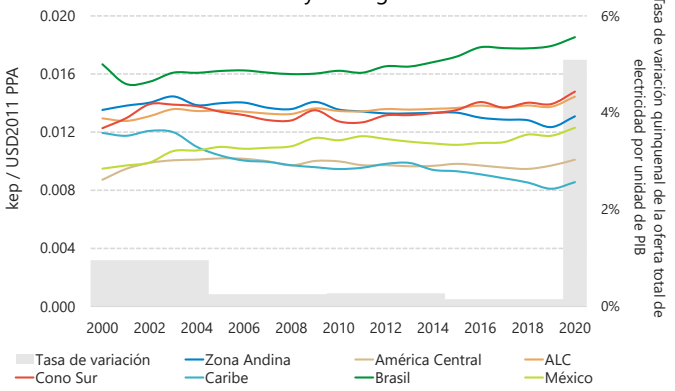
Oferta total de energía por unidad de PIB ALC y subregiones



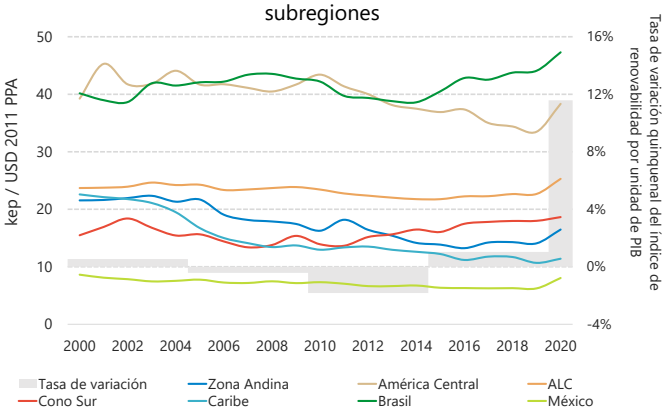
Oferta total de electricidad per cápita ALC y subregiones



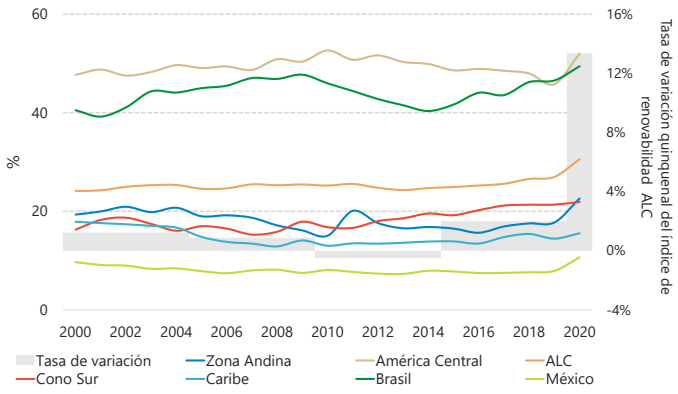
Oferta total de electricidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



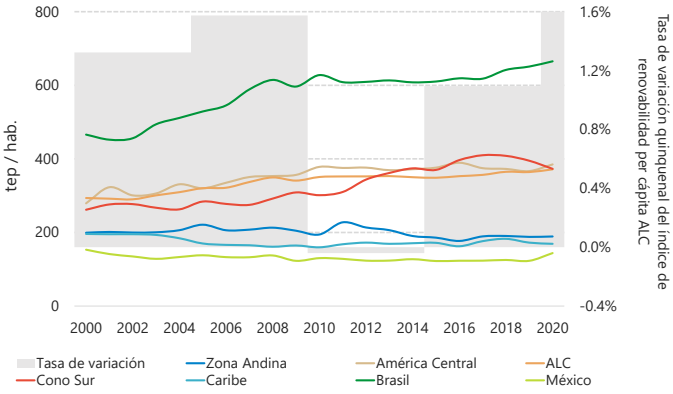
Índice de renovabilidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



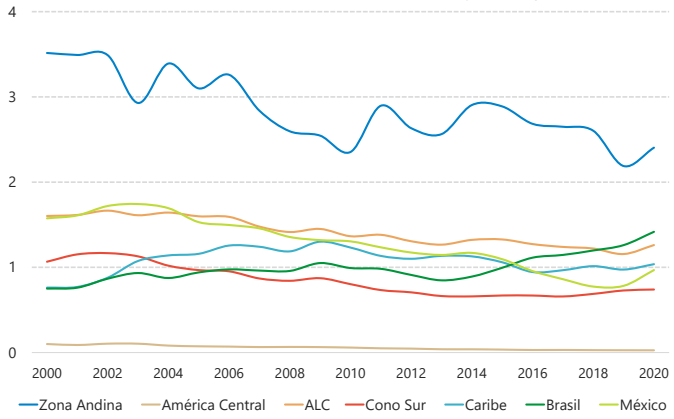
Índice de renovabilidad ALC y subregiones



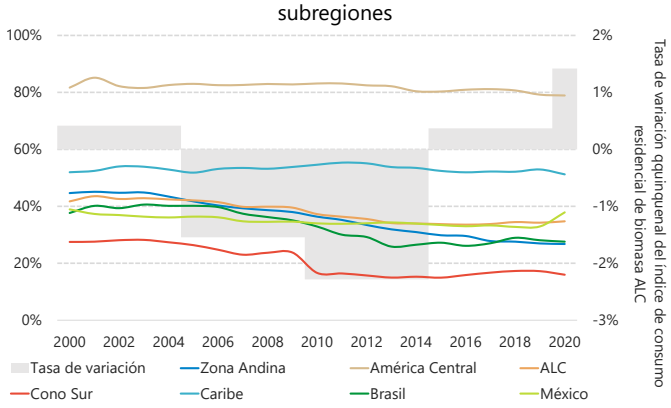
Índice de renovabilidad per cápita ALC y subregiones



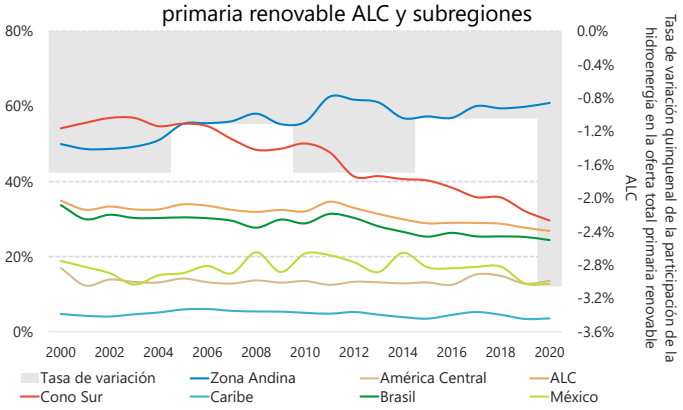
Índice de autarquía hidrocarburífera ALC y subregiones



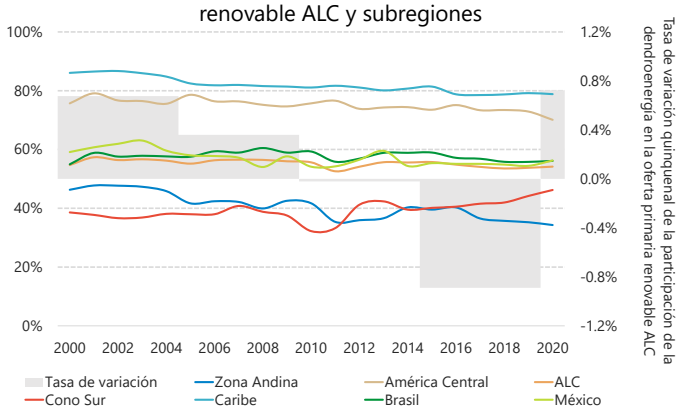
Índice de consumo residencial de biomasa ALC y subregiones



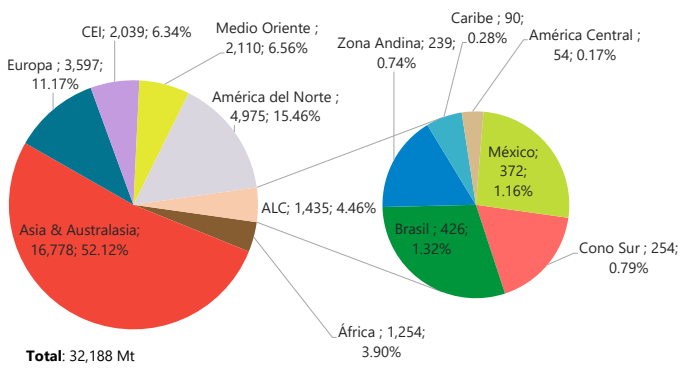
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC y subregiones



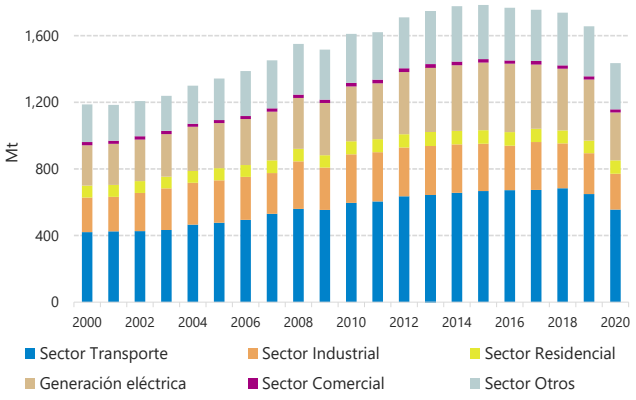
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable ALC y subregiones

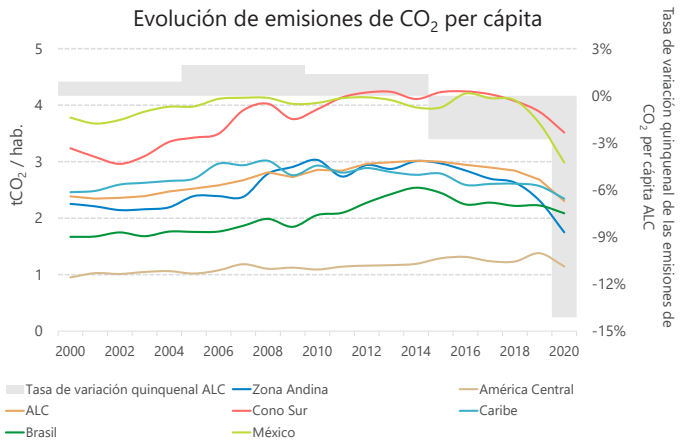


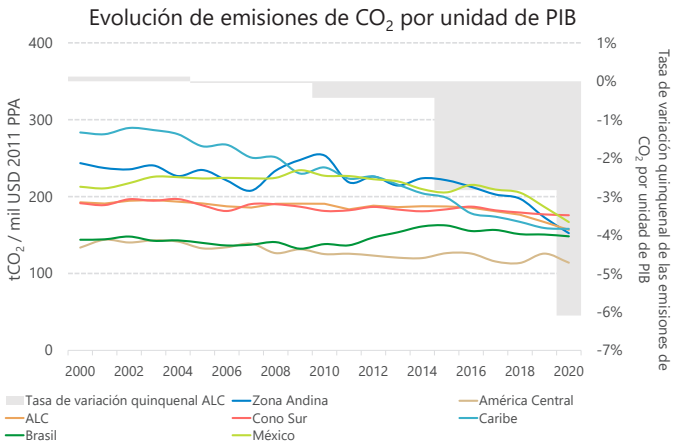
Emisiones mundiales de CO_2 por subregiones [Mt; %] 2020

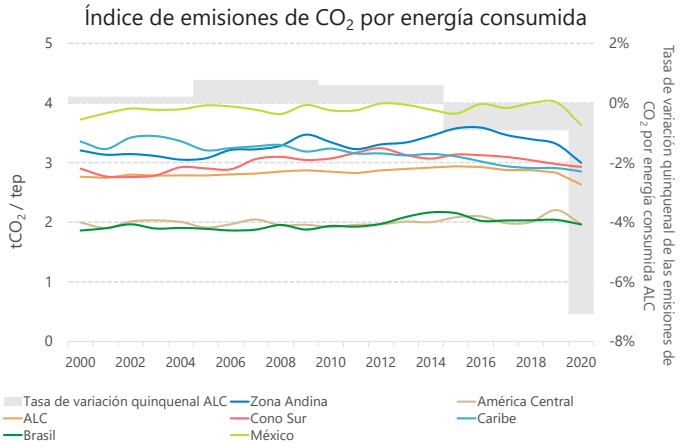


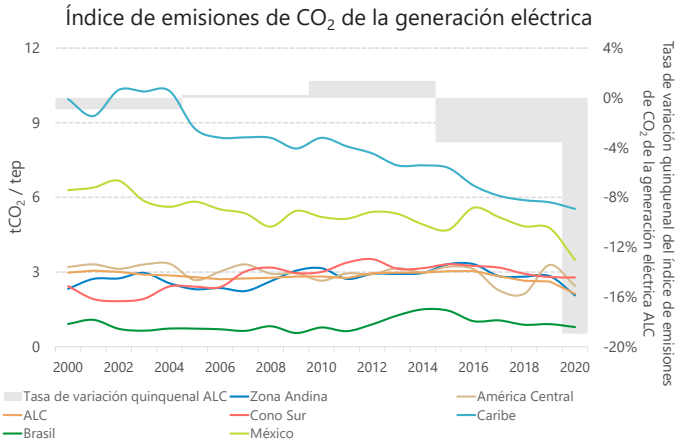
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector

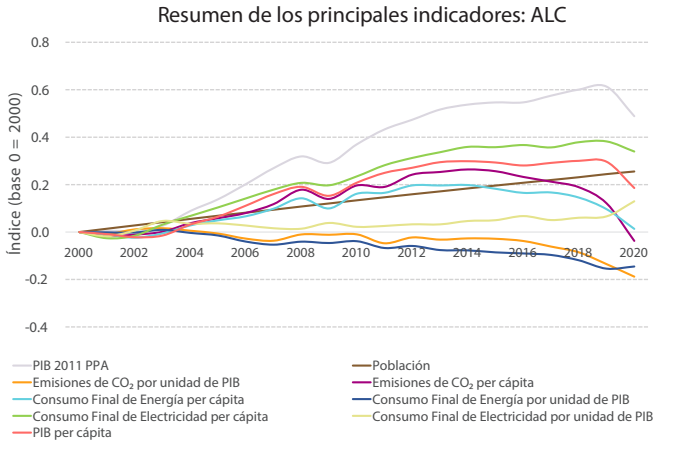


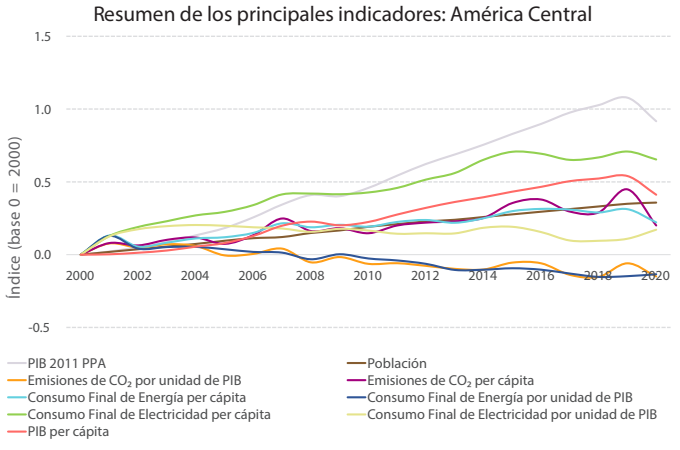

Evolución de emisiones de CO_2 per cápita
tCO_2 / hab.
Tasa de variación quinquenal de las emisiones de CO_2 per cápita ALC
Tasa de variación quinquenal ALC
Zona Andina
América Central
ALC
Cono Sur
Caribe
Brasil
México


Evolución de emisiones de CO_2 por unidad de PIB
tCO_2 / mil USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de las emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Tasa de variación quinquenal ALC
Zona Andina
América Central
ALC
Cono Sur
Caribe
Brasil
México

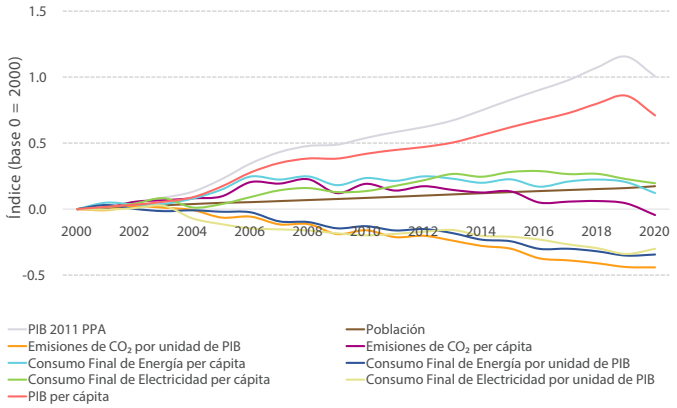

Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
tCO_2 / tep
Tasa de variación quinquenal de las emisiones de CO_2 por energía consumida ALC
Tasa de variación quinquenal ALC
Zona Andina
América Central
ALC
Cono Sur
Caribe
Brasil
México


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
tCO_2 / tep
Tasa de variación quinquenal del índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica ALC
Tasa de variación quinquenal ALC
Zona Andina
América Central
ALC
Cono Sur
Caribe
Brasil
México


Resumen de los principales indicadores: ALC
Índice (base 0 = 2000)
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

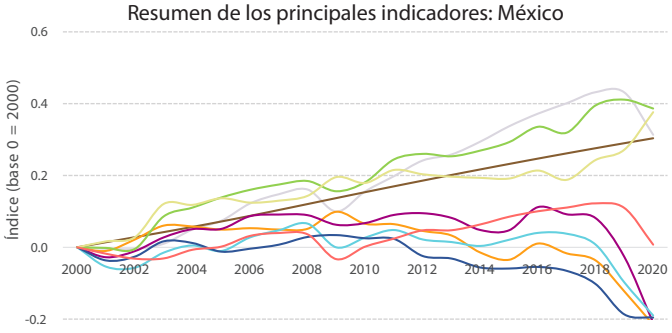

Resumen de los principales indicadores: América Central
Índice (base 0 = 2000)
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

Resumen de los principales indicadores: Caribe



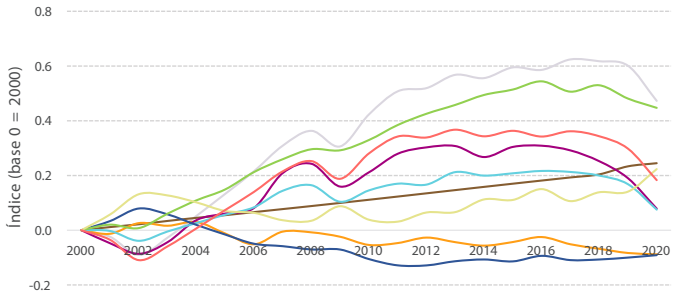
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

Resumen de los principales indicadores: México



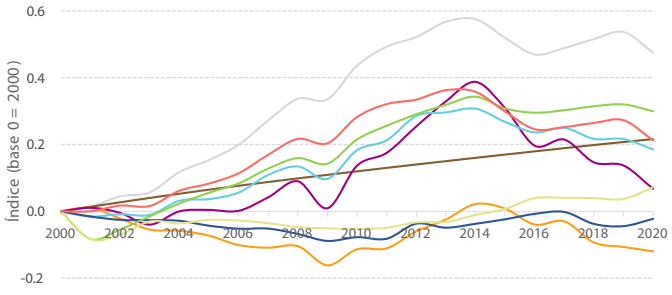
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

Resumen de los principales indicadores: Cono Sur



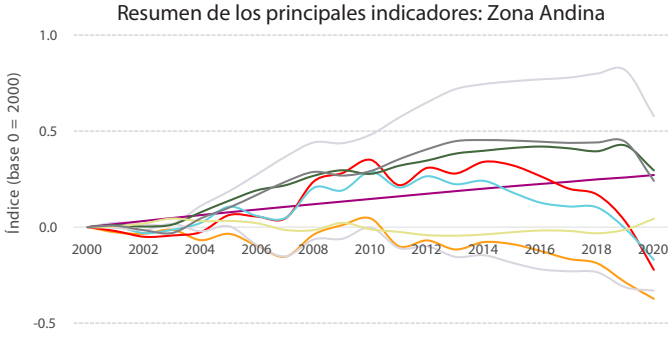
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

Resumen de los principales indicadores: Brasil



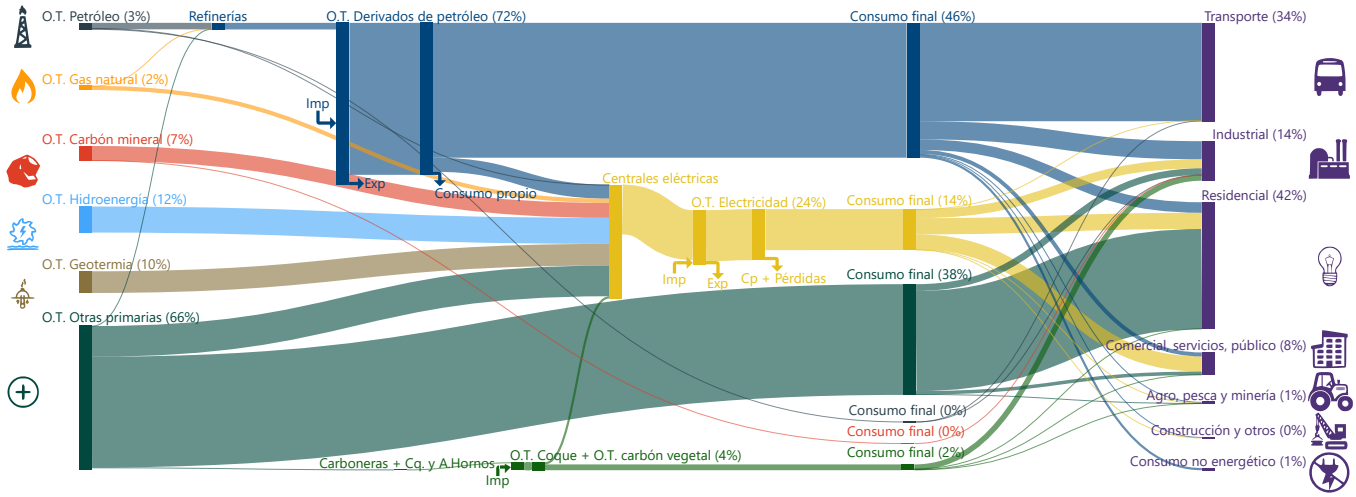
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

Resumen de los principales indicadores: Zona Andina

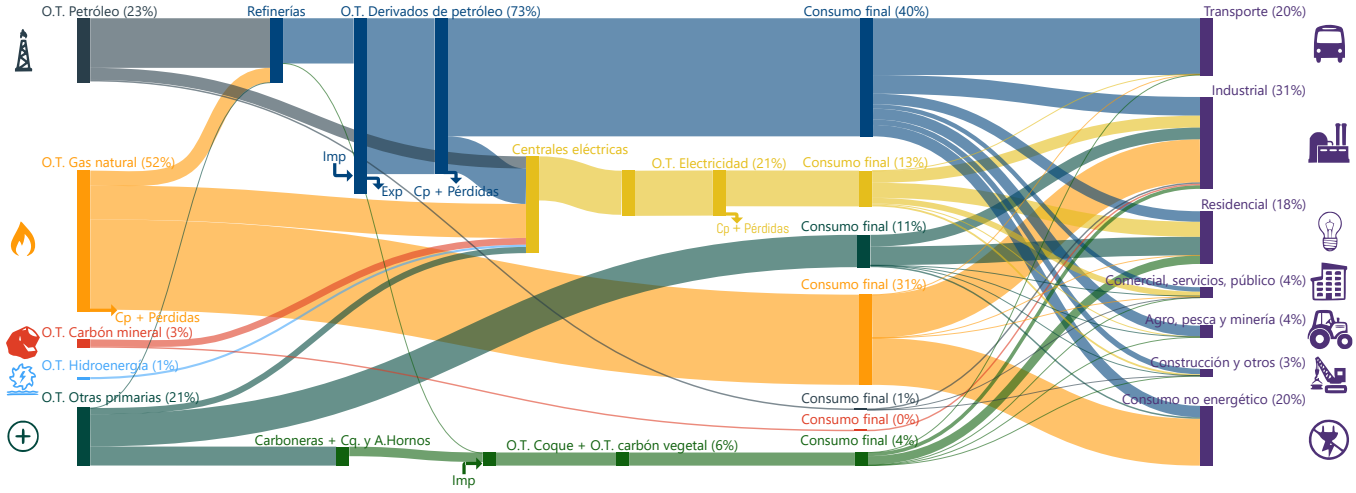


PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

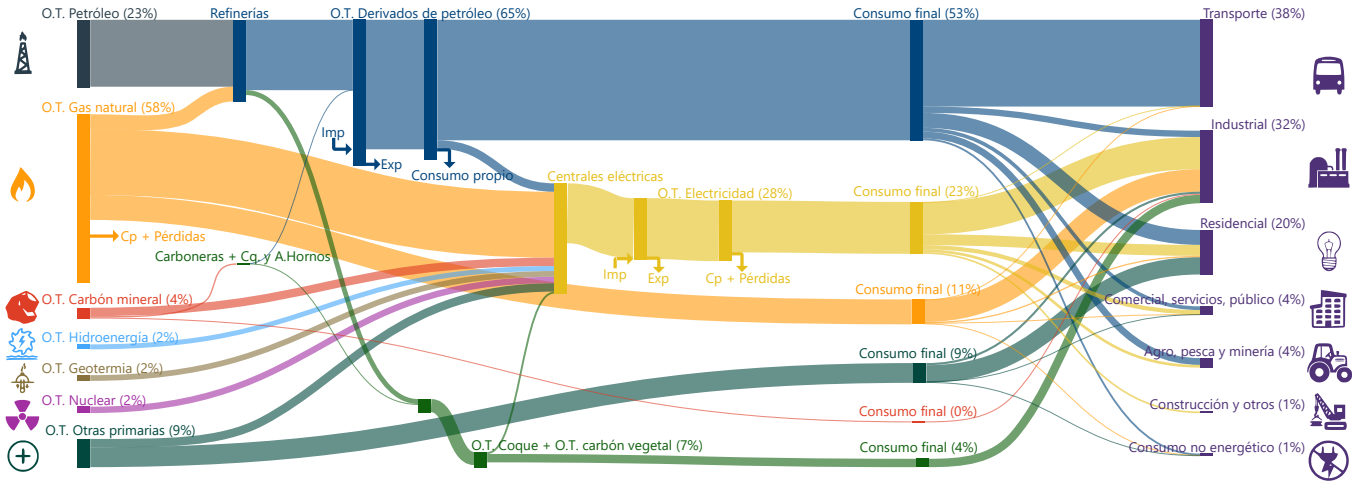
Balance energético resumido: América Central - 2020 | Oferta total de energía: 36,250 ktep



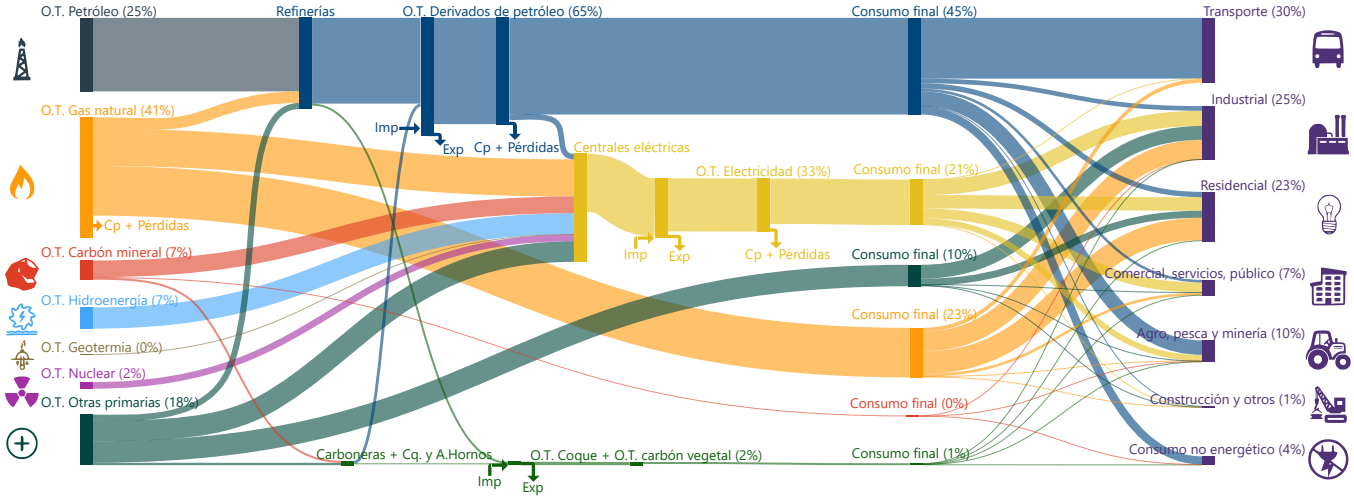
Balance energético resumido: Caribe - 2020 | Oferta total de energía: 42,932 ktep



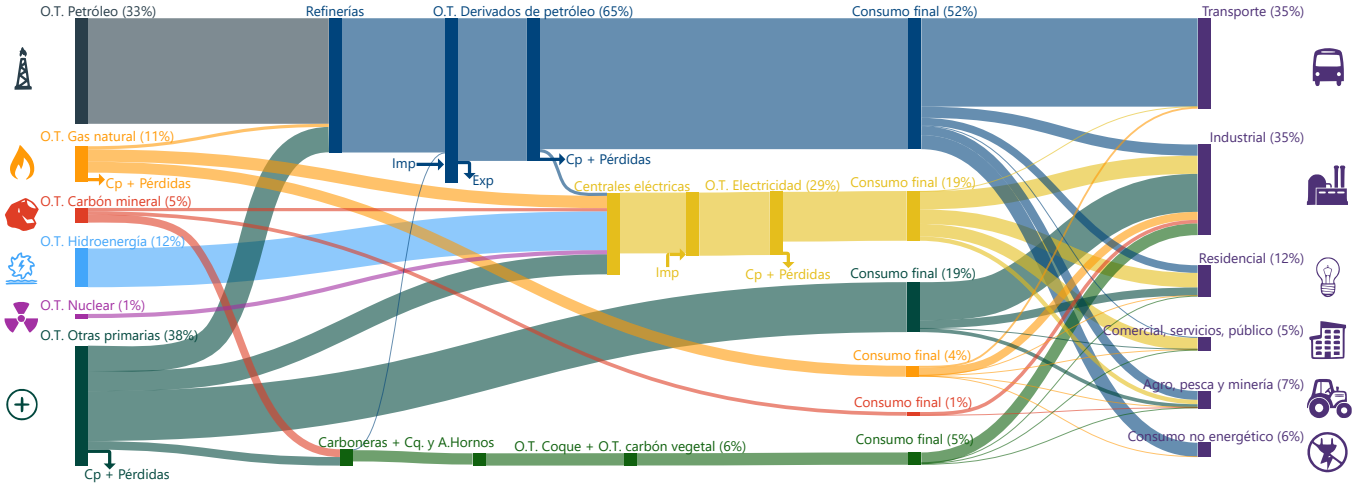
Balance energético resumido: México - 2020 | Oferta total de energía: 174,189 ktep



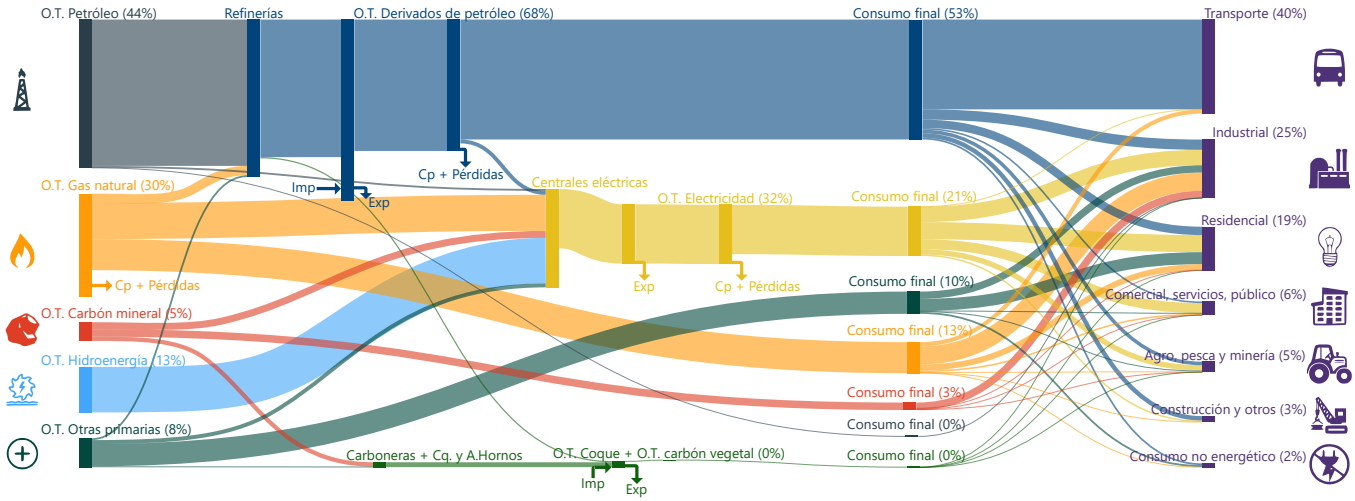
Balance energético resumido: Cono Sur - 2020 | Oferta total de energía: 127,852 ktep



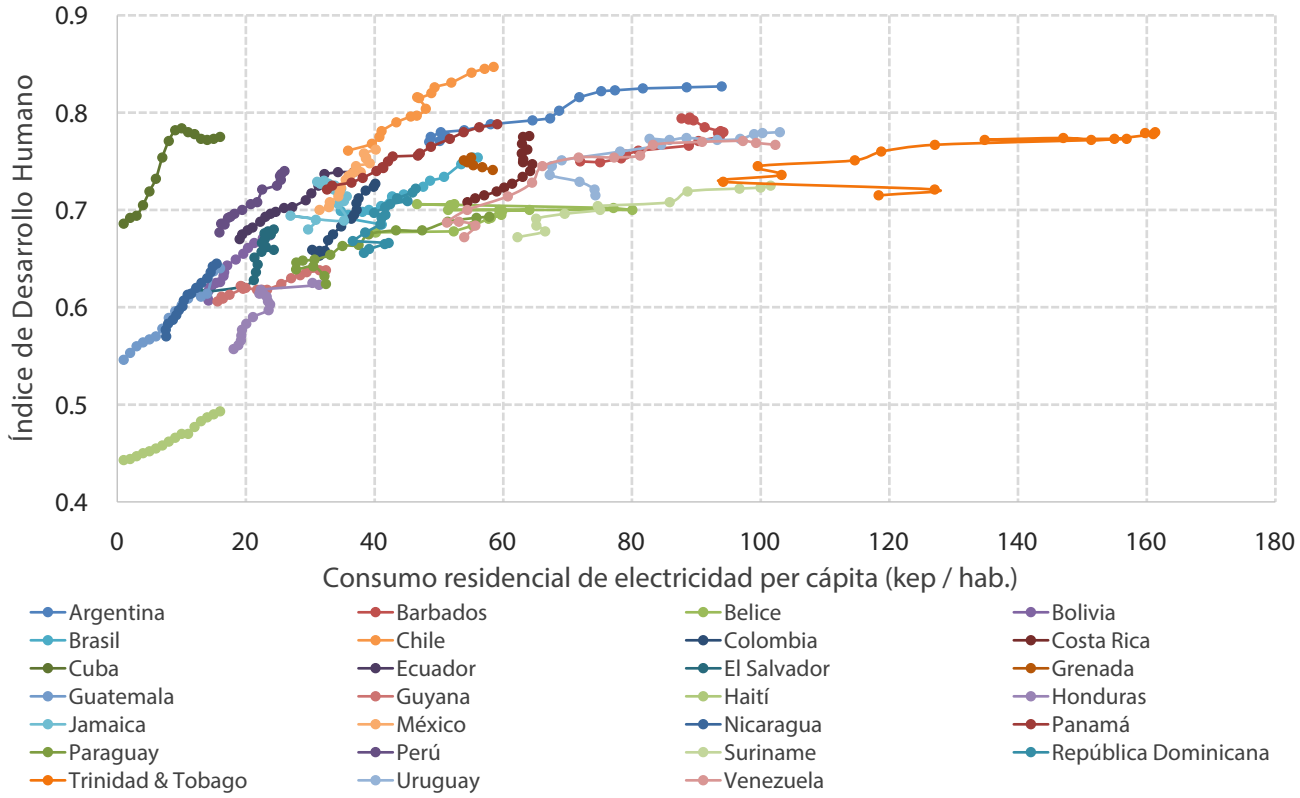
Balance energético resumido: Brasil - 2020 | Oferta total de energía: 286,094 ktep



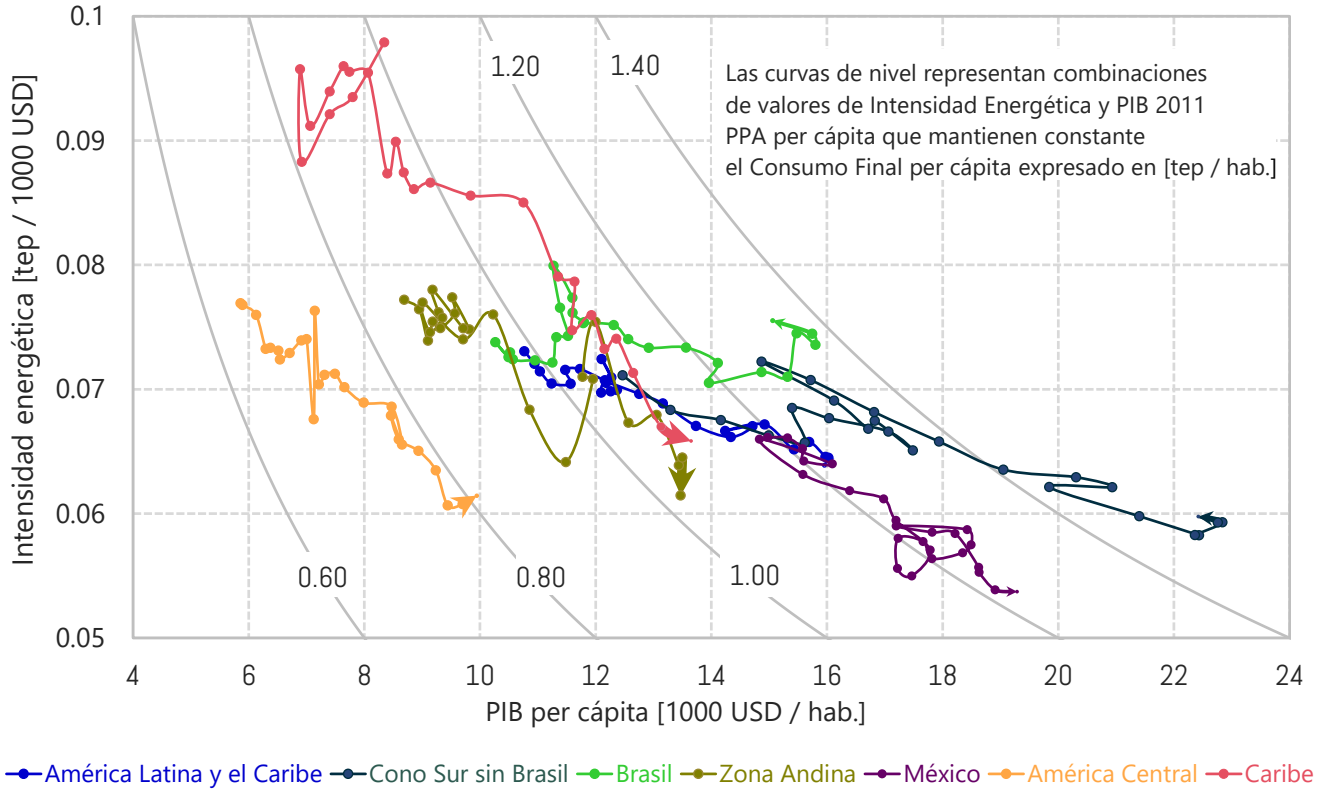
Balance energético resumido: Zona Andina - 2020 | Oferta total de energía: 118,732 ktep



Índice de Desarrollo Humano y Consumo residencial de electricidad per cápita



Sendero energético regional





Perfil energético de los Países Miembros

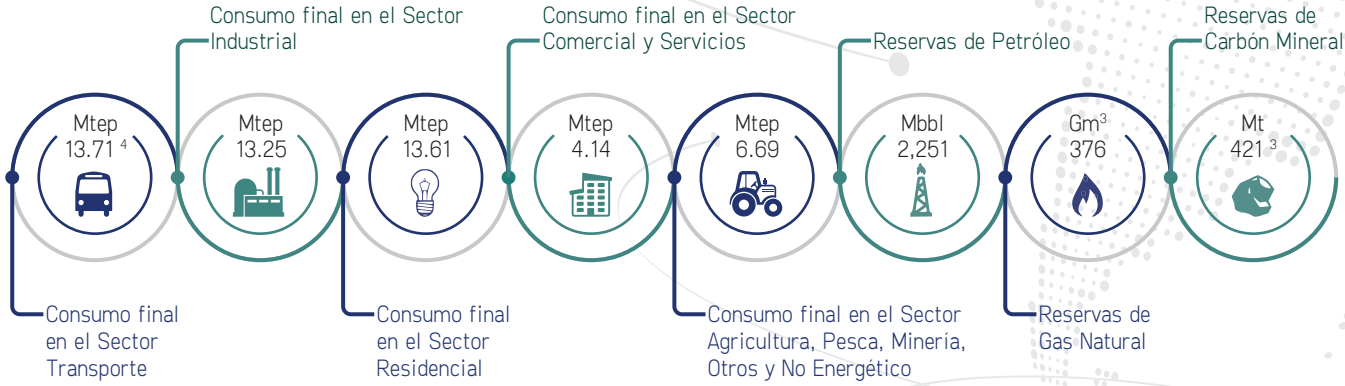


ARGENTINA

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	45,196 [1]
Superficie (km^2)	2,780,400
Densidad de población (hab. / km^2)	16
Población urbana (%)	92
PIB USD 2010 (MUSD)	397,193 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	893,311 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

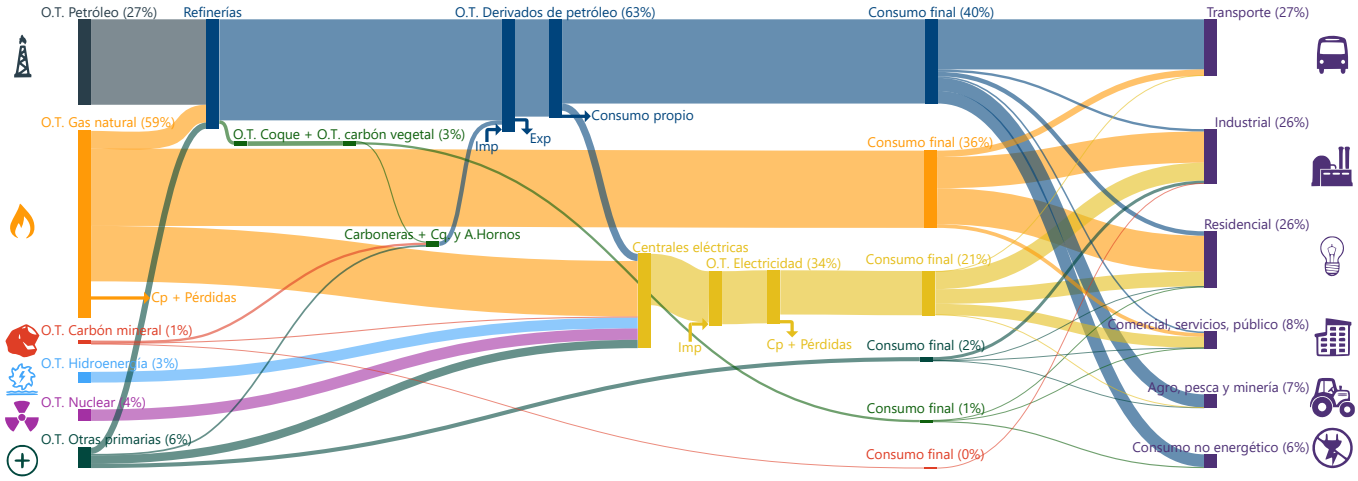
Sector Energético 2020



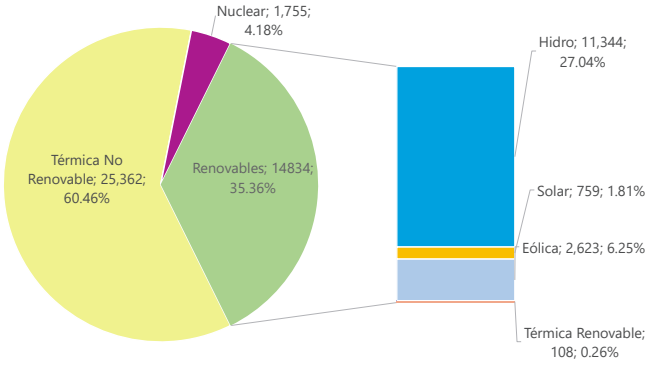
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Dato correspondiente al año 2017.
[4] Incluye búnker.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,755	1.14	98.79	76.05	72.10	12.06	8.08	51.38	632	41.95	0.09 / 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

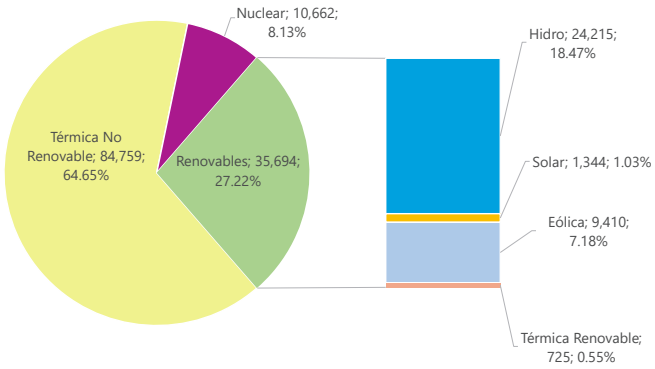
Balance energético resumido 2020



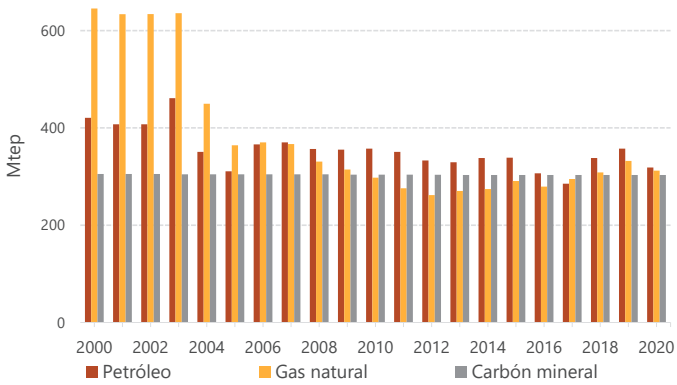
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



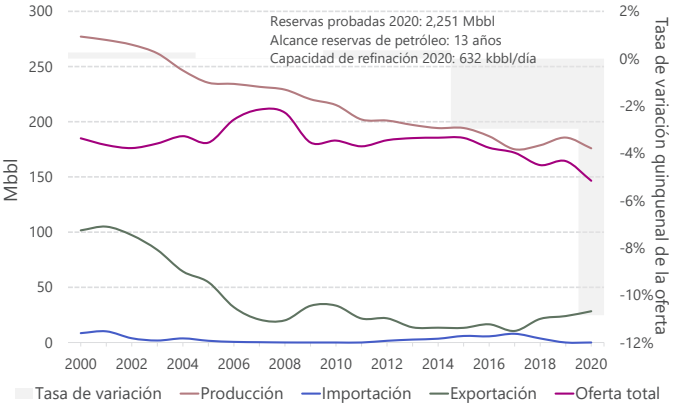
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



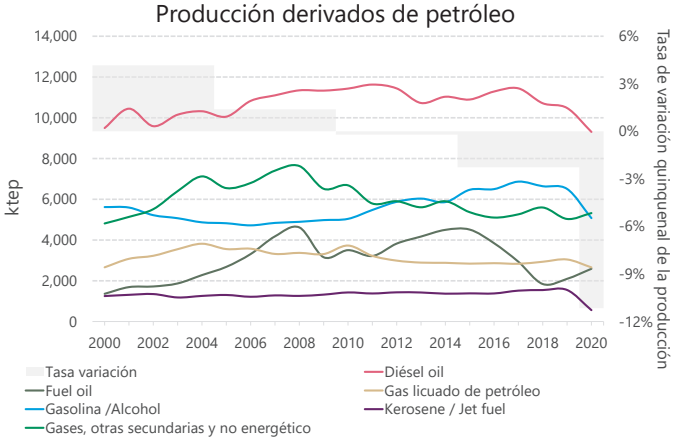
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



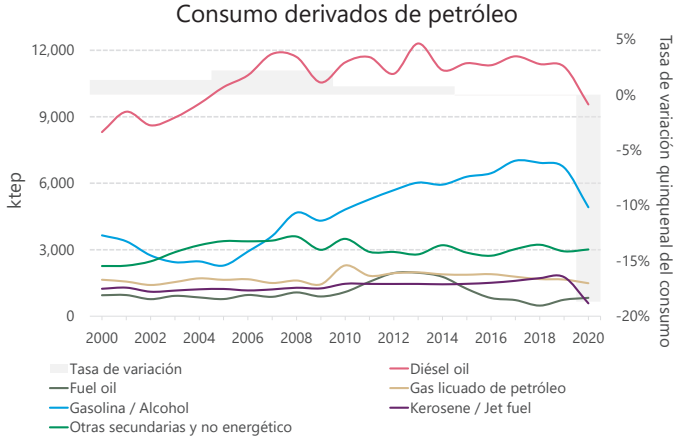
Oferta de petróleo



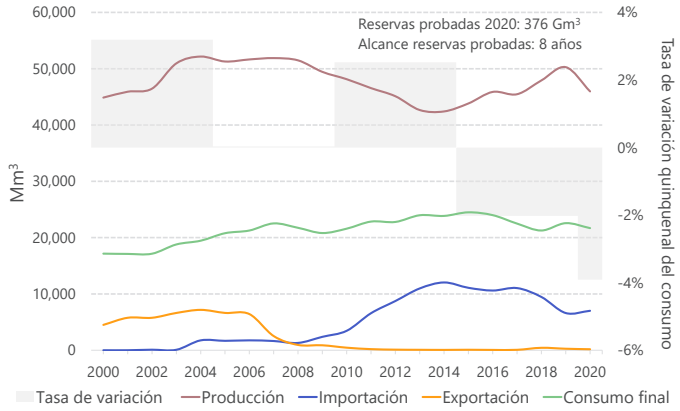
Producción derivados de petróleo



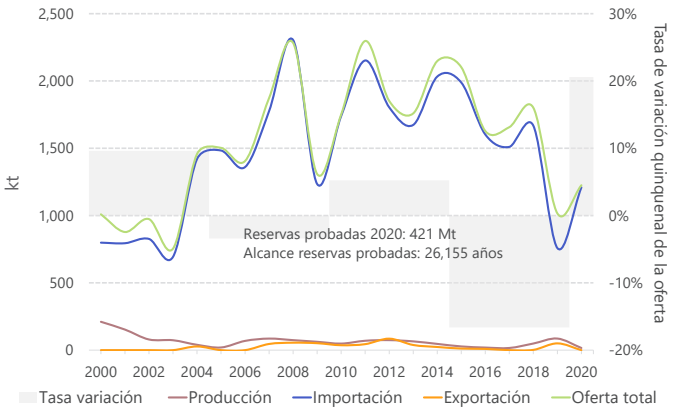
Consumo derivados de petróleo



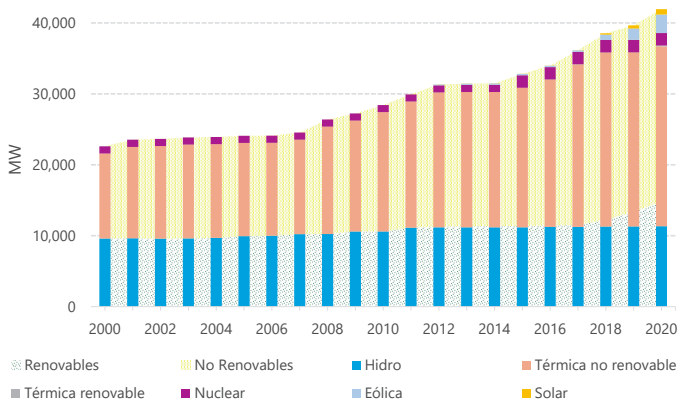
Oferta de gas natural



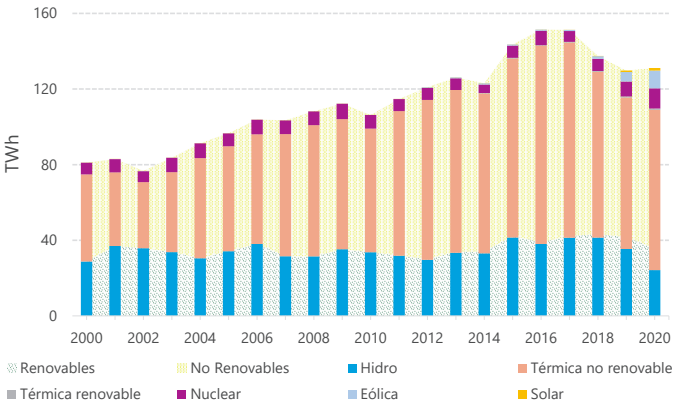
Oferta de carbón mineral



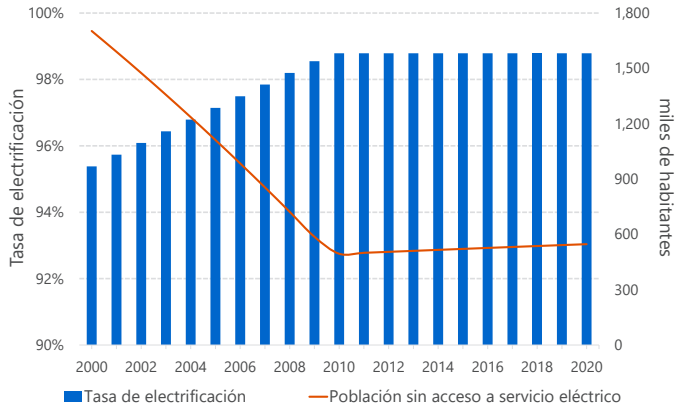
Capacidad instalada de generación eléctrica



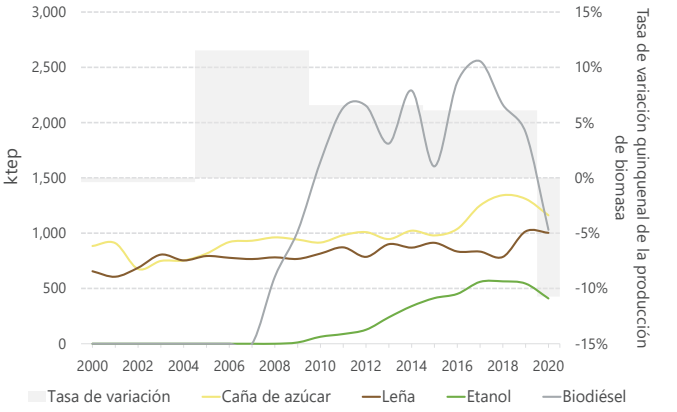
Generación eléctrica



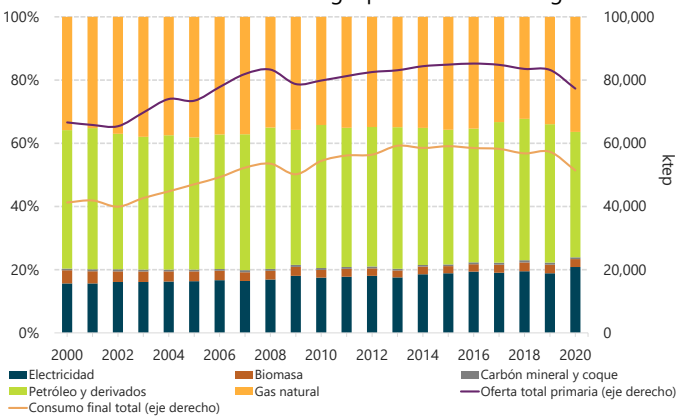
Tasa de electrificación



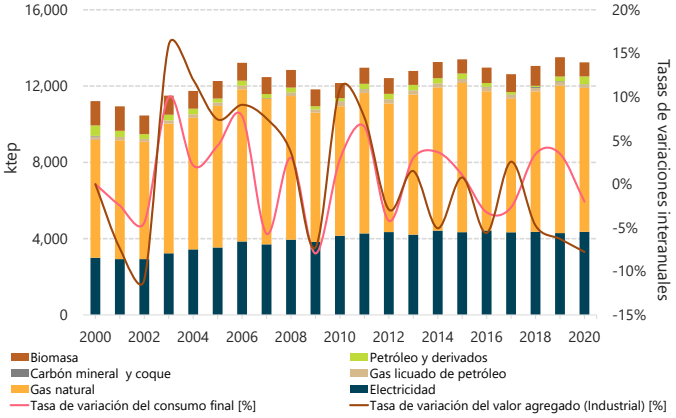
Producción de biomasa y biocombustibles



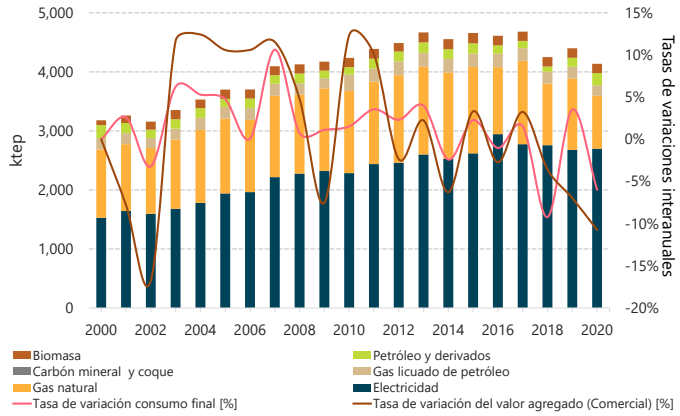
Consumo final de energía por fuente de energía



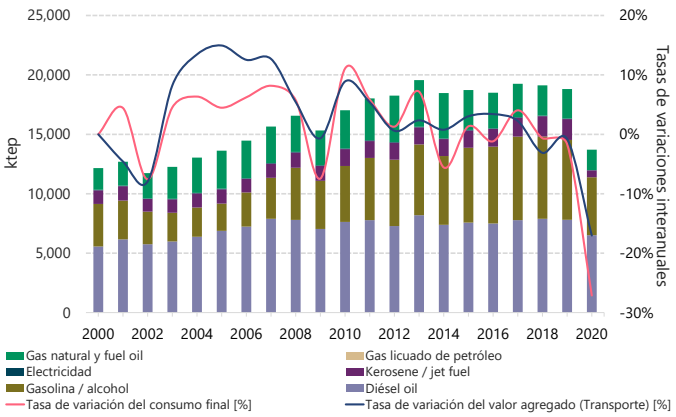
Consumo final del Sector Industrial



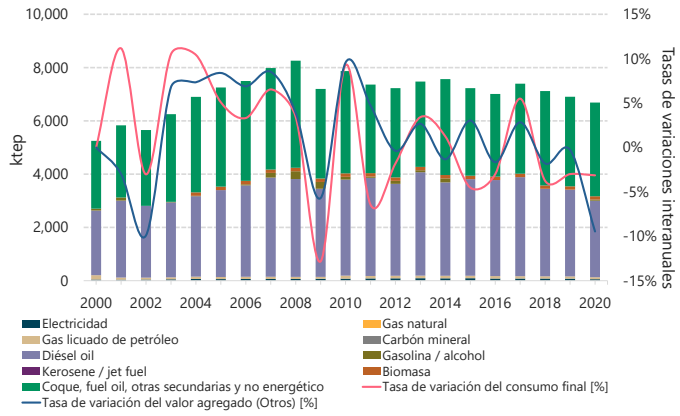
Consumo final del Sector Comercial



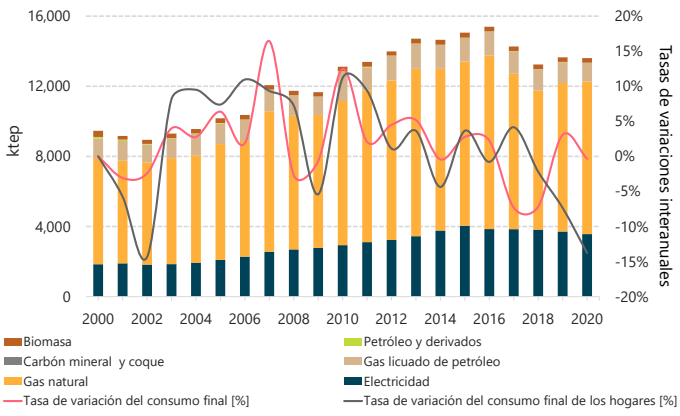
Consumo final del Sector Transporte

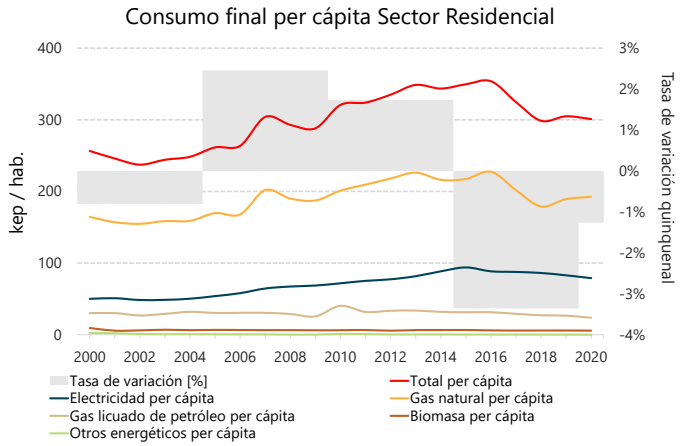


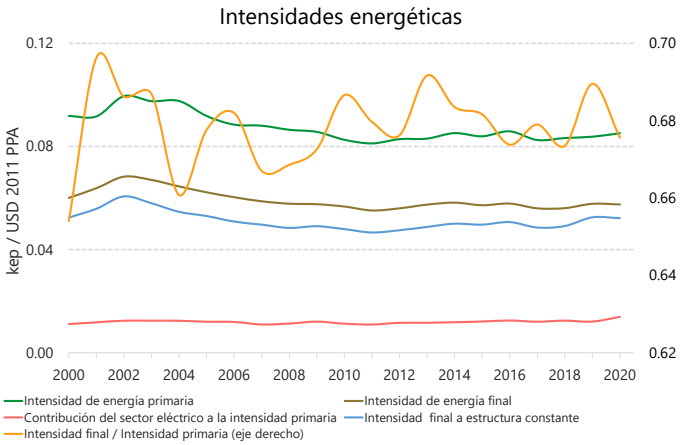
Consumo final del Sector Otros

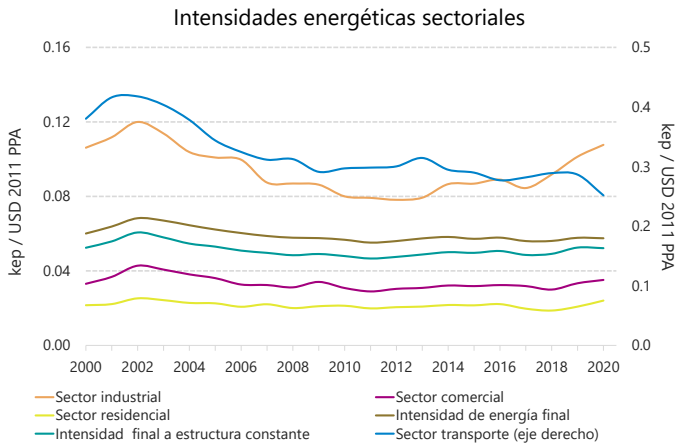


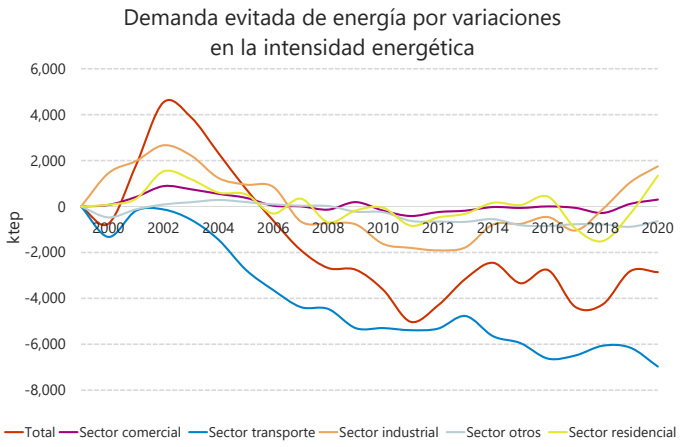
Consumo final del Sector Residencial

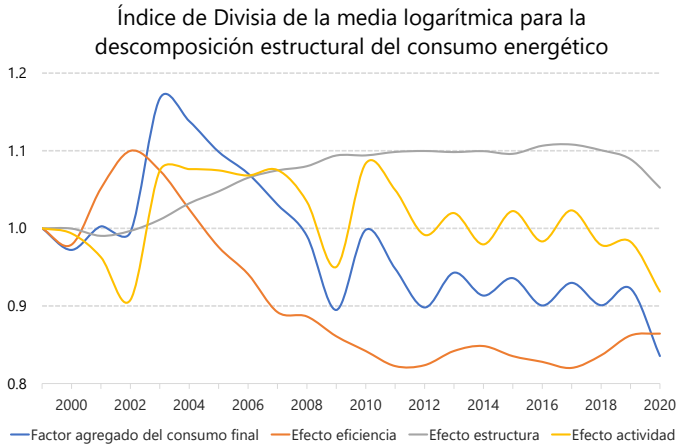


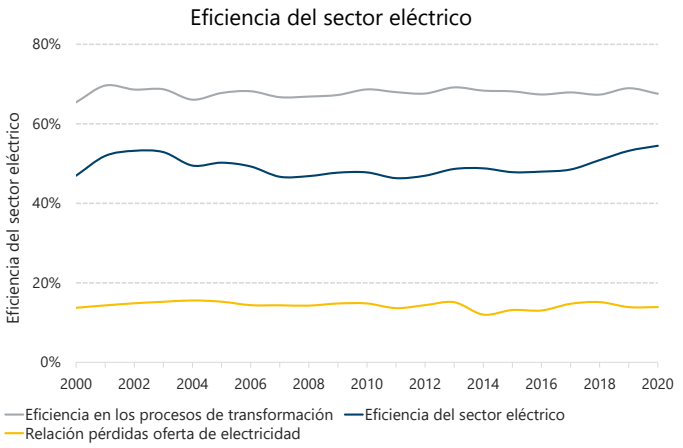

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita


Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

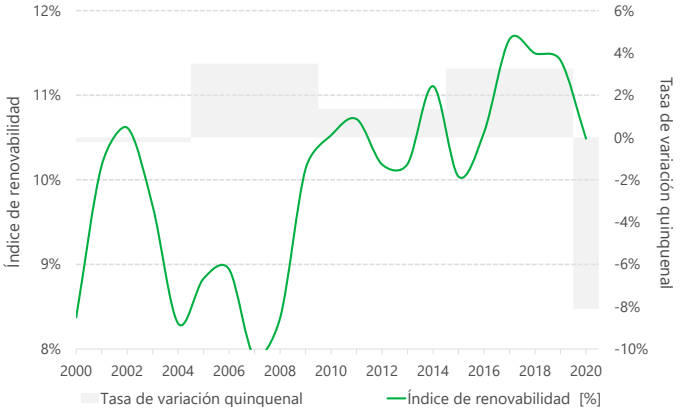

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)


Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

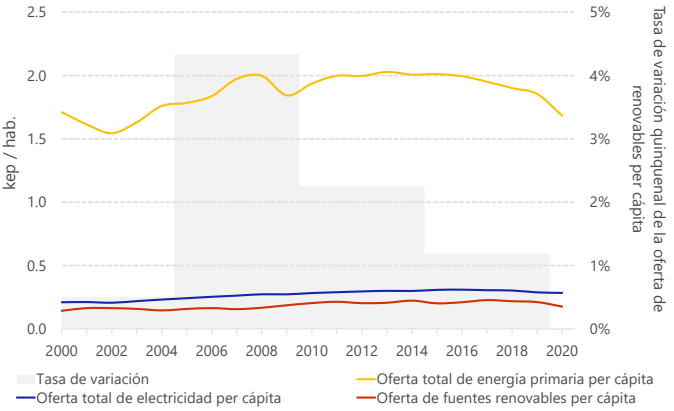

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad


Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

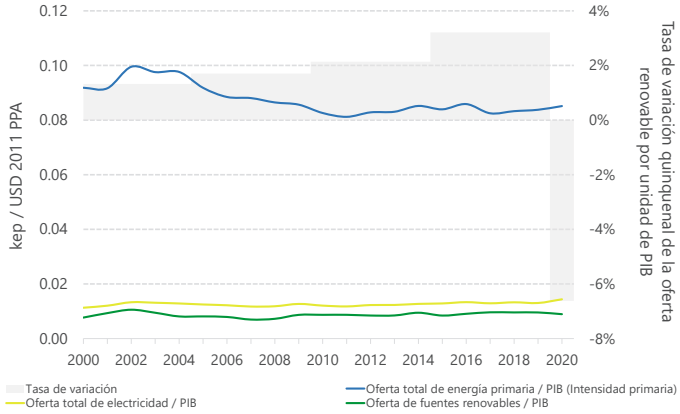
Índice de renovabilidad



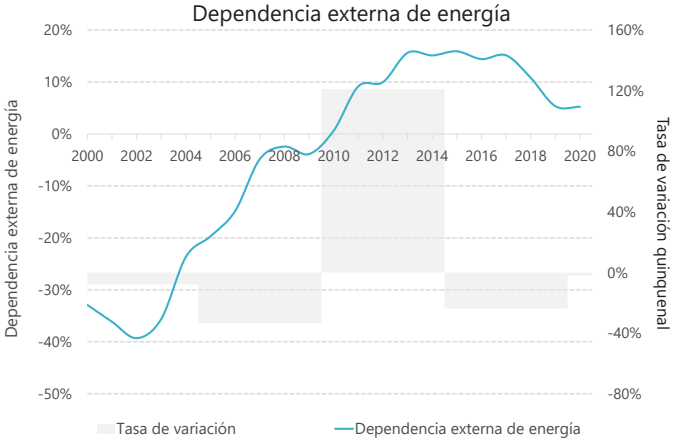
Oferta de energía per cápita



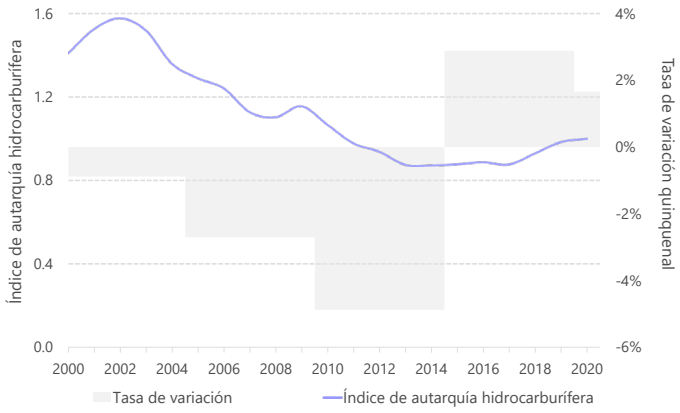
Ofertas de energía por unidad de PIB



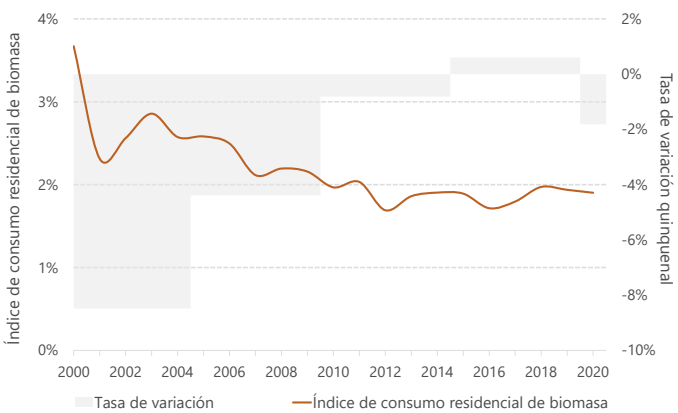
Dependencia externa de energía



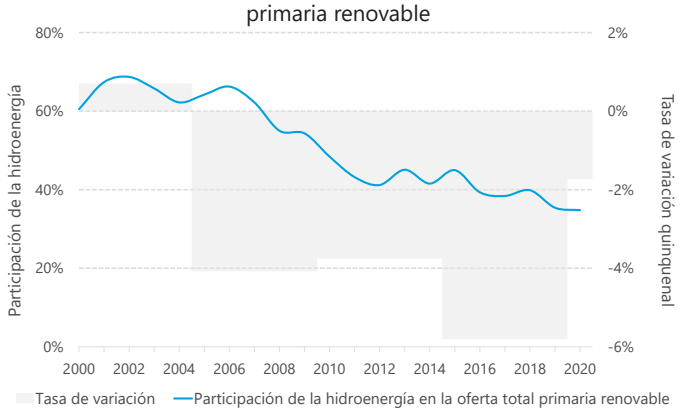
Índice de autarquía hidrocarburífera



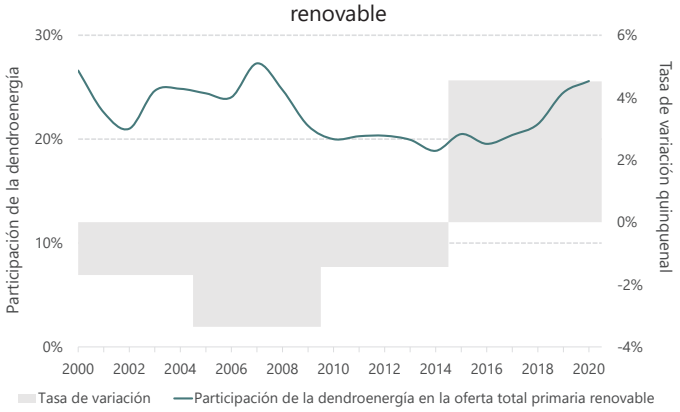
Índice de consumo residencial de biomasa



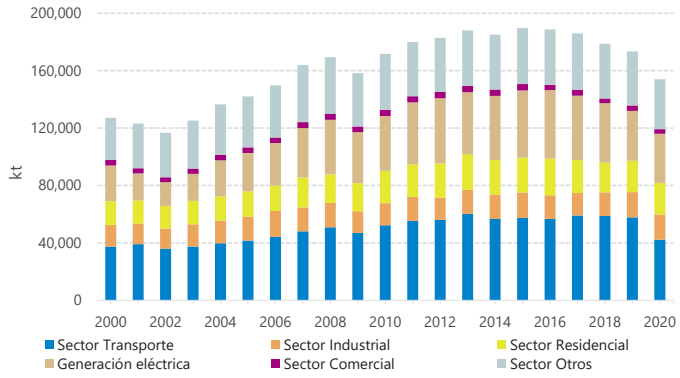
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

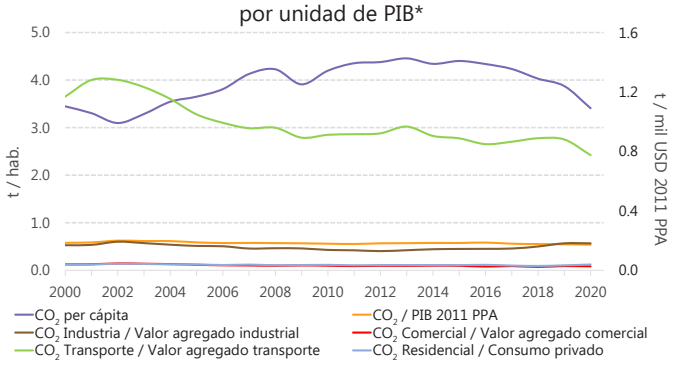


Evolución de las emisiones de CO_2 por sector*



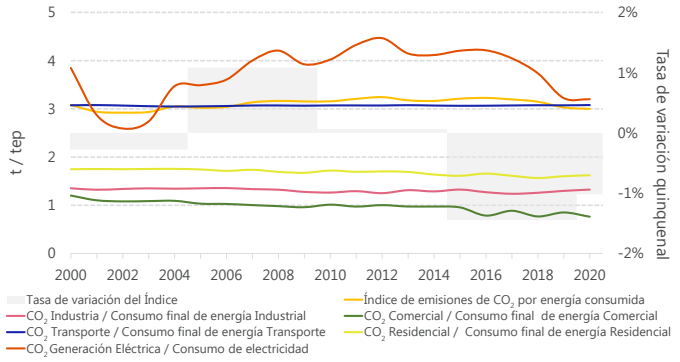
(*) Los datos de emisiones corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 1996.

Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB*



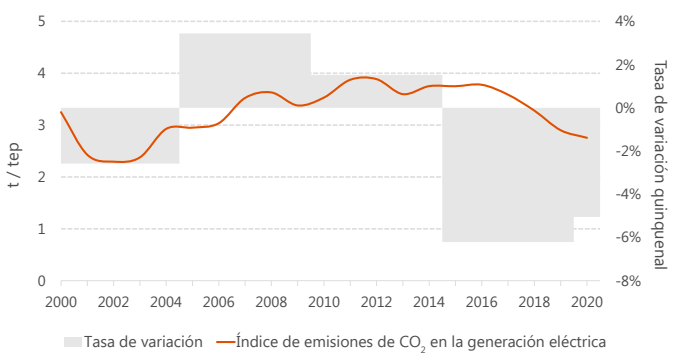
(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 1996.

Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida*



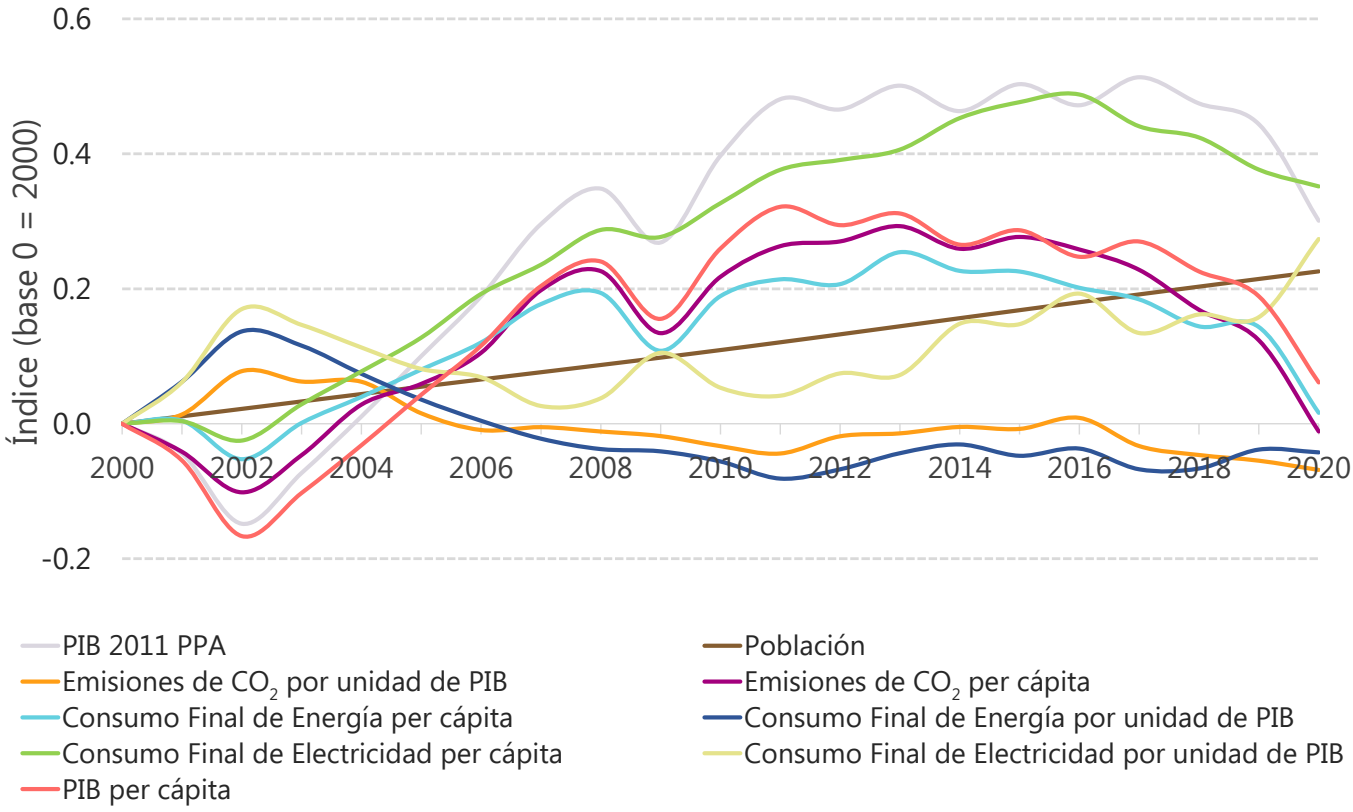
(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 1996.

Índice de emisiones de CO_2 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 1996.

Resumen de los principales indicadores



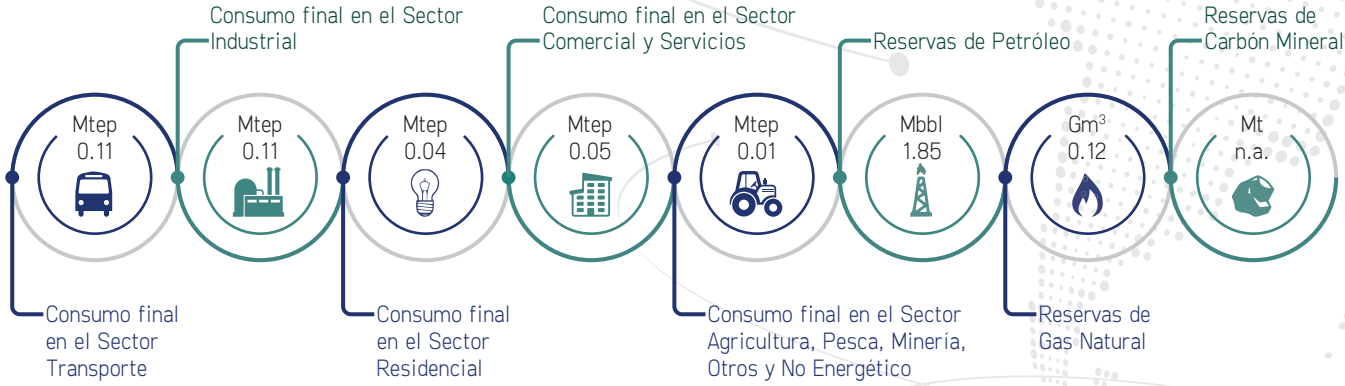


BARBADOS

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	287 [1]
Superficie (km^2)	430
Densidad de población (hab. / km^2)	668
Población urbana (%)	31
PIB USD 2010 (MUSD)	3,762 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	3,698 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

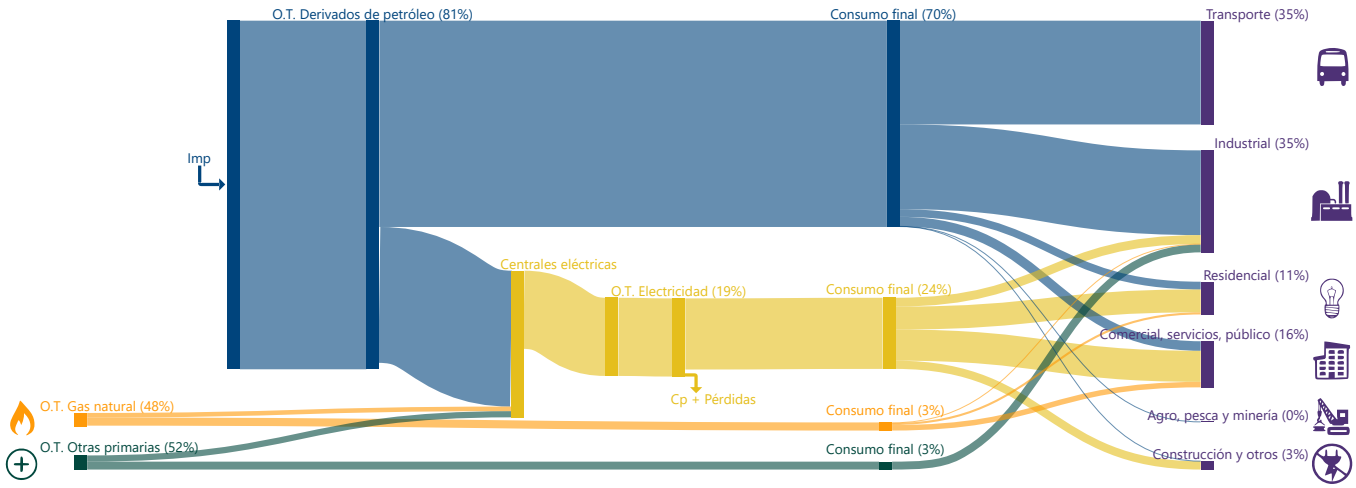
Sector Energético 2020



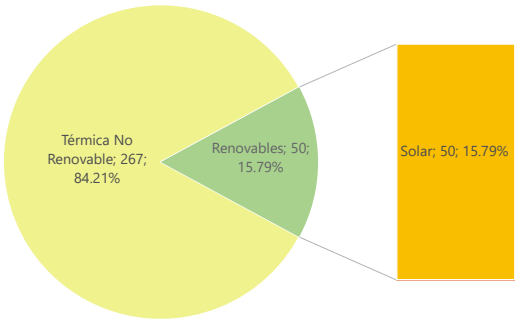
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,110	1.10	100	0.40	0.05	0.38	0.05	0.32	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

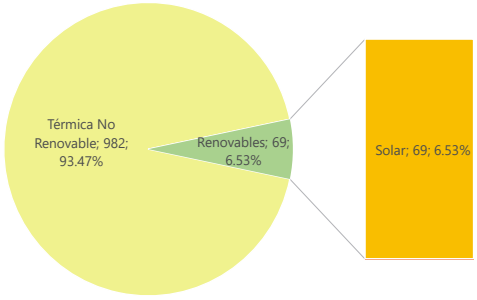
Balance energético resumido 2020



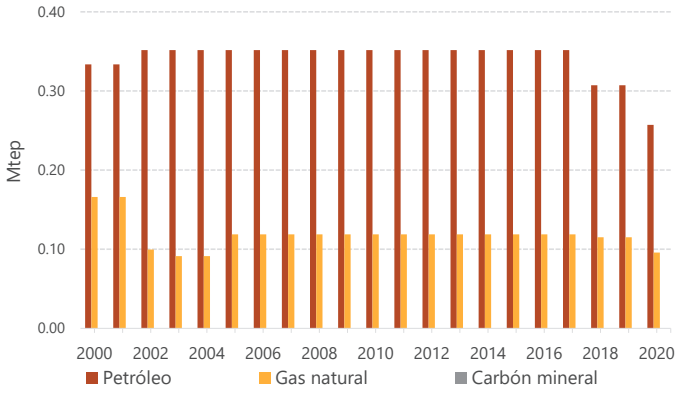
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



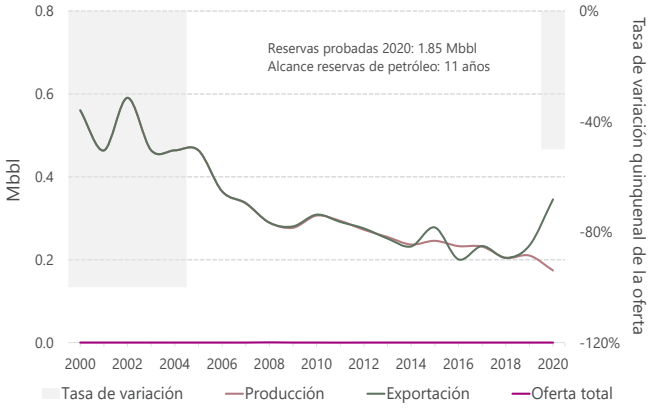
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



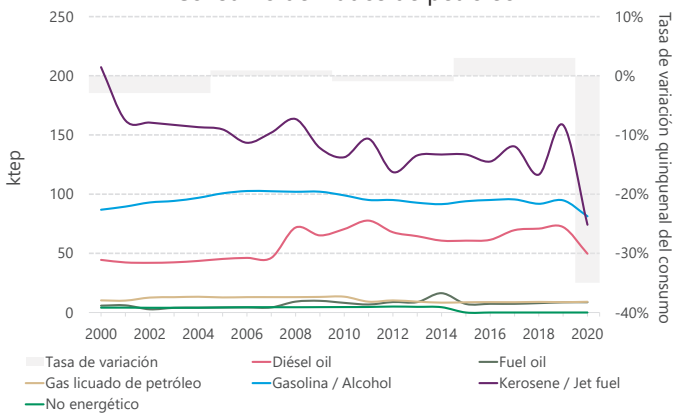
Reservas probadas de petróleo y gas natural



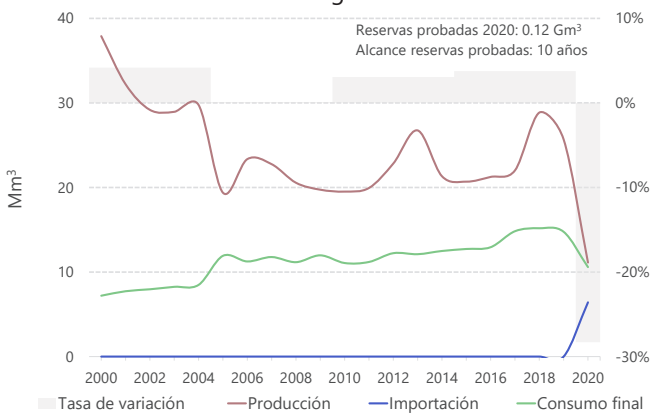
Oferta de petróleo

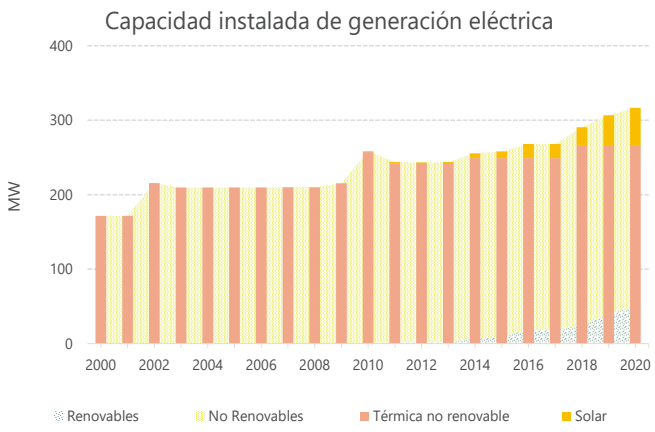


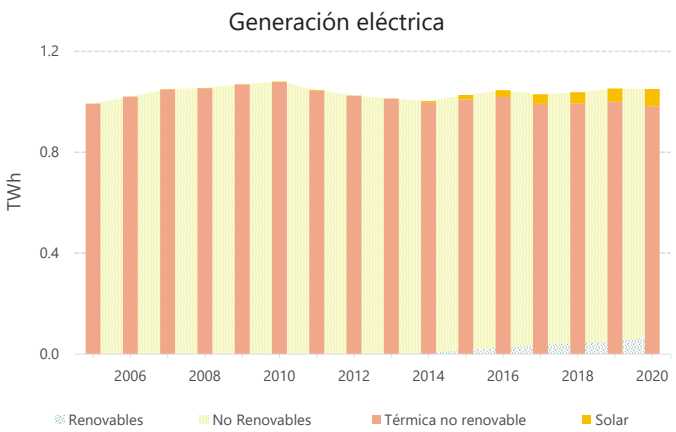
Consumo derivados de petróleo

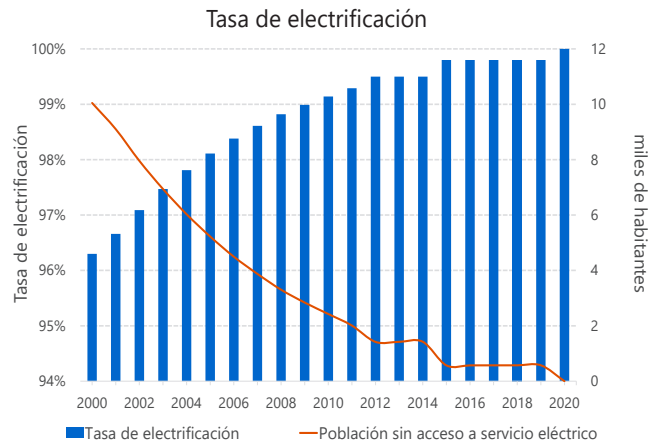


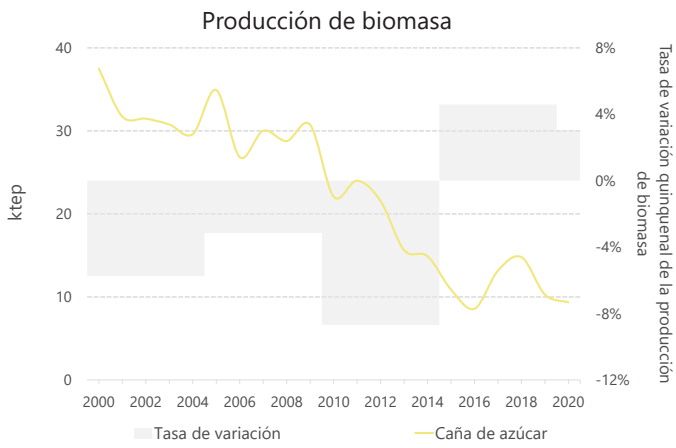
Oferta de gas natural

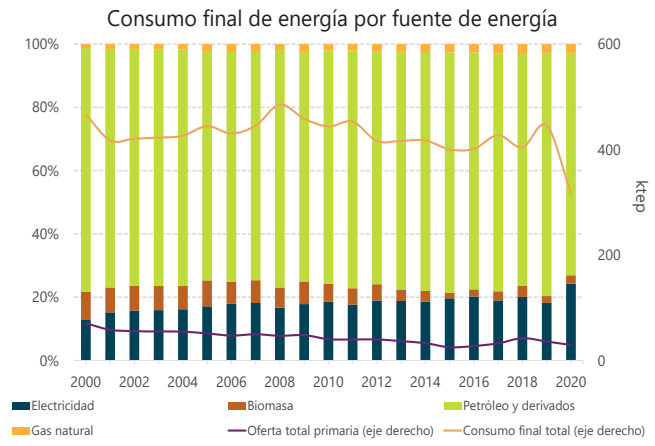


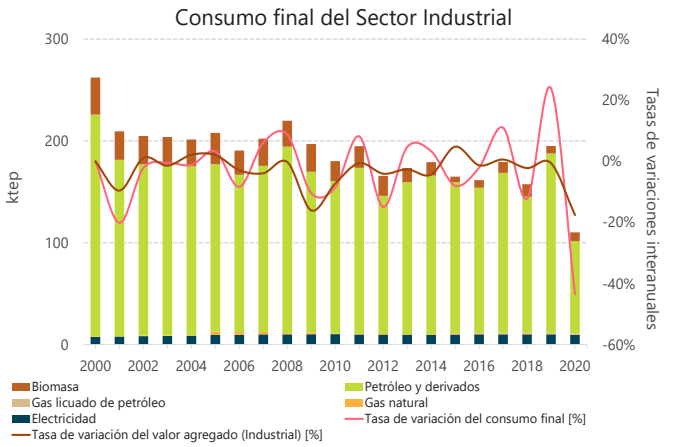

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
400
300
200
100
0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Solar


Generación eléctrica
TWh
1.2
0.8
0.4
0.0
2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Solar

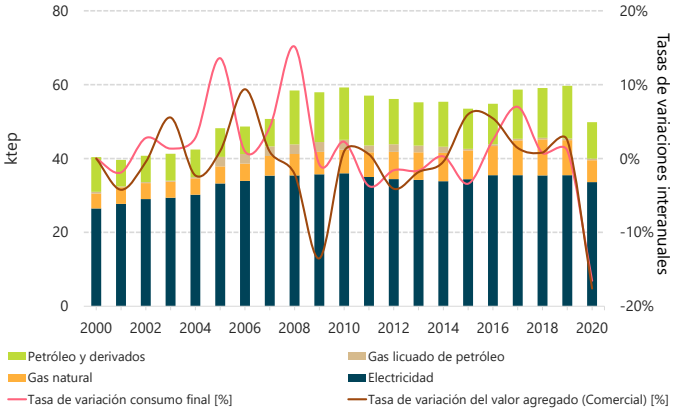

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
100%
99%
98%
97%
96%
95%
94%
12
10
8
6
4
2
0
miles de habitantes
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
40
30
20
10
0
8%
4%
0%
-4%
-8%
-12%
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Caña de azúcar

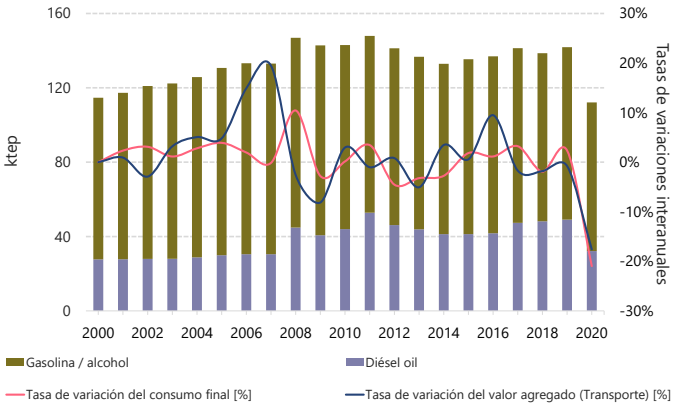

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
600
400
200
0
ktep
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
ktep
300
200
100
0
40%
20%
0%
-20%
-40%
-60%
Tasas de variaciones interanuales
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

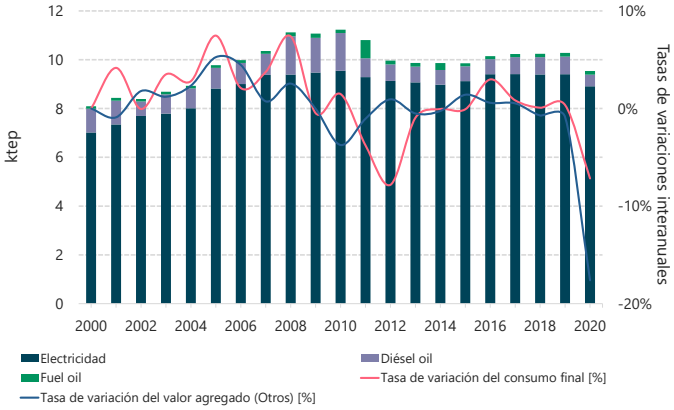
Consumo final del Sector Comercial



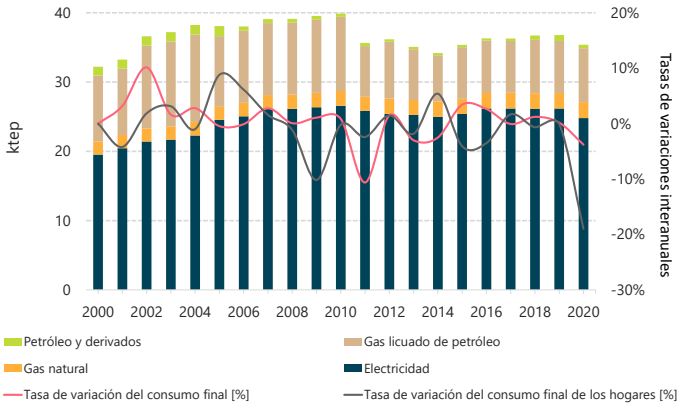
Consumo final del Sector Transporte



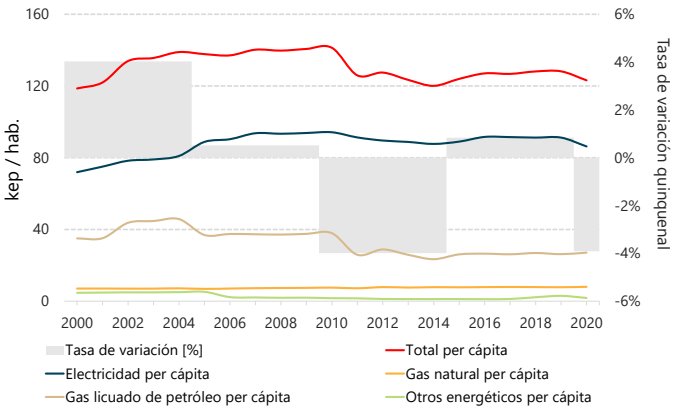
Consumo final del Sector Otros



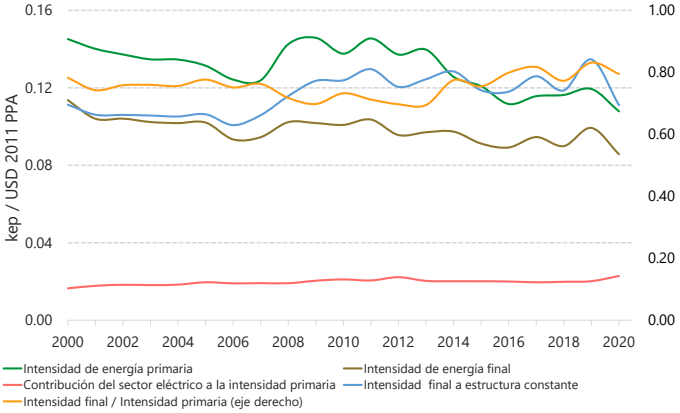
Consumo final del Sector Residencial



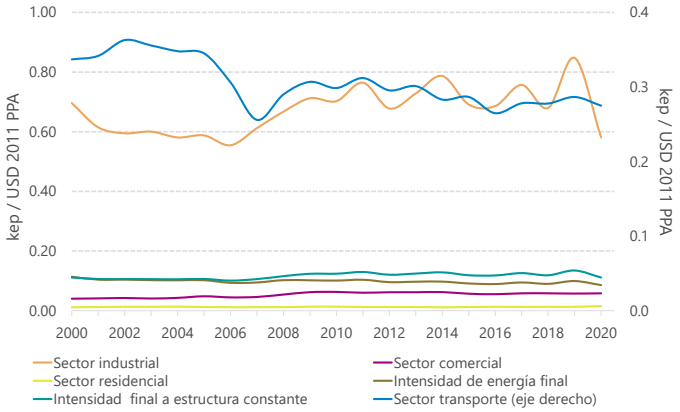
Consumo final per cápita Sector Residencial



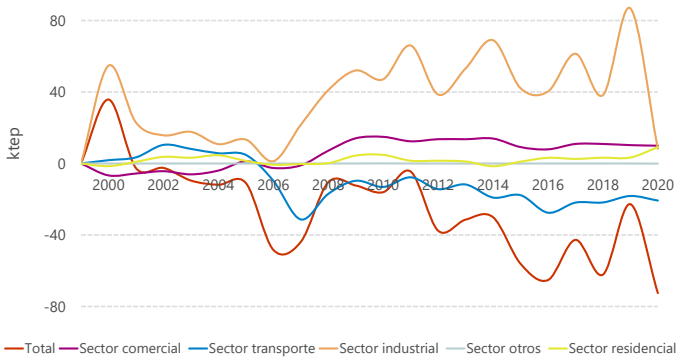
Intensidades energéticas



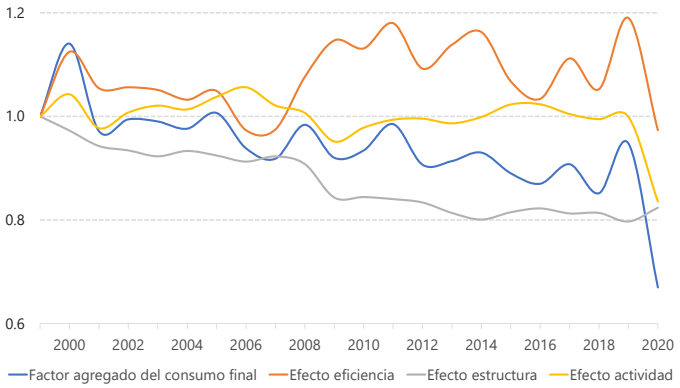
Intensidades energéticas sectoriales



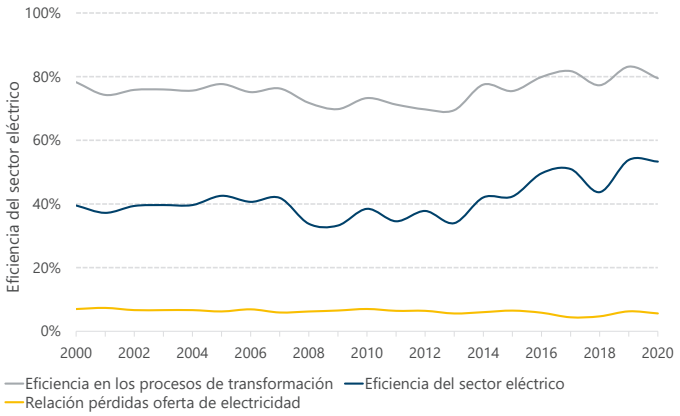
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



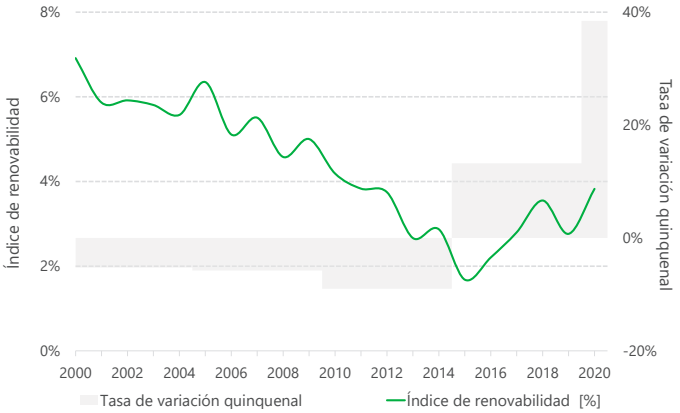
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



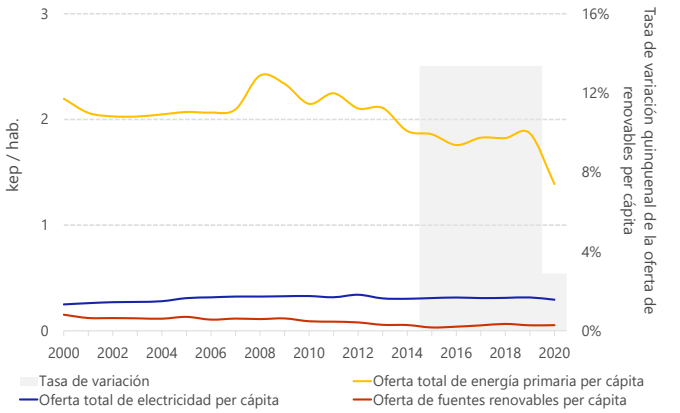
Eficiencia del sector eléctrico



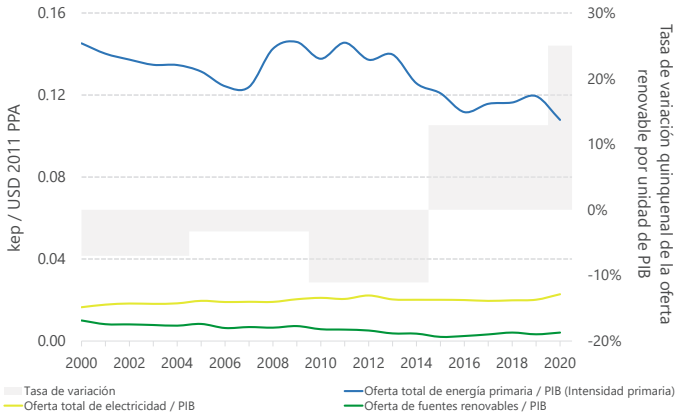
Índice de renovabilidad



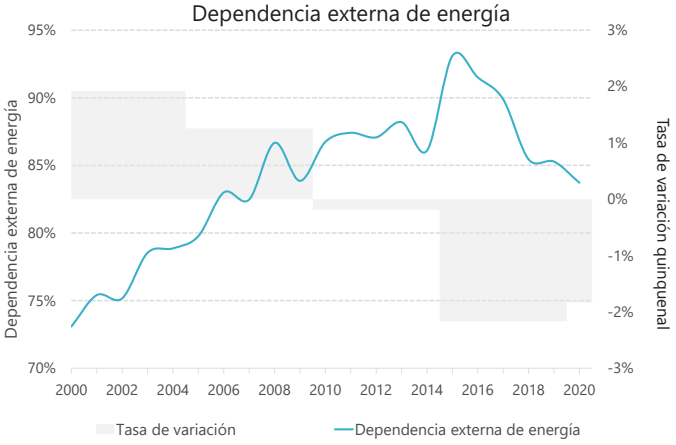
Oferta de energía per cápita



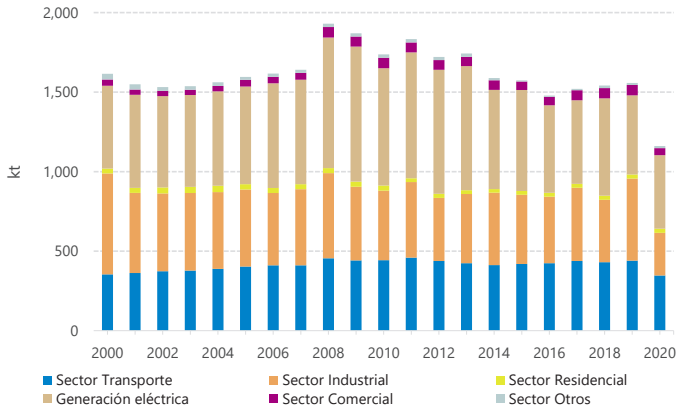
Ofertas de energía por unidad de PIB



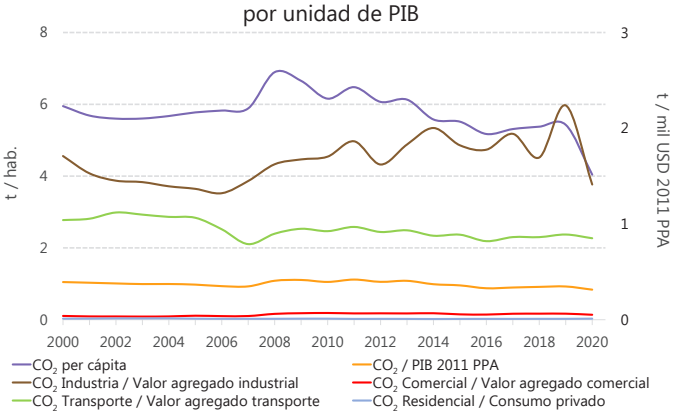
Dependencia externa de energía



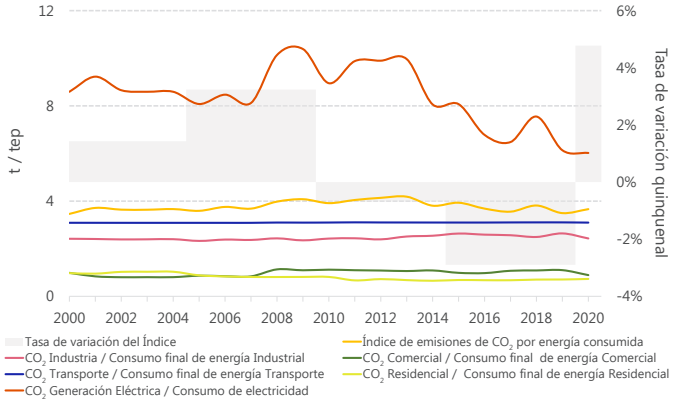
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



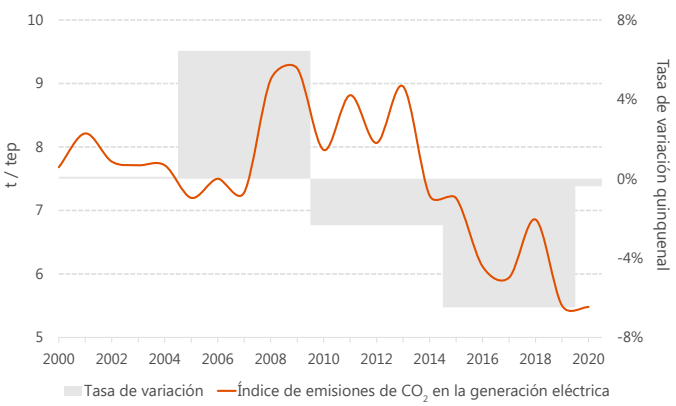
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



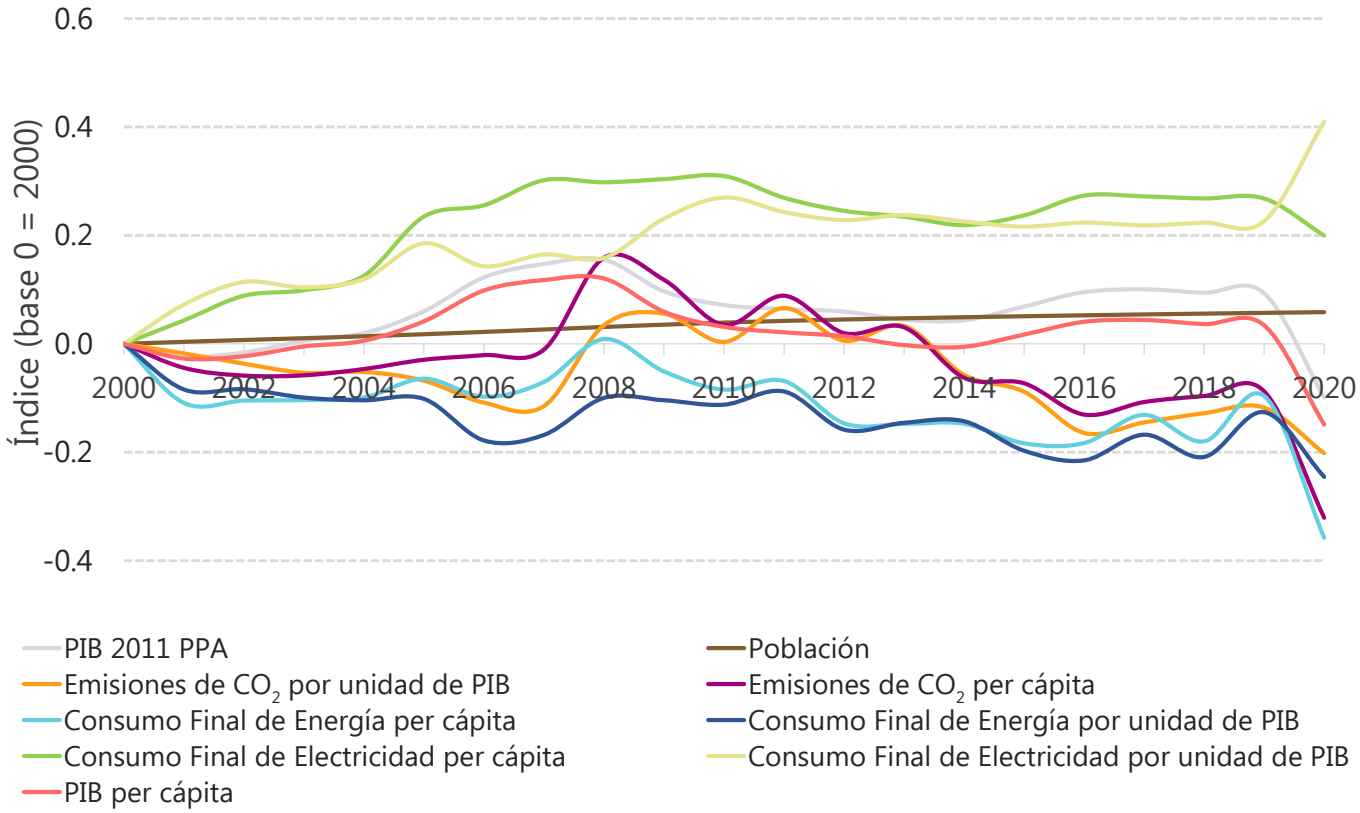
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



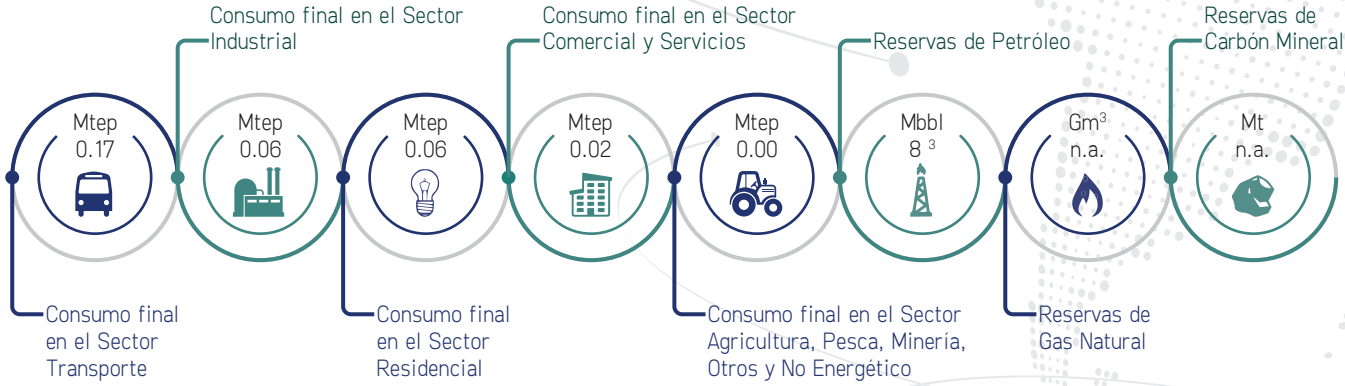


BELICE

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	398 [1]
Superficie (km^2)	22,970
Densidad de población (hab. / km^2)	17
Población urbana (%)	46
PIB USD 2010 (MUSD)	1,425 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,433 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	6

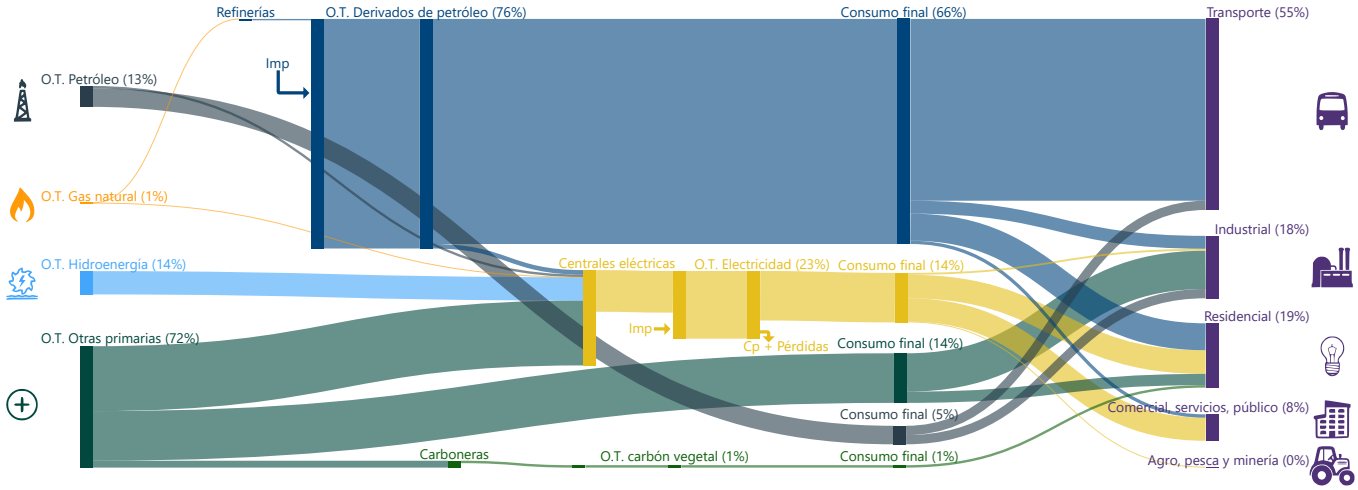
Sector Energético 2020



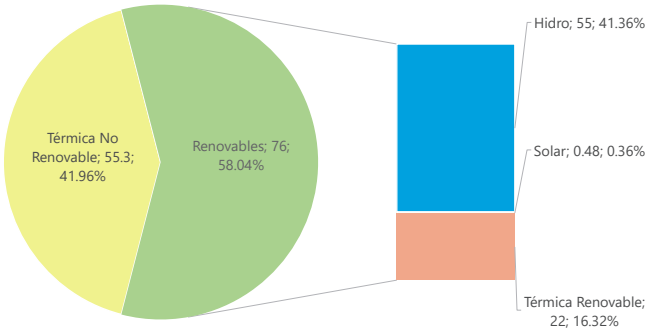
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Datos estimados por OLADE.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,294	0.78	92.72	0.38	0.16	0.23	0.01	0.31	n.a.	0.13	0.15 / 0.13
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

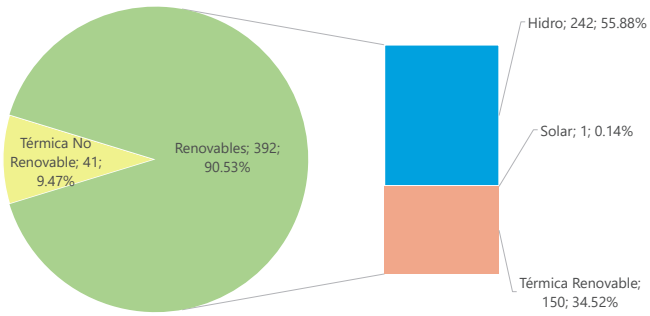
Balance energético resumido 2020



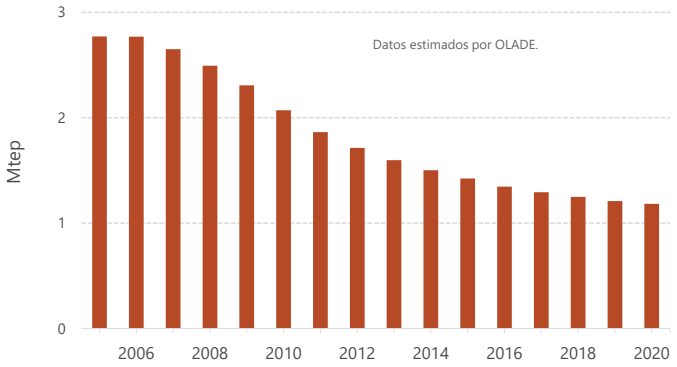
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



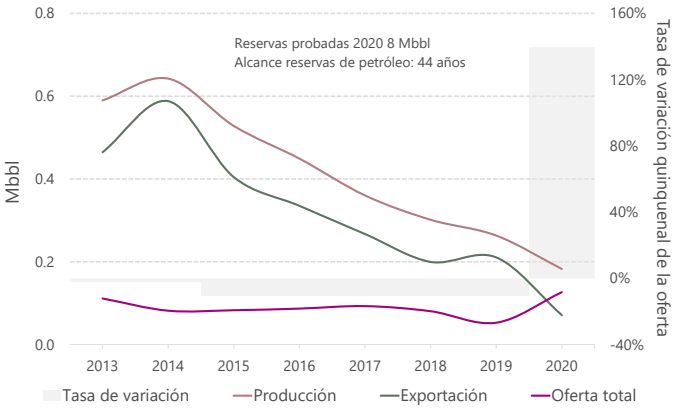
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



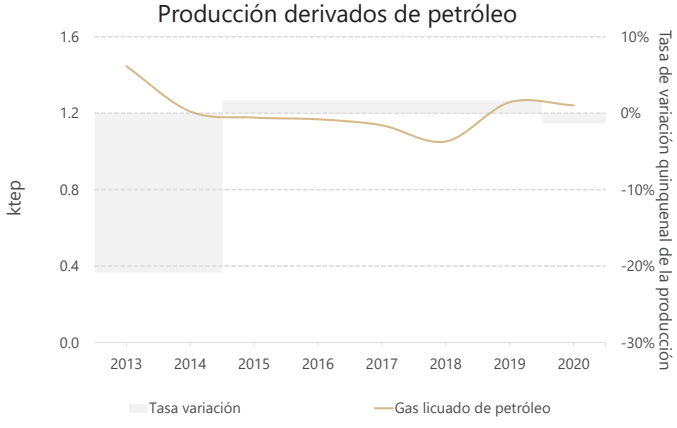
Reservas probadas de petróleo



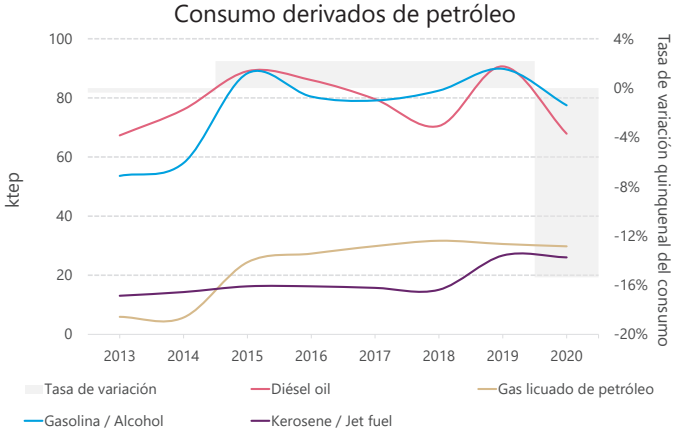
Oferta de petróleo



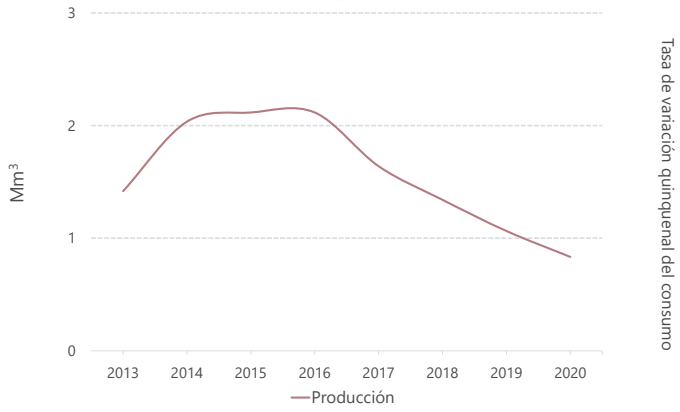
Producción derivados de petróleo



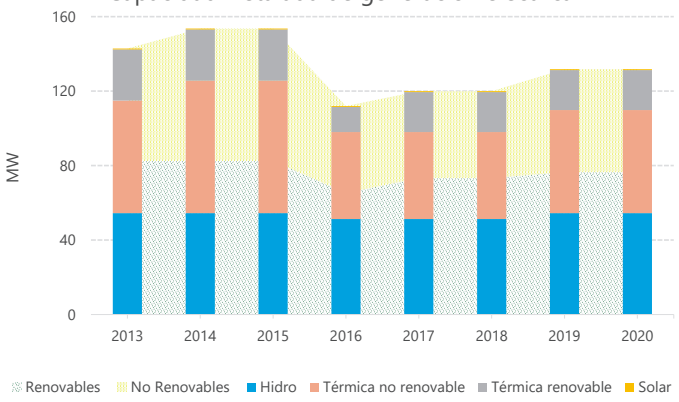
Consumo derivados de petróleo



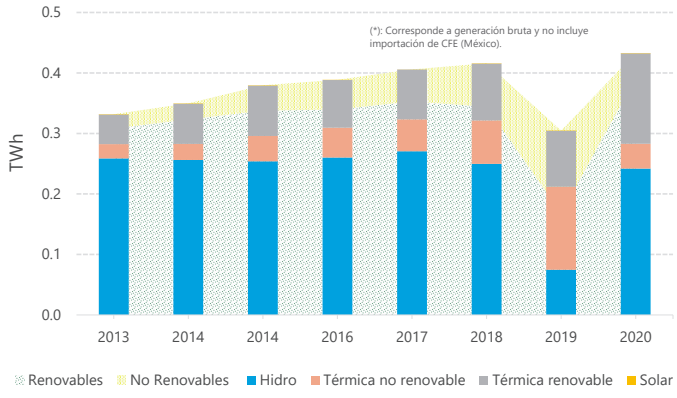
Oferta de gas natural



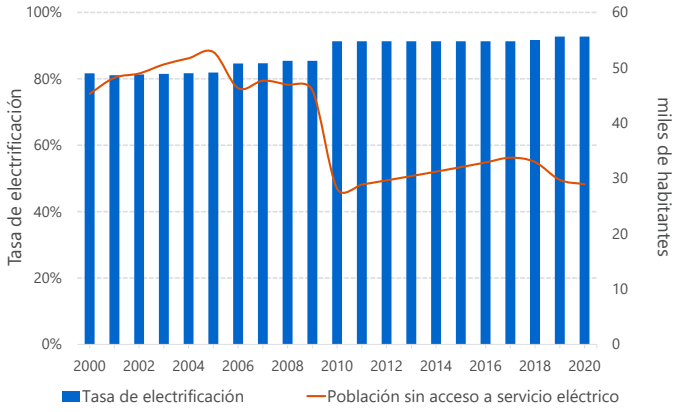
Capacidad instalada de generación eléctrica



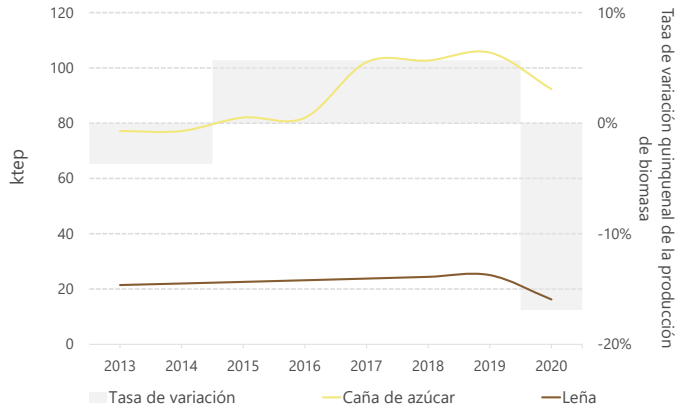
Generación eléctrica*



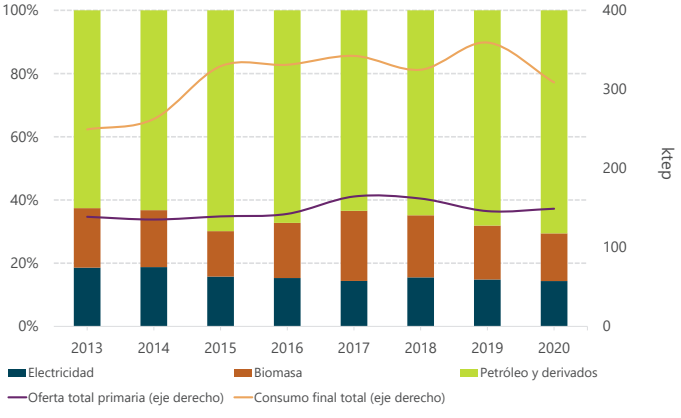
Tasa de electrificación



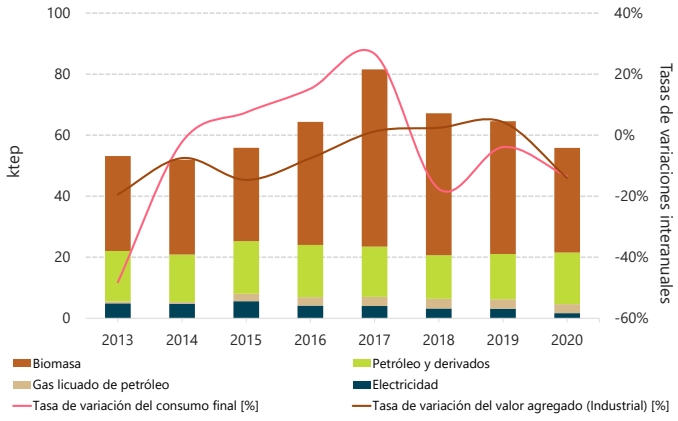
Producción de biomasa



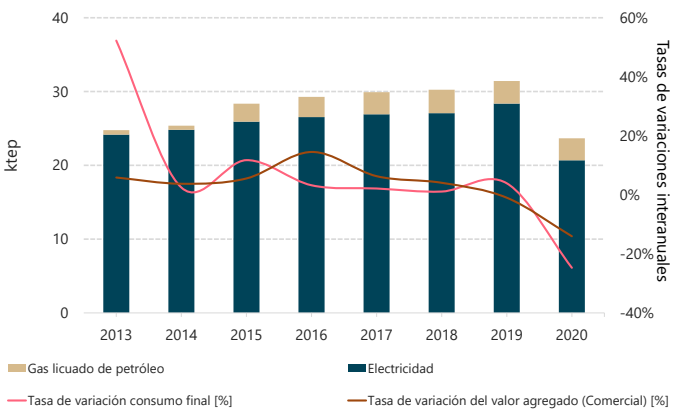
Consumo final de energía por fuente de energía



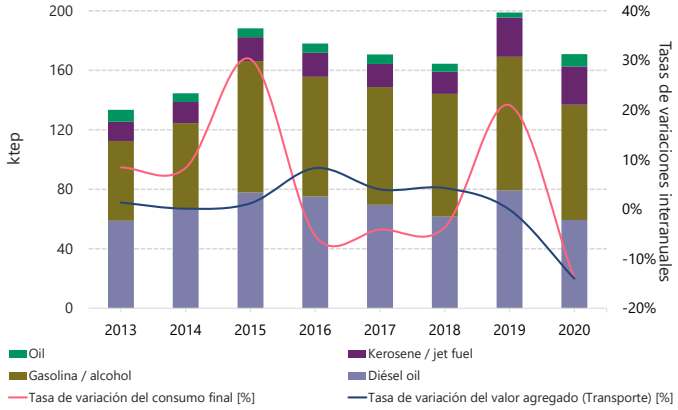
Consumo final del Sector Industrial



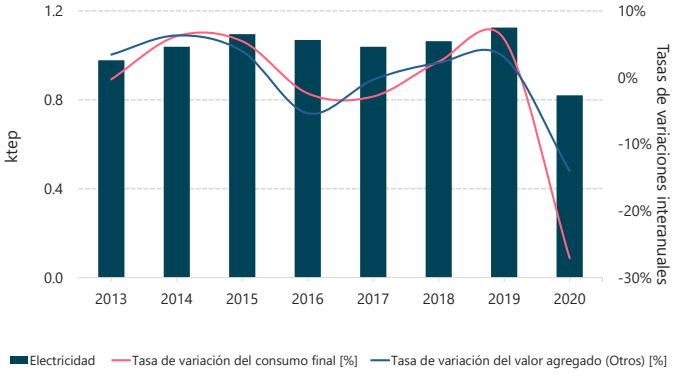
Consumo final del Sector Comercial



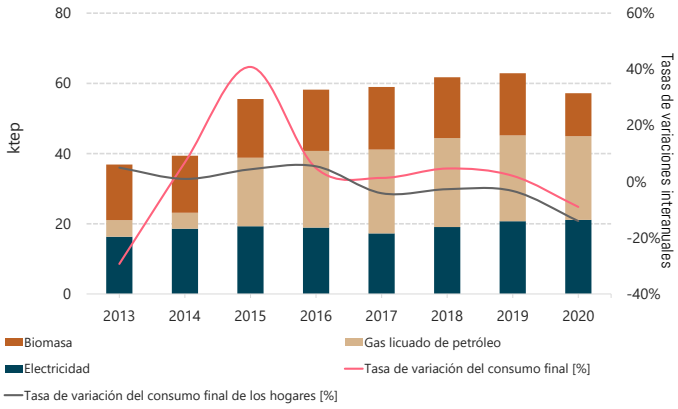
Consumo final del Sector Transporte



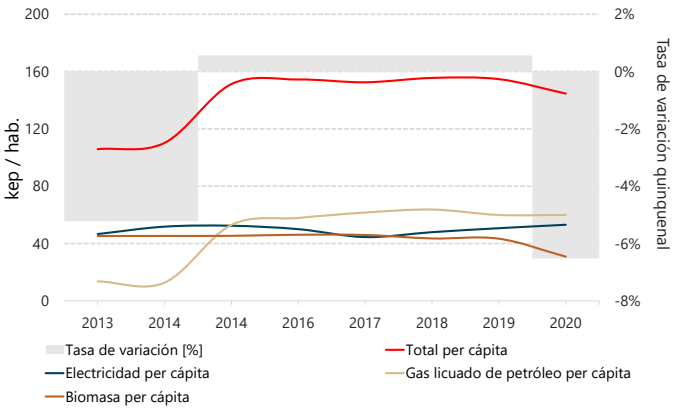
Consumo final del Sector Otros



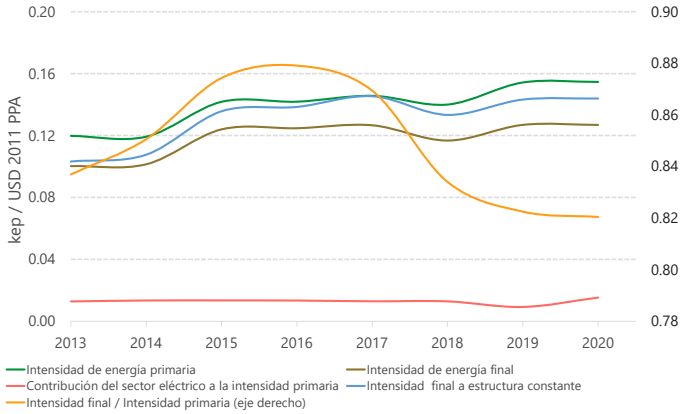
Consumo final del Sector Residencial



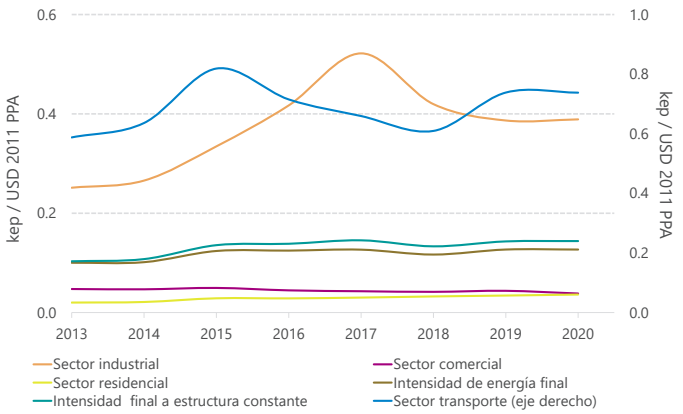
Consumo final per cápita Sector Residencial



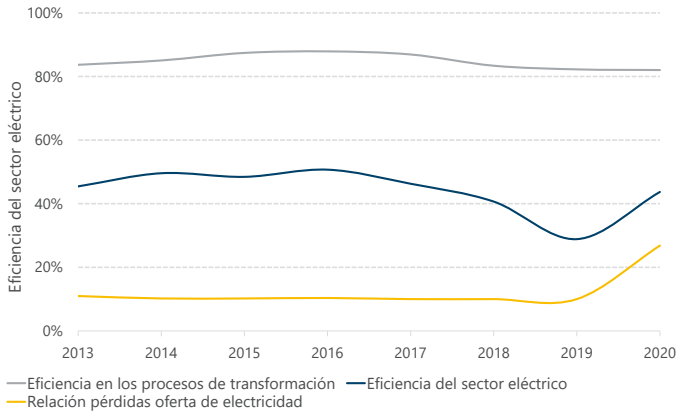
Intensidades energéticas



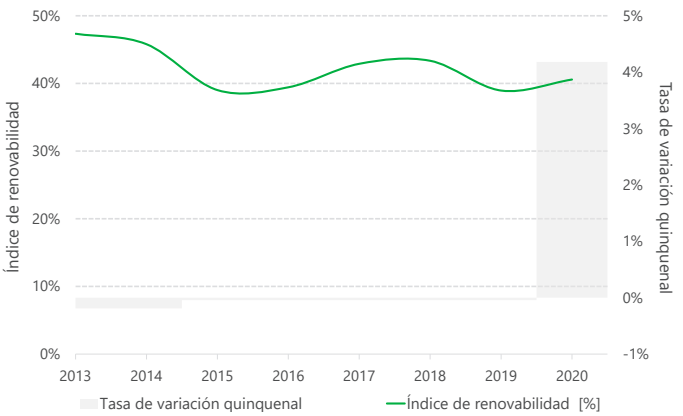
Intensidades energéticas sectoriales



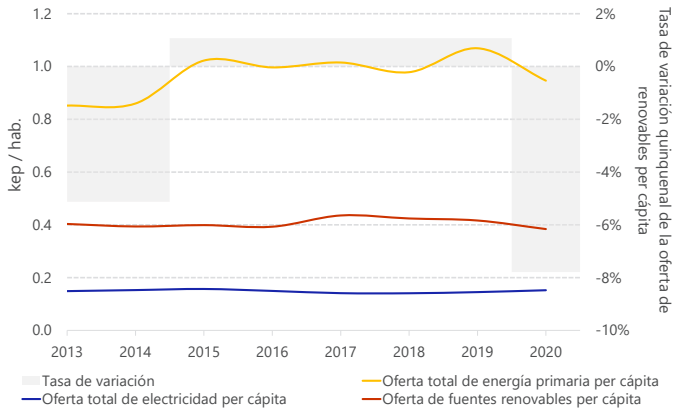
Eficiencia del sector eléctrico



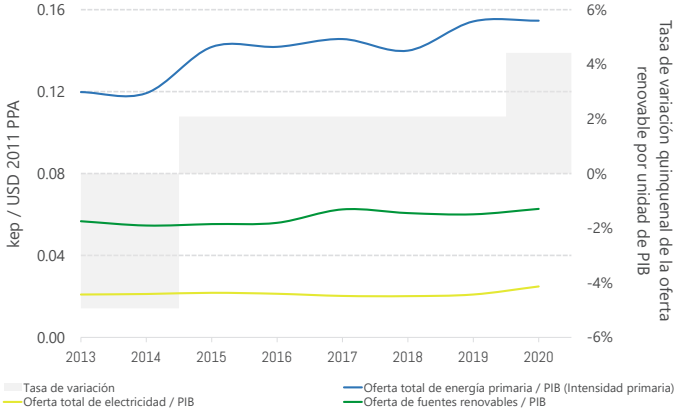
Índice de renovabilidad

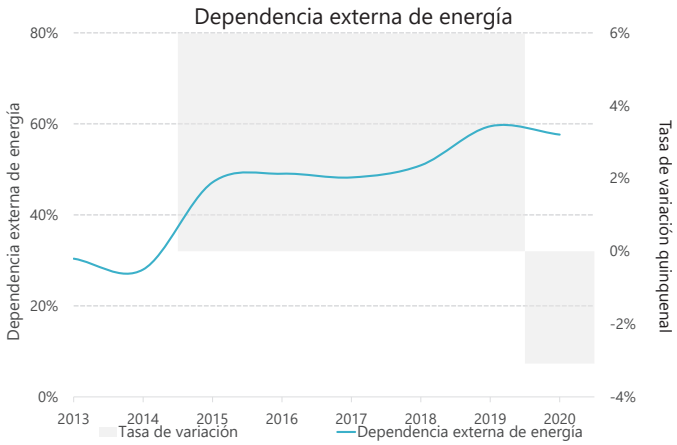


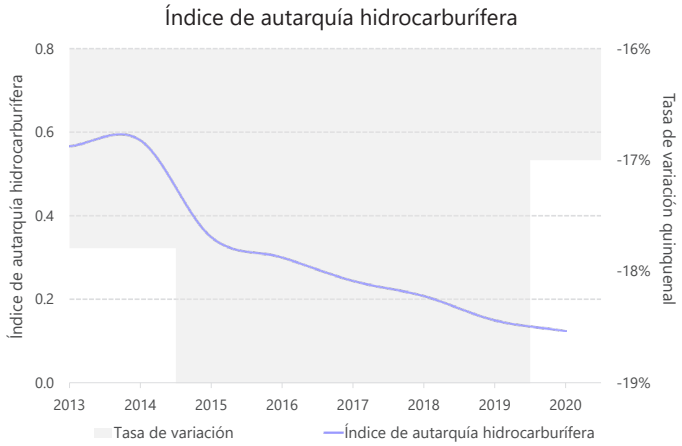
Oferta de energía per cápita

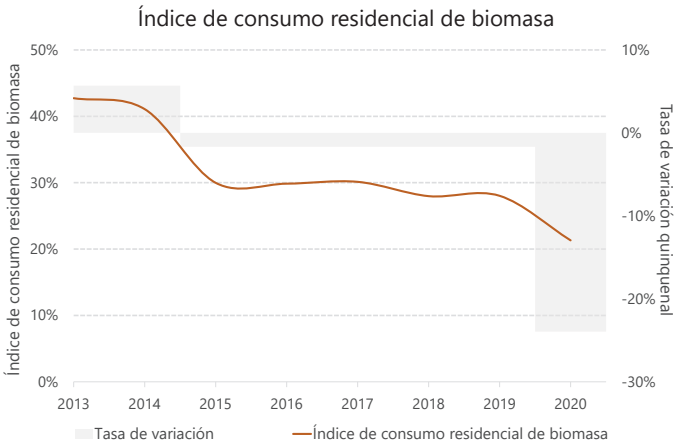


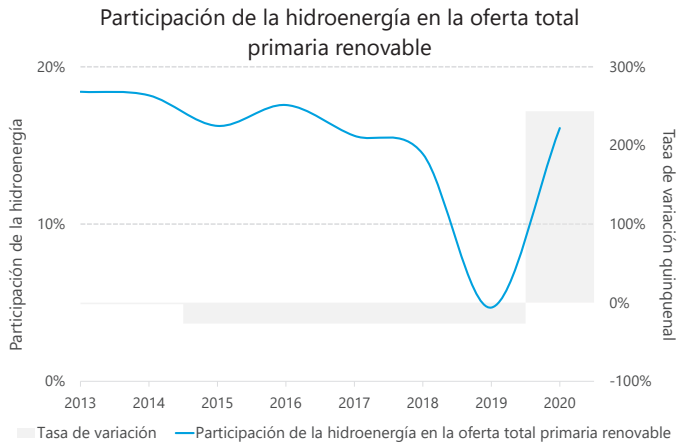
Ofertas de energía por unidad de PIB

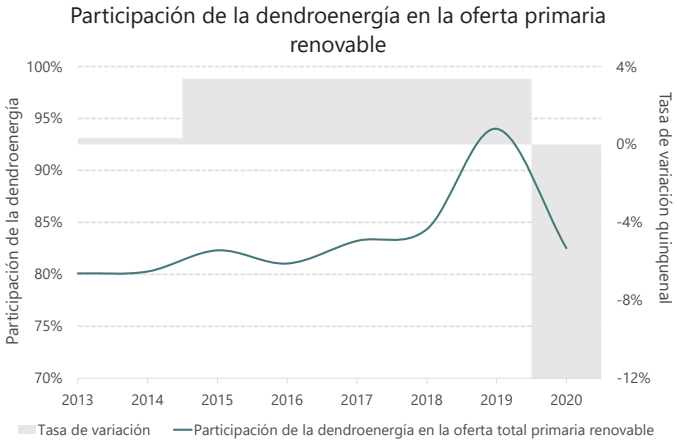


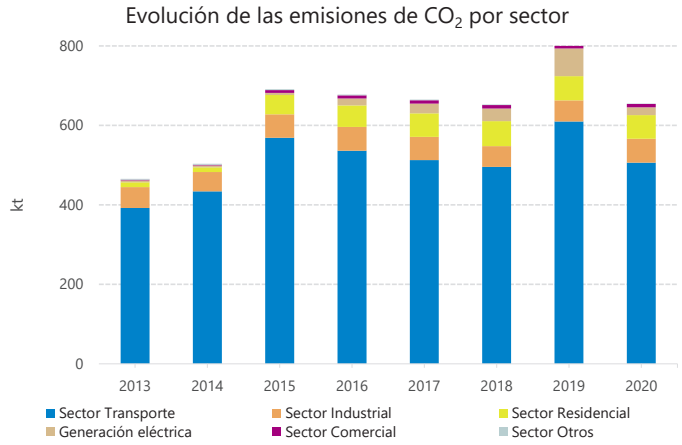

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
80%
60%
40%
20%
0%
6%
4%
2%
0%
-2%
-4%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Tasa de variación
Dependencia externa de energía


Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
-16%
-17%
-18%
-19%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera

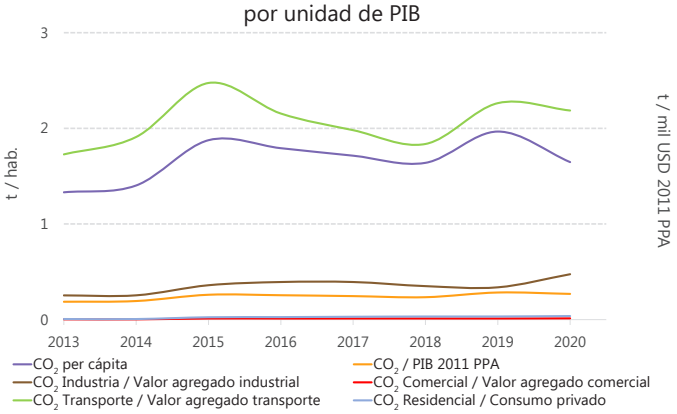

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
50%
40%
30%
20%
10%
0%
10%
0%
-10%
-20%
-30%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
20%
10%
0%
300%
200%
100%
0%
-100%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

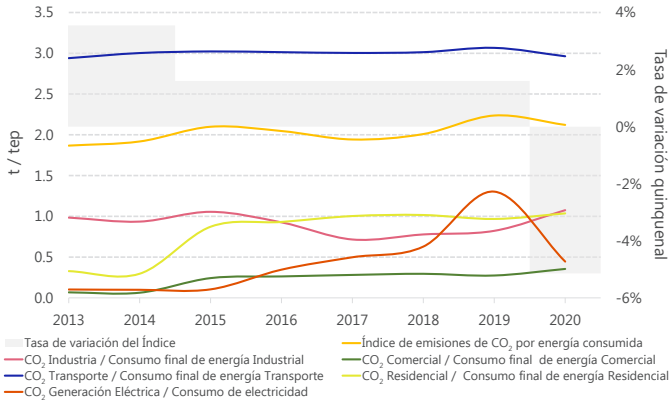

Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable
Participación de la dendroenergía
Tasa de variación quinquenal
100%
95%
90%
85%
80%
75%
70%
4%
0%
-4%
-8%
-12%
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Tasa de variación
Participación de la dendroenergía en la oferta total primaria renovable


Evolución de las emisiones de CO2 por sector
kt
800
600
400
200
0
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros

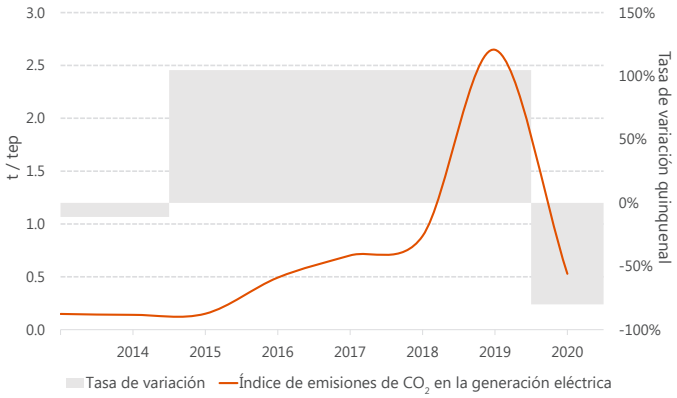
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



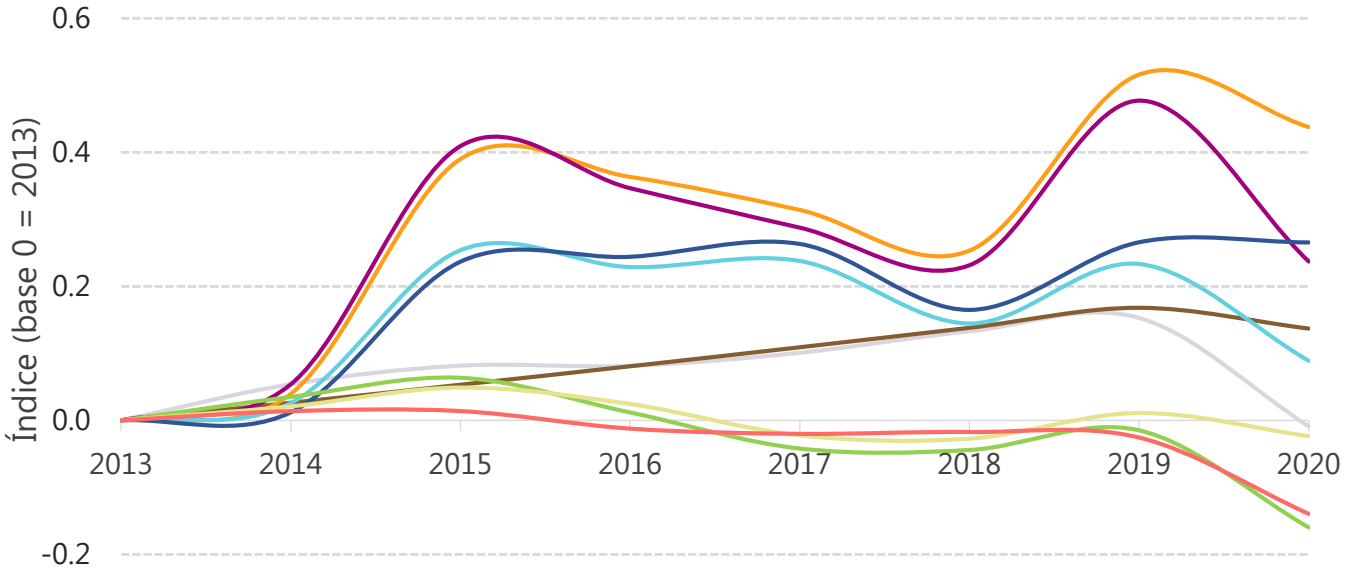
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



- PIB 2011 PPA
- Población
- Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
- Emisiones de CO_2 per cápita
- Consumo Final de Energía per cápita
- Consumo Final de Energía por unidad de PIB
- Consumo Final de Electricidad per cápita
- Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
- PIB per cápita

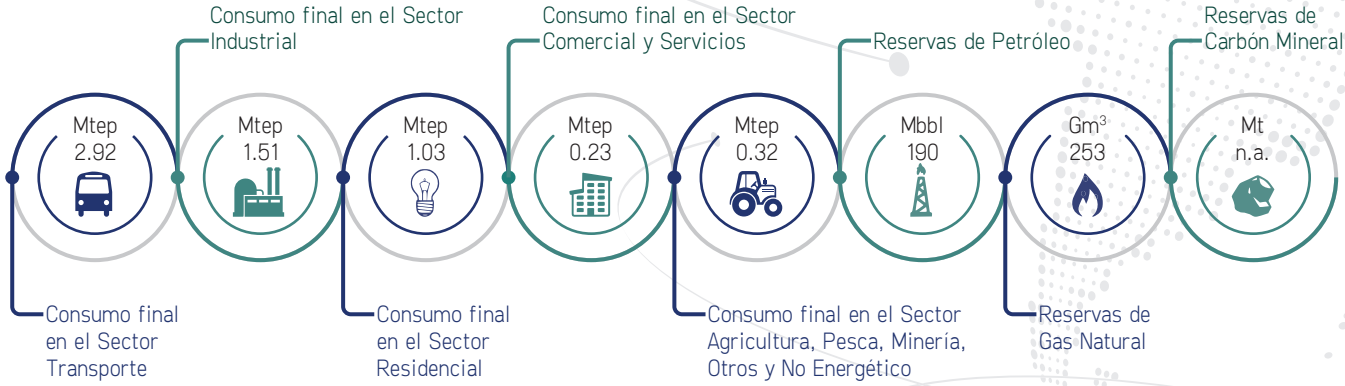


BOLIVIA

Datos Generales 2020

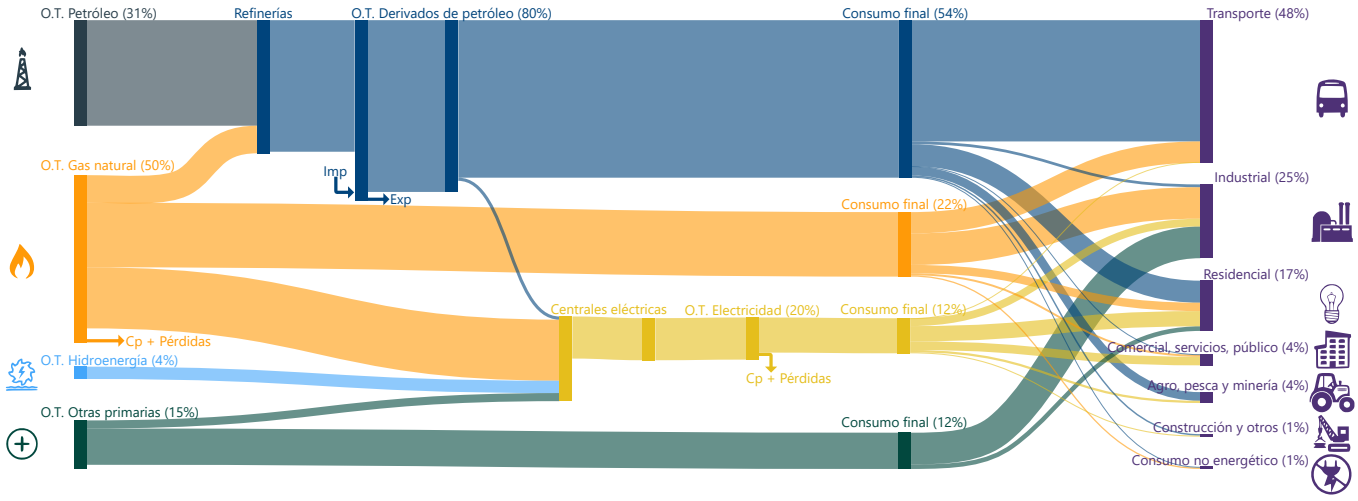
Población (mil hab.)	11,673
Superficie (km^2)	1,098,581
Densidad de población (hab. / km^2)	11
Población urbana (%)	70
PIB USD 2010 (MUSD)	27,312
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	92,588
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7.93

Sector Energético 2020

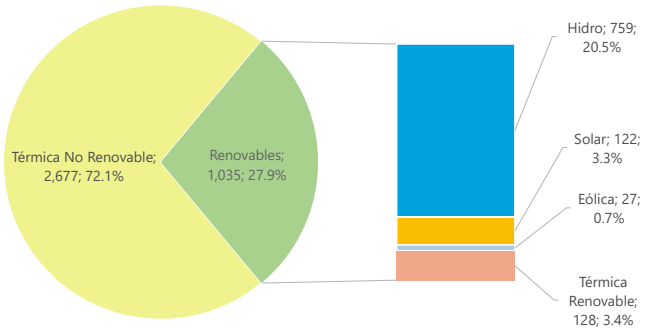


kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
717	0.52	93.70	7.61	16.95	1.01	10.30	6.02	67.00	3.71	0.08 / 0.06
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

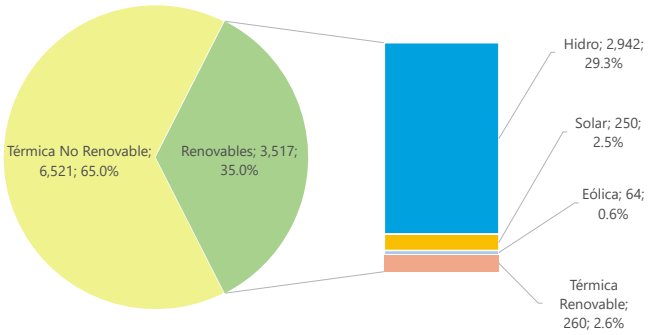
Balance energético resumido 2020



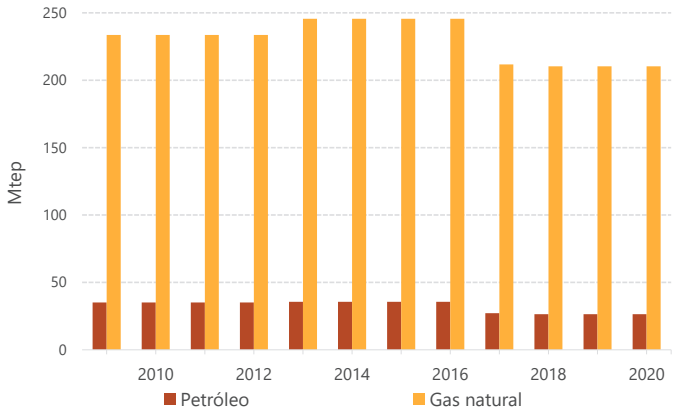
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



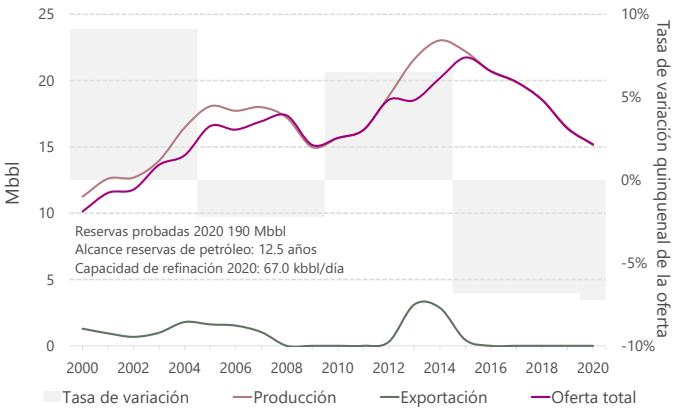
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



Reservas probadas de petróleo y gas natural

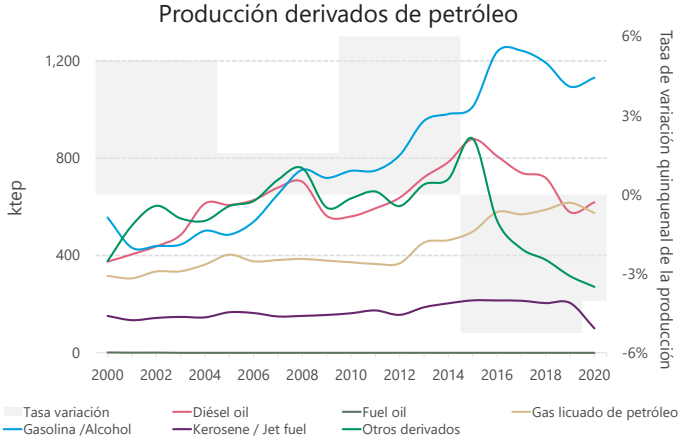


Oferta de petróleo

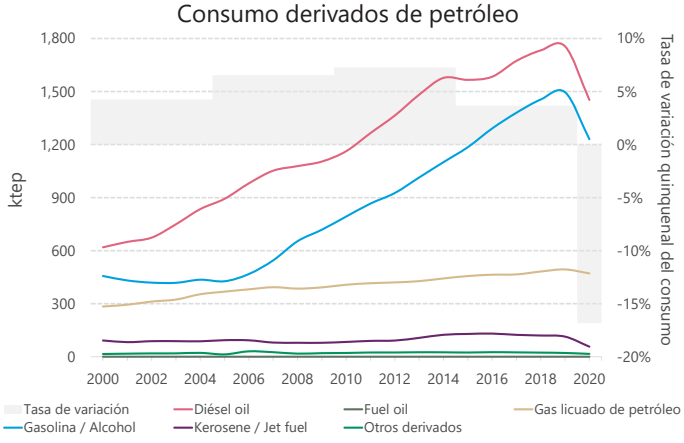


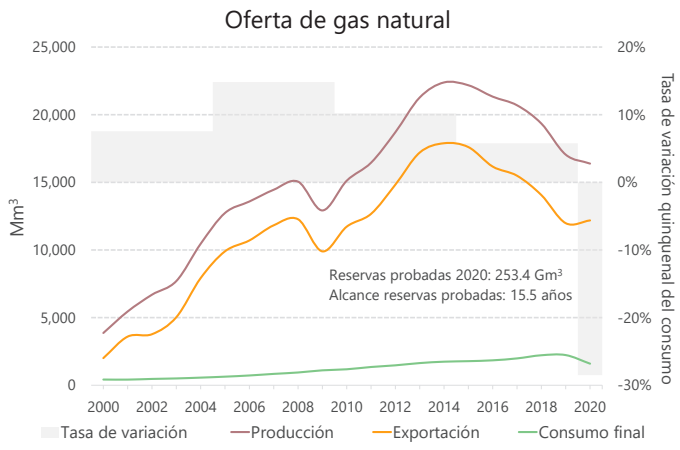
BOLIVIA

Producción derivados de petróleo

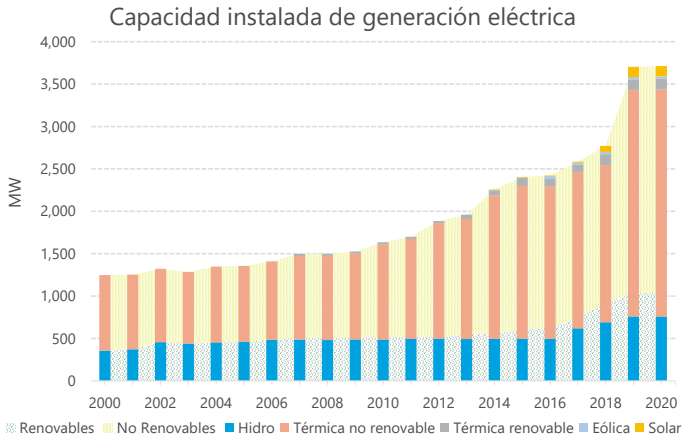


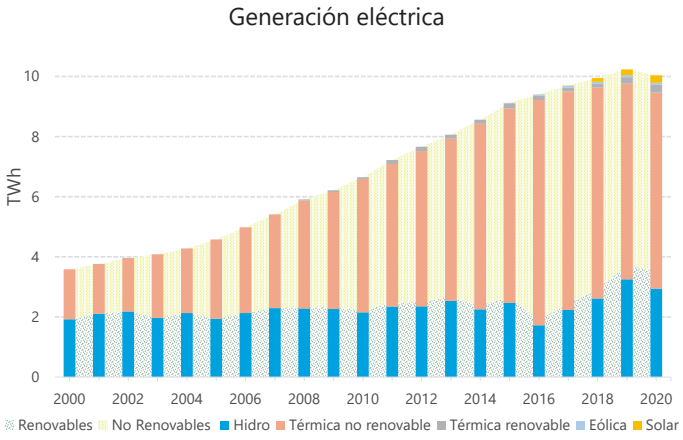
Consumo derivados de petróleo

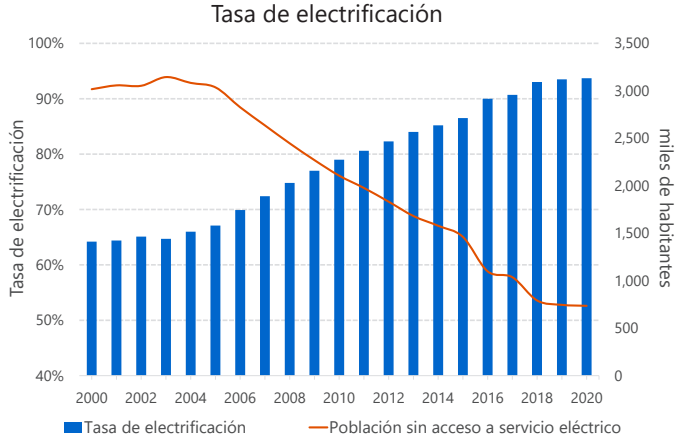


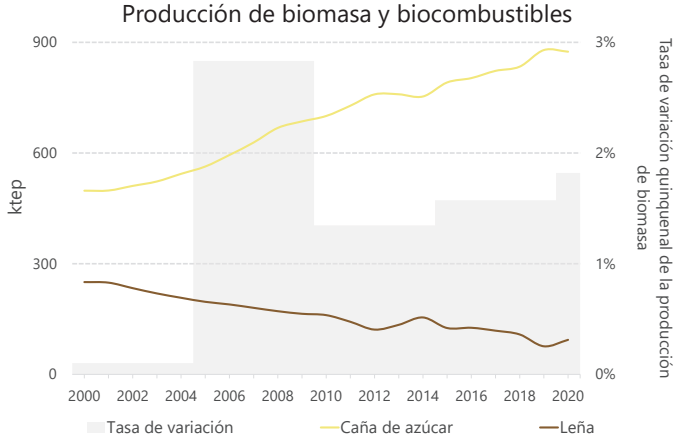


Bolivia confirma éxito petrolero del pozo exploratorio YARARÁ-X1 que alcanzó la profundidad final de 2,850 metros, evidenciando la presencia de hidrocarburos en el reservorio Petaca que cuenta con excelentes propiedades petrofísicas. El pozo está ubicado en el departamento de Santa Cruz, provincia Ichilo, Municipio Tercero, es el primer pozo exploratorio del Área Yarará. El proyecto exploratorio Yarará-X1 constituye un esfuerzo enteramente boliviano, propuesto y ejecutado por YPFB a través de su personal técnico, asimismo, perforado con equipos de perforación propios. El proyecto se encuentra en proceso de desarrollo de construcción de facilidades de producción hacia la planta de Sirari, lo que permitirá adicionar a la producción nacional de hidrocarburos líquidos un volumen diario de 300 a 400 barriles de petróleo.

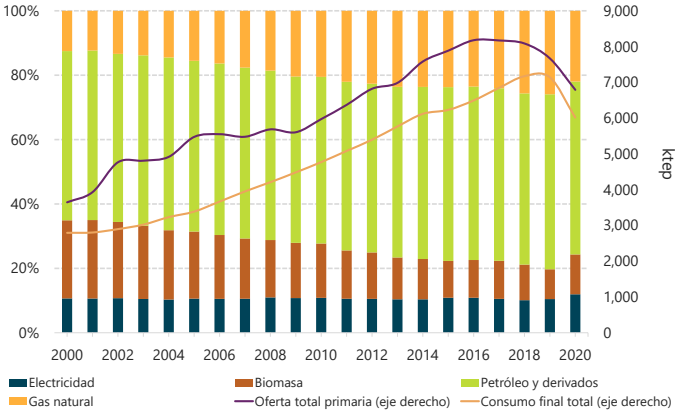




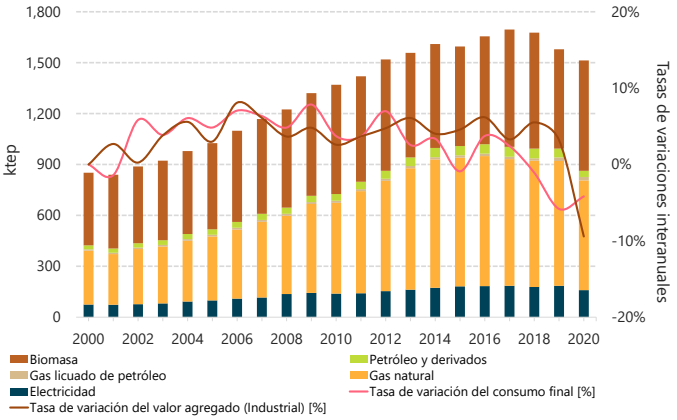




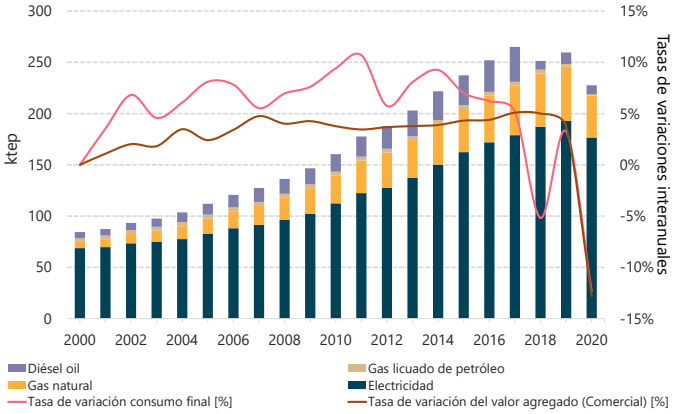
Consumo final de energía por fuente de energía



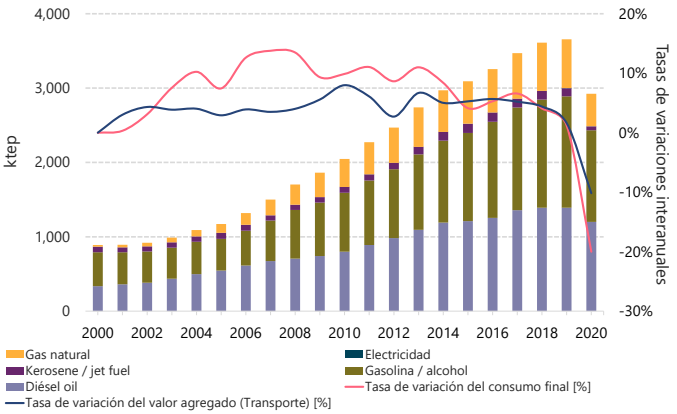
Consumo final del Sector Industrial



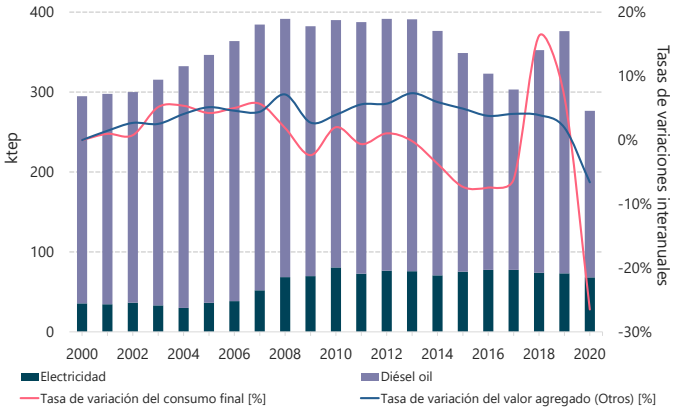
Consumo final del Sector Comercial



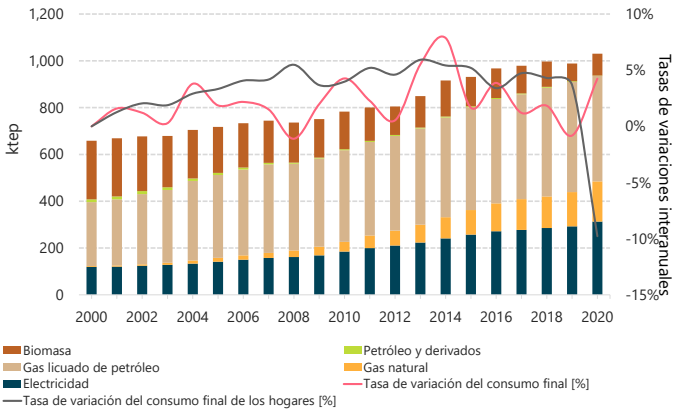
Consumo final del Sector Transporte



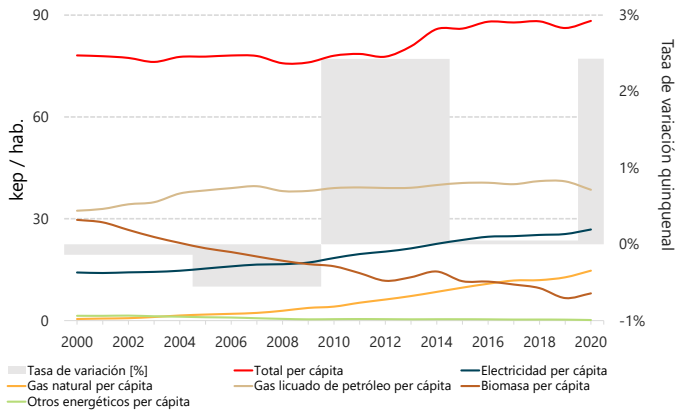
Consumo final del Sector Otros



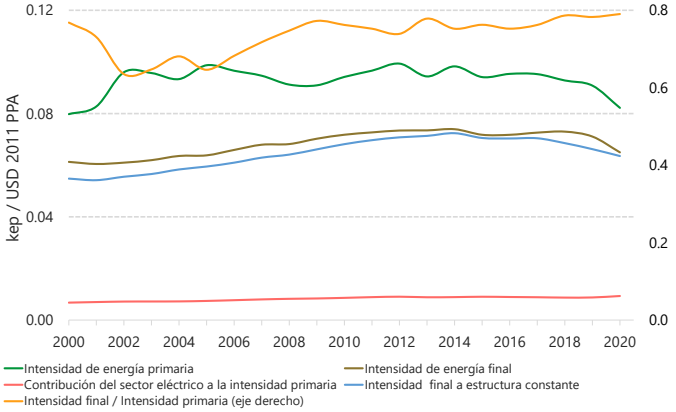
Consumo final del Sector Residencial



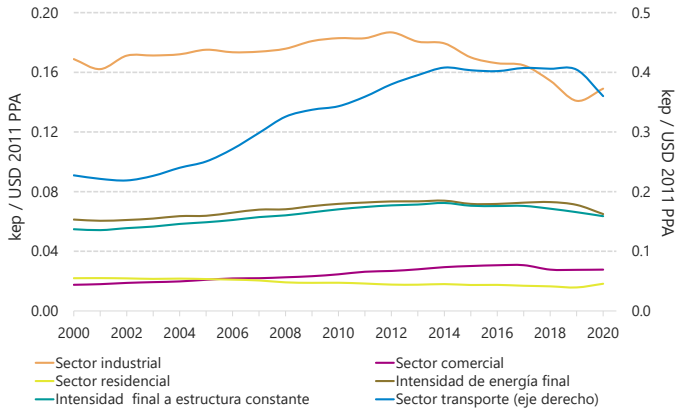
Consumo final per cápita Sector Residencial



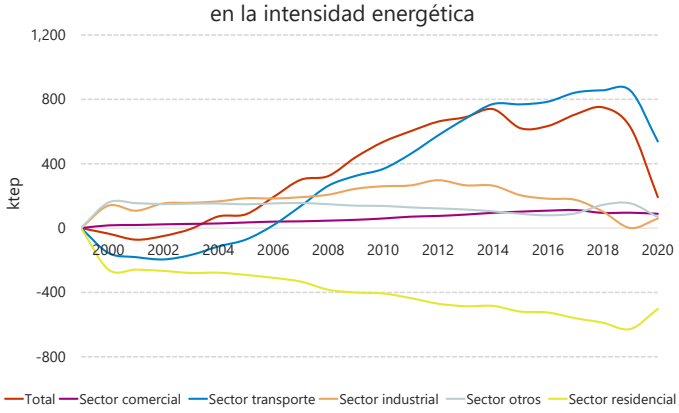
Intensidades energéticas



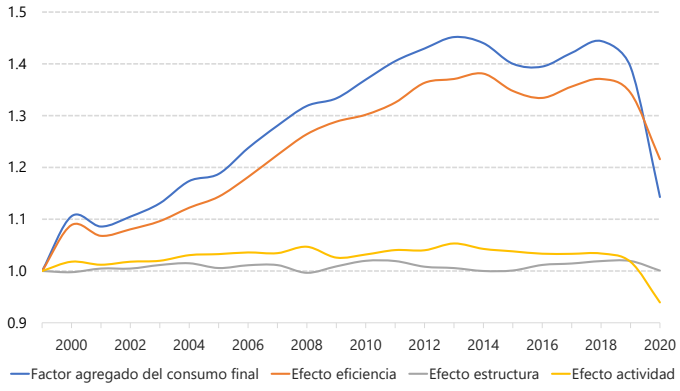
Intensidades energéticas sectoriales



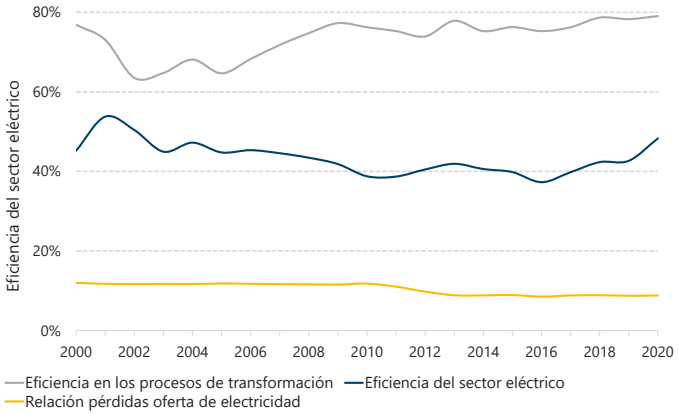
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



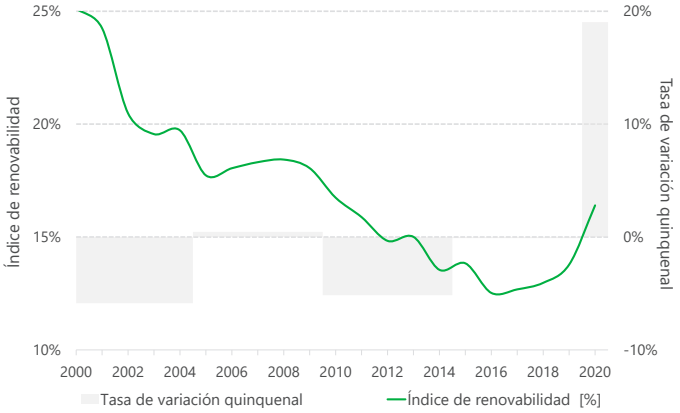
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



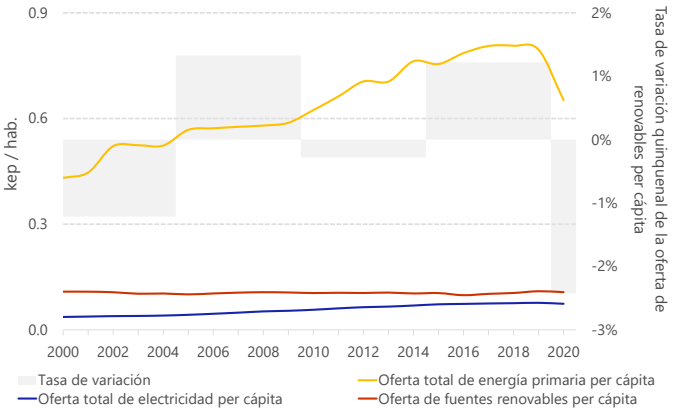
Eficiencia del sector eléctrico



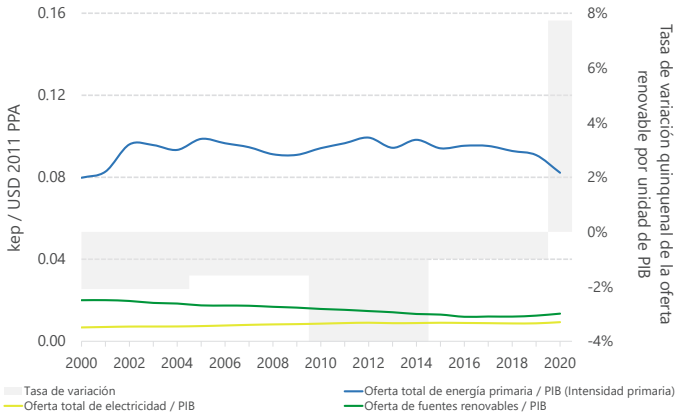
Índice de renovabilidad



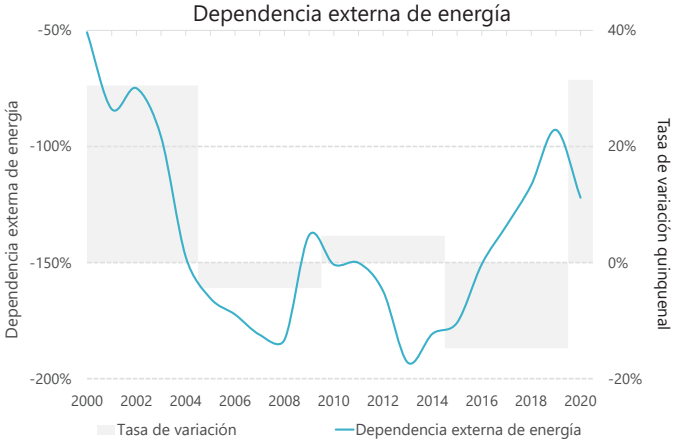
Oferta de energía per cápita



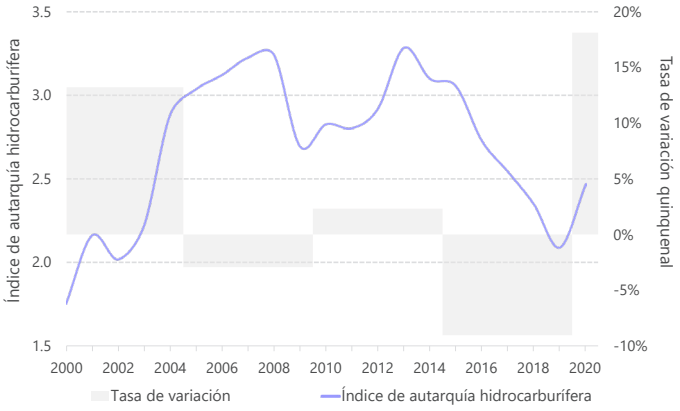
Ofertas de energía por unidad de PIB



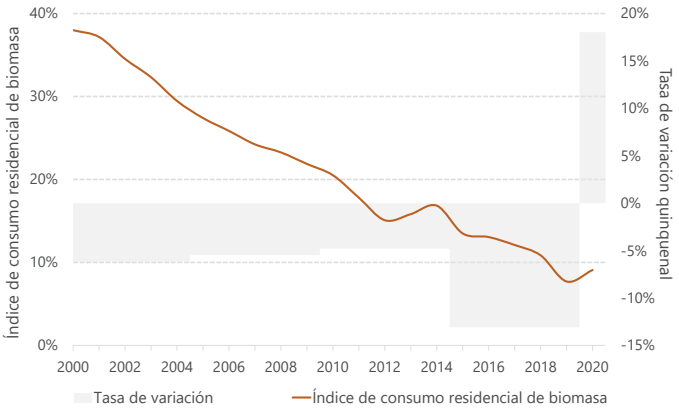
Dependencia externa de energía



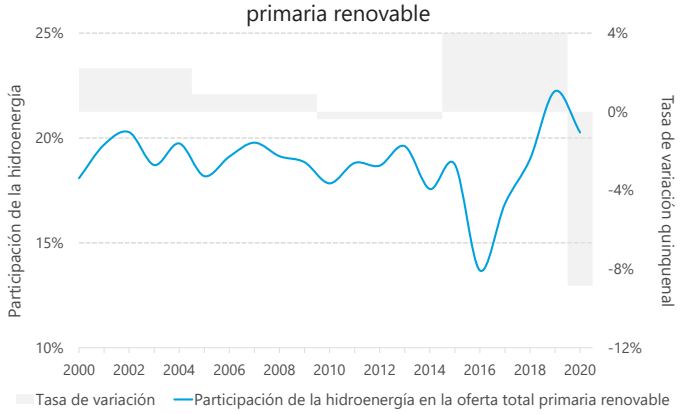
Índice de autarquía hidrocarburífera



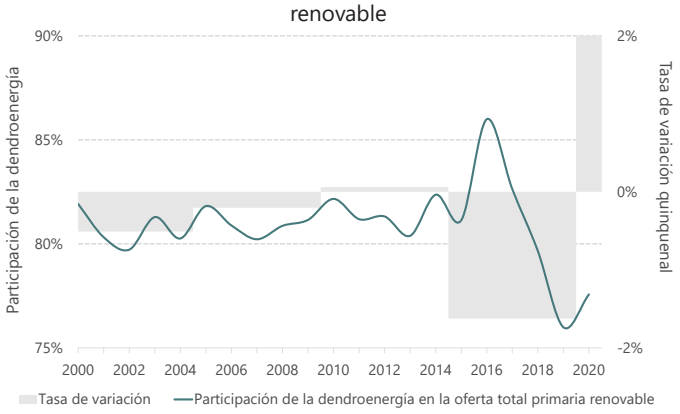
Índice de consumo residencial de biomasa



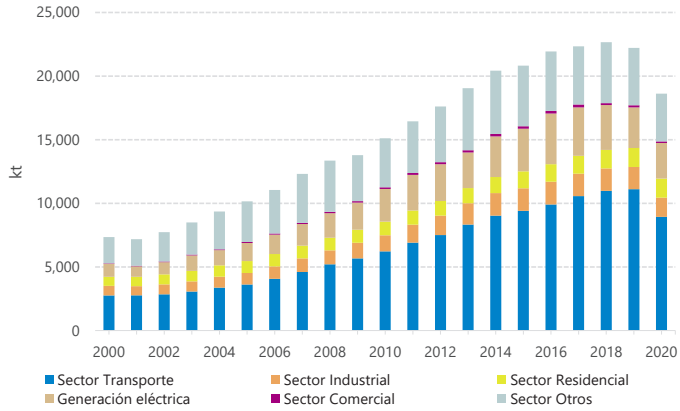
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



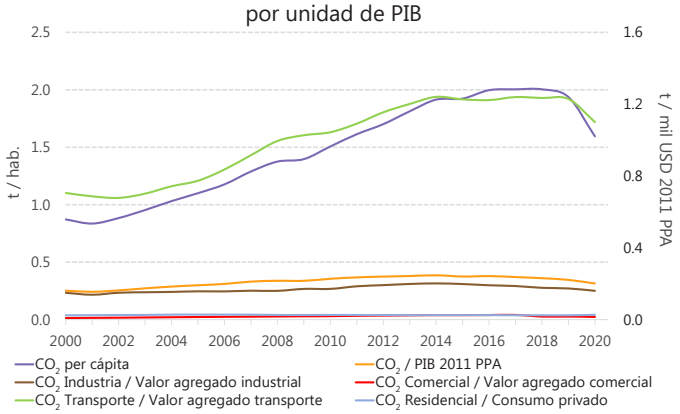
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



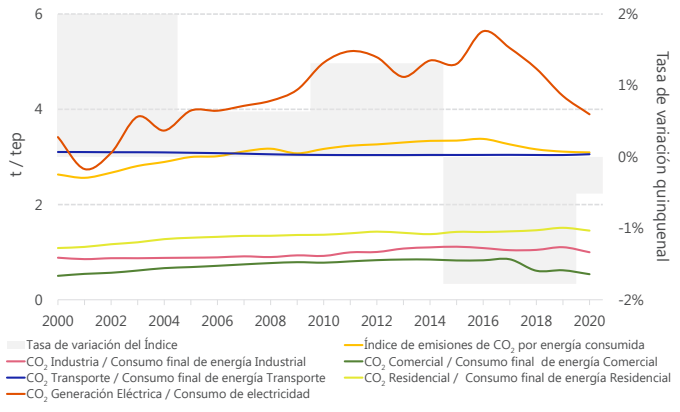
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



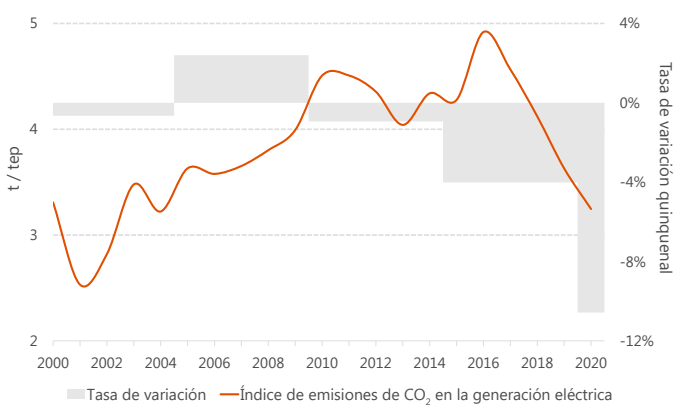
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



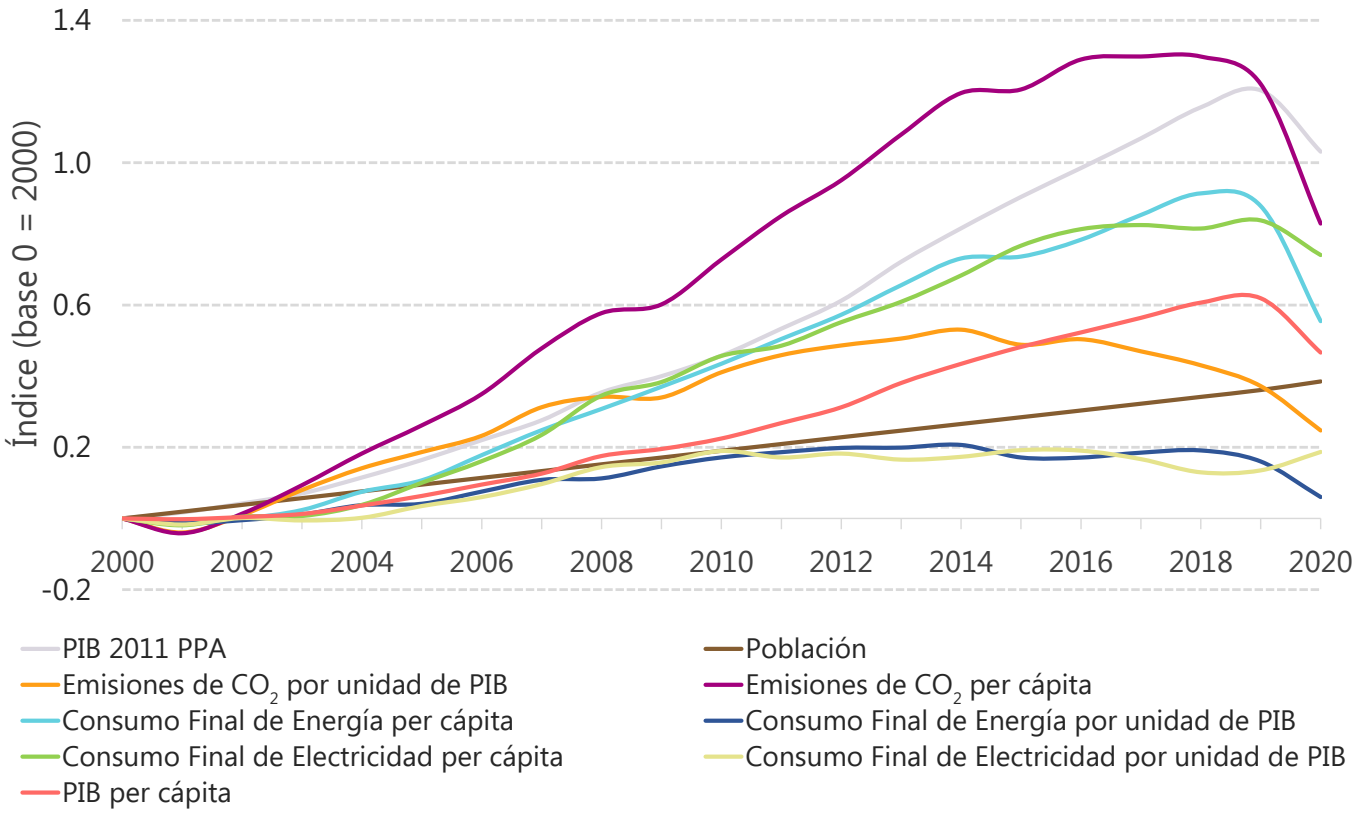
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



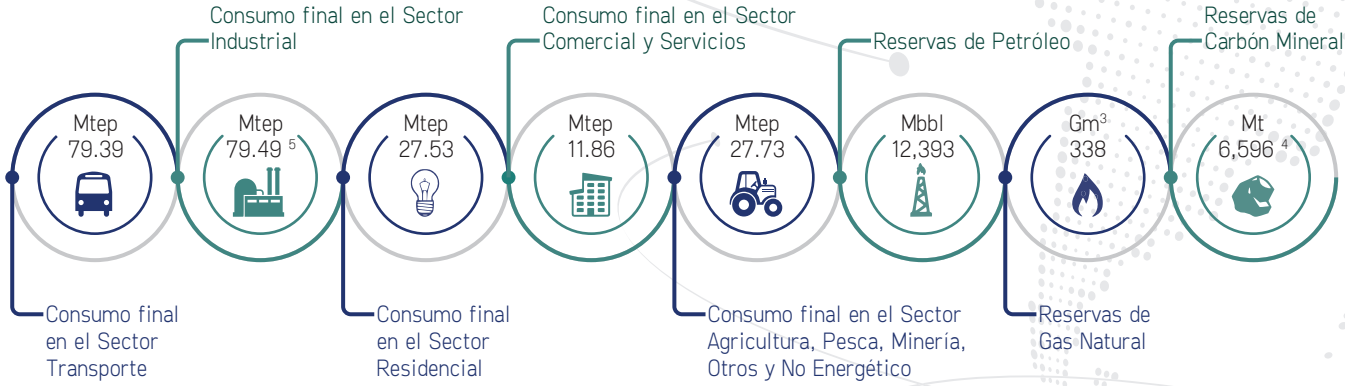


BRASIL

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	212,559 [1]
Superficie (km^2)	8,515,759
Densidad de población (hab. / km^2)	25
Población urbana (%)	87
PIB USD 2010 (MUSD)	2,268,437 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,989,432 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14

Sector Energético 2020

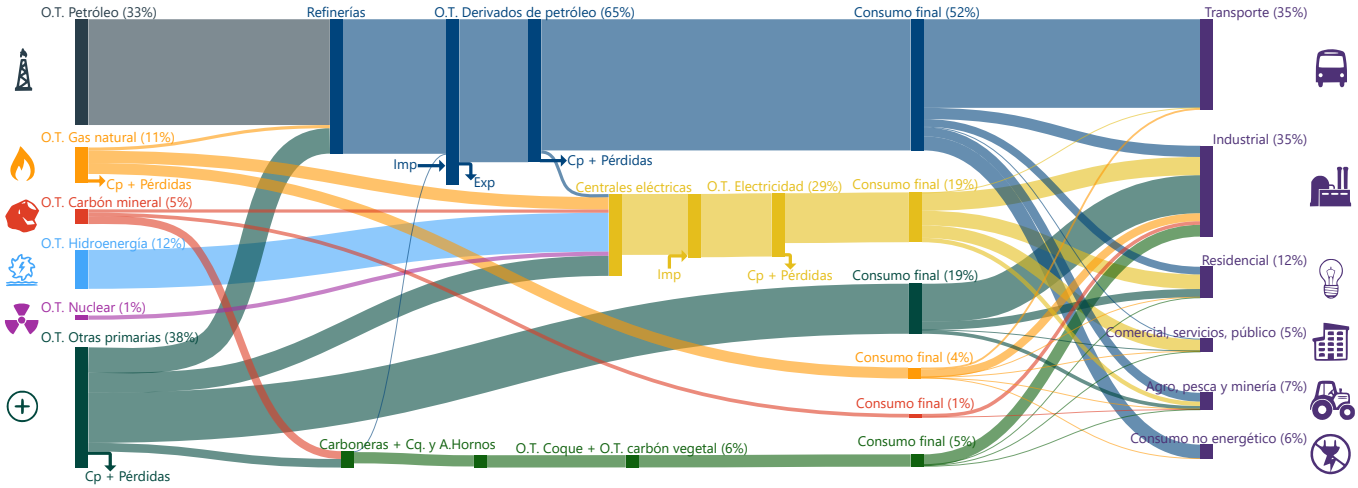


[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] No incluye consumo propio del sector energético.
[4] Dato estimado por OLADE.
[5] No incluye Minería y Pelotización.
[6] Calculada como la relación entre la Oferta Total de Energía y el PIB PPA.

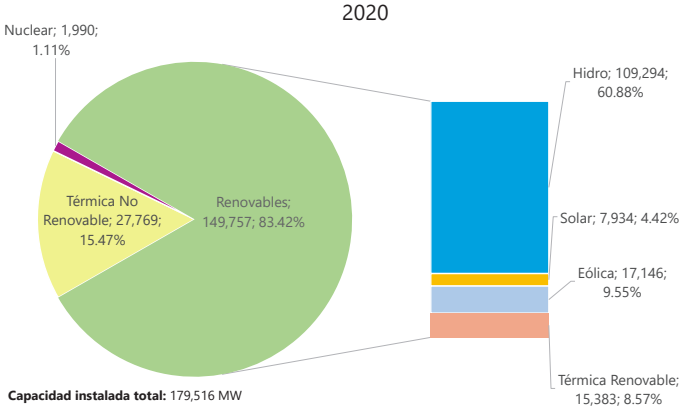
Nota: Los valores presentados en Mtep en la presente publicación difieren a los publicados en la misma unidad por el país, debido a una diferencia entre el factor de conversión empleado entre OLADE y el país. OLADE ha empleado que 1 bep = 0.13878 y Brasil 0.013822731.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,392 [3]	1.06 [3]	99.77	286.09	326.53	54.23	91.39	225.99 [3]	2,411	179.52	0.10 [6] / 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 2020

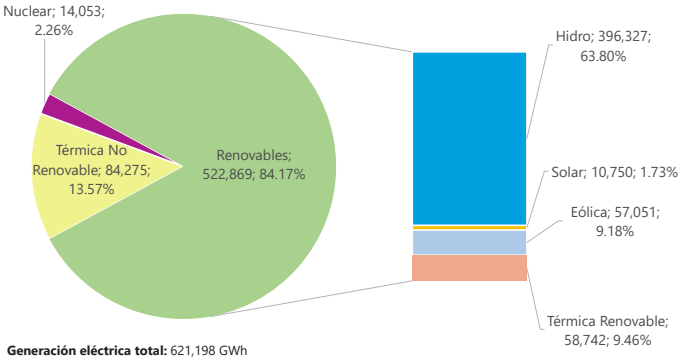


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



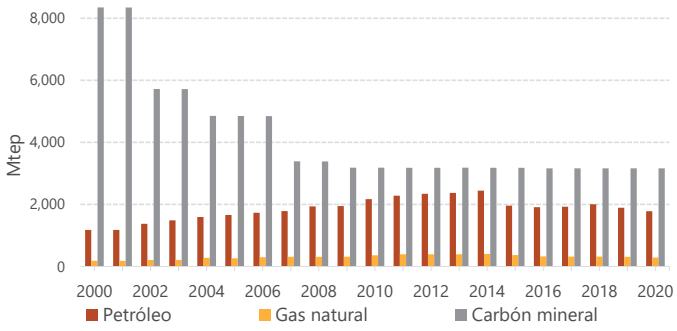
Capacidad instalada total: 179,516 MW

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



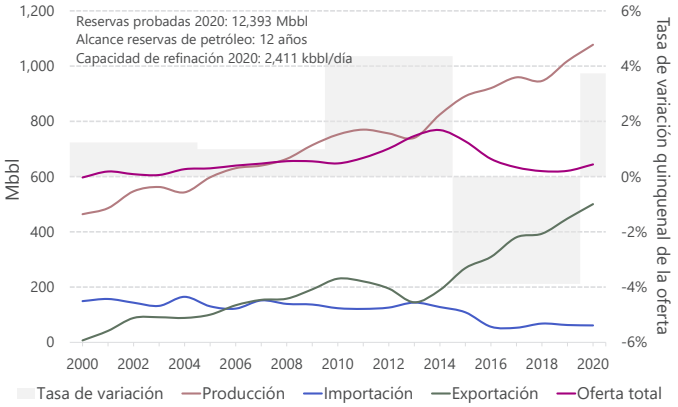
Generación eléctrica total: 621,198 GWh

Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



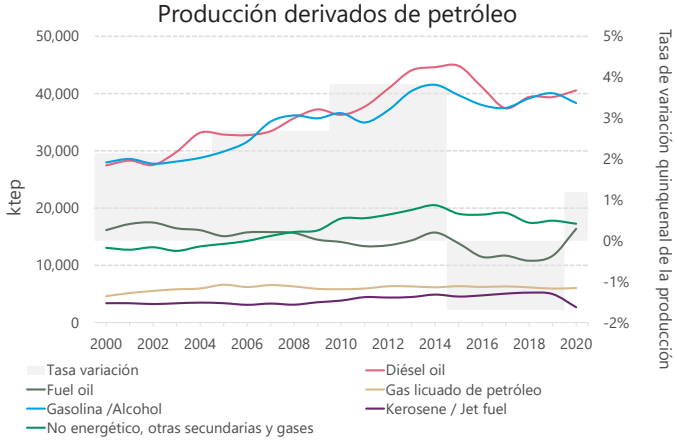
Datos de reservas de carbón mineral estimados por OLADE.
Para el período 2000 - 2007, los valores de carbón mineral incluyen reservas probables.

Oferta de petróleo

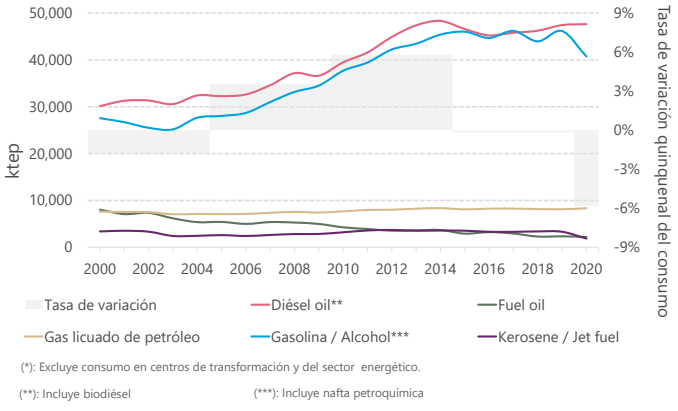


BRASIL

Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo*

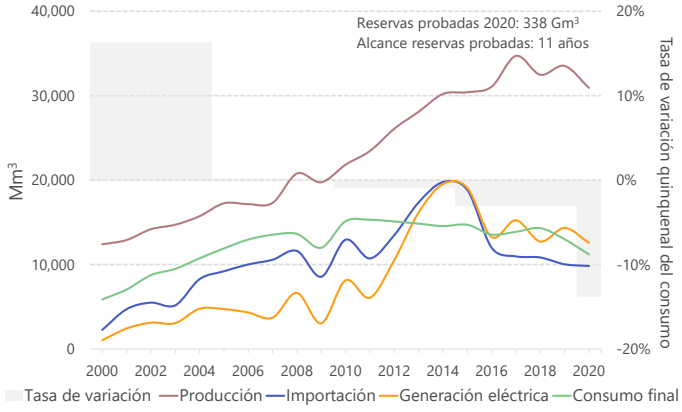


(*): Excluye consumo en centros de transformación y del sector energético.

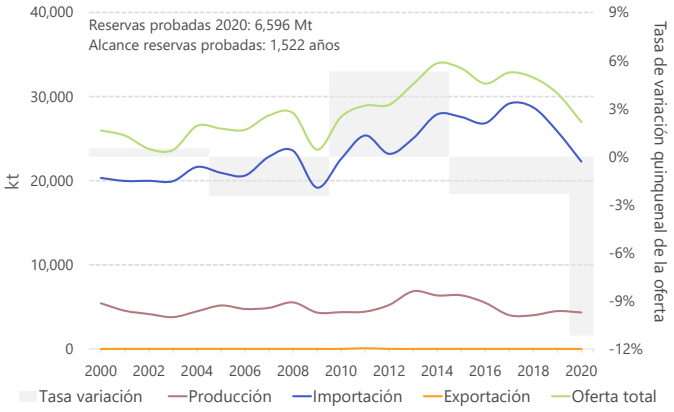
(**): Incluye biodiésel

(***): Incluye nafta petroquímica

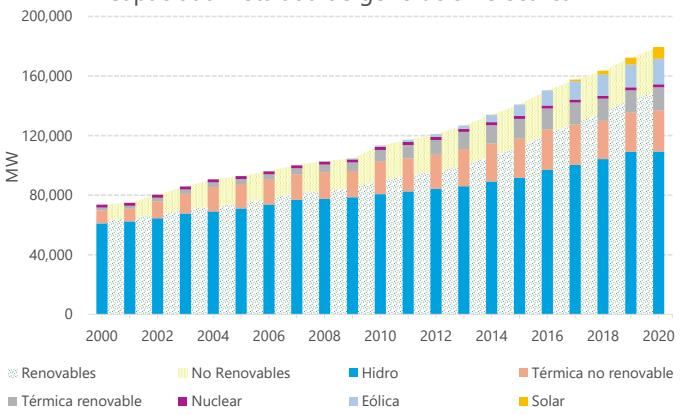
Oferta de gas natural



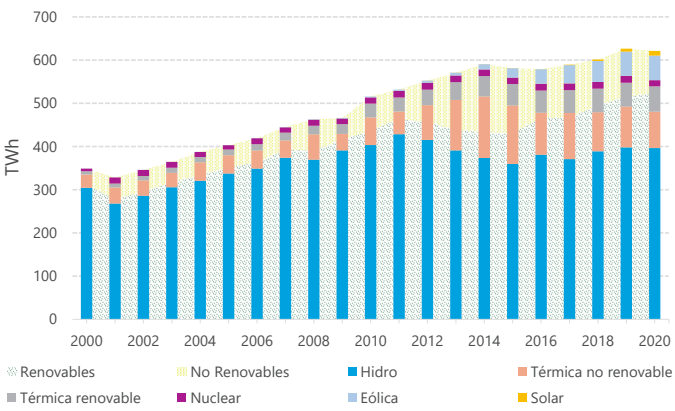
Oferta de carbón mineral



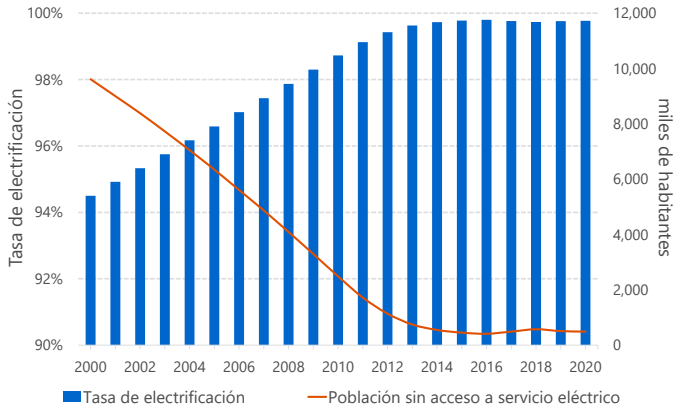
Capacidad instalada de generación eléctrica



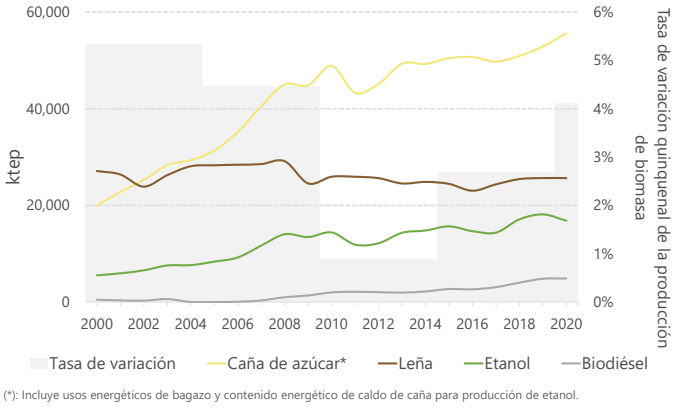
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

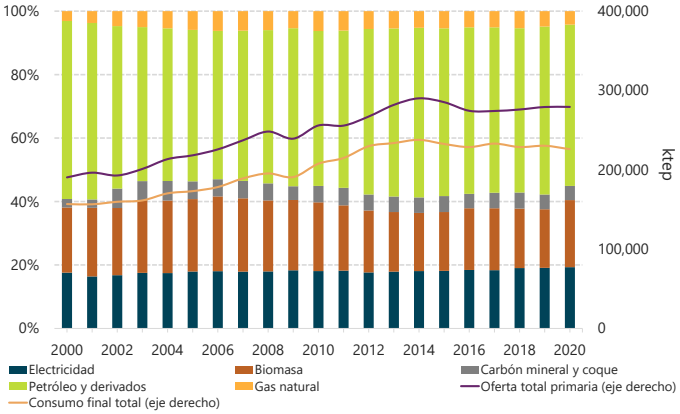


Producción de biomasa y biocombustibles

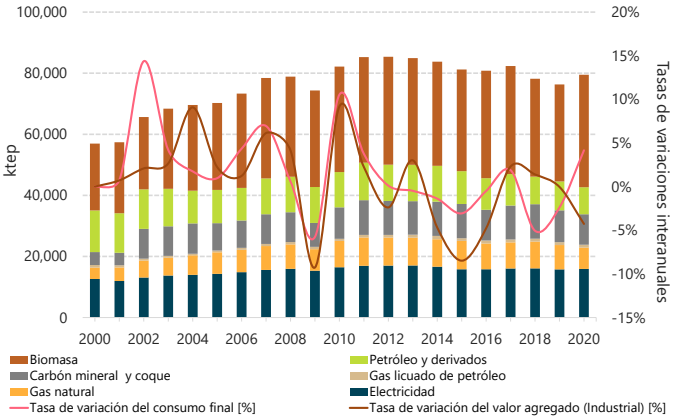


(*): Incluye usos energéticos de bagazo y contenido energético de caldo de caña para producción de etanol.

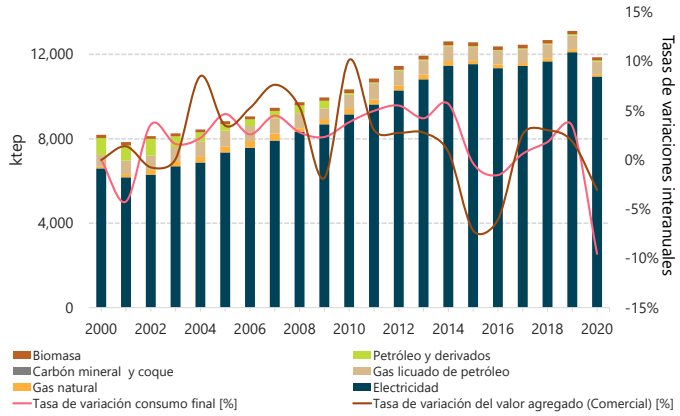
Consumo final de energía por fuente de energía



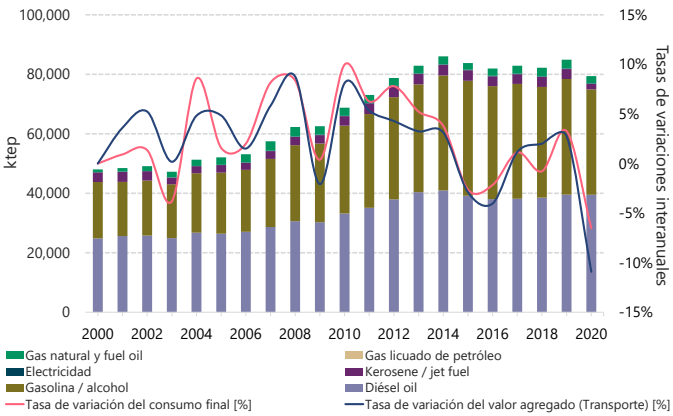
Consumo final del Sector Industrial



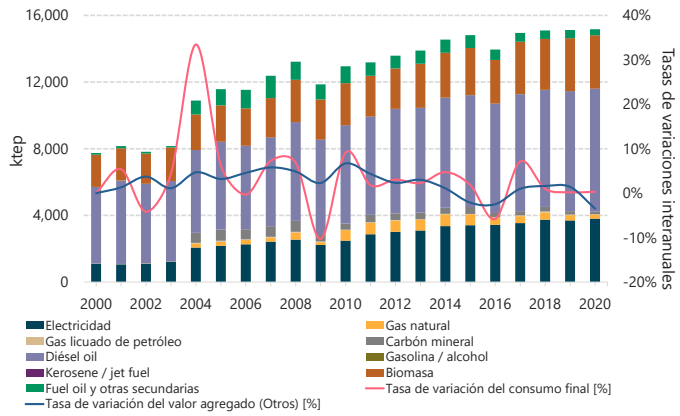
Consumo final del Sector Comercial



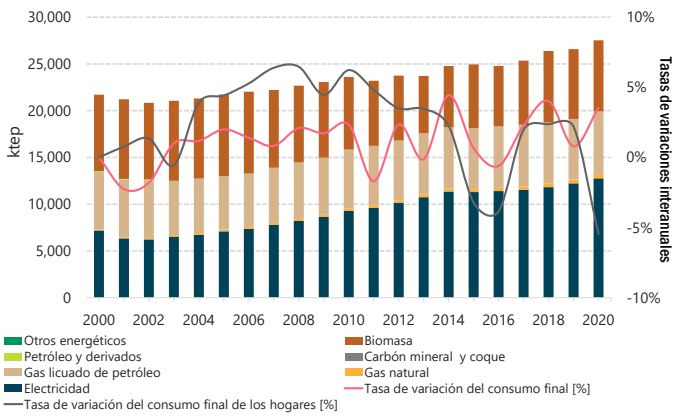
Consumo final del Sector Transporte



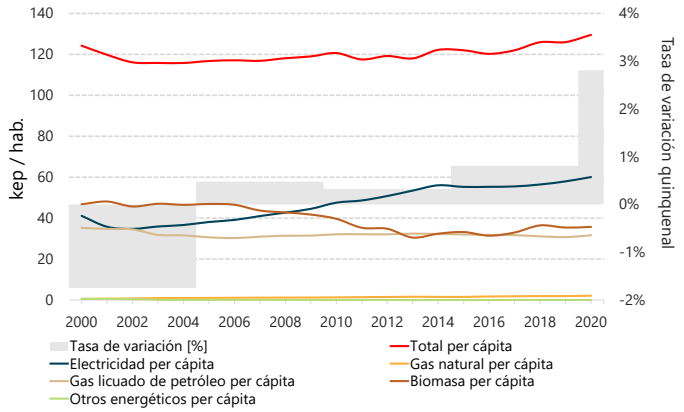
Consumo final del Sector Otros



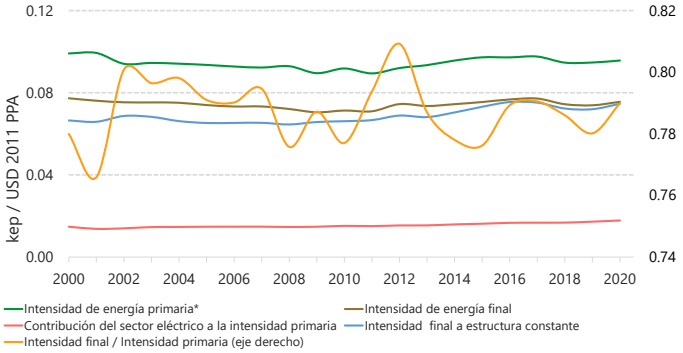
Consumo final del Sector Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial

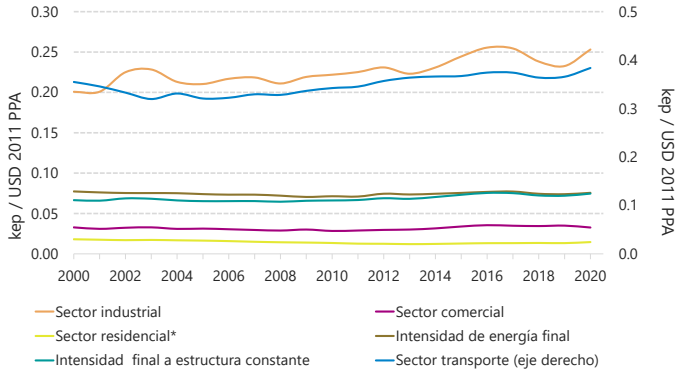


Intensidades energéticas



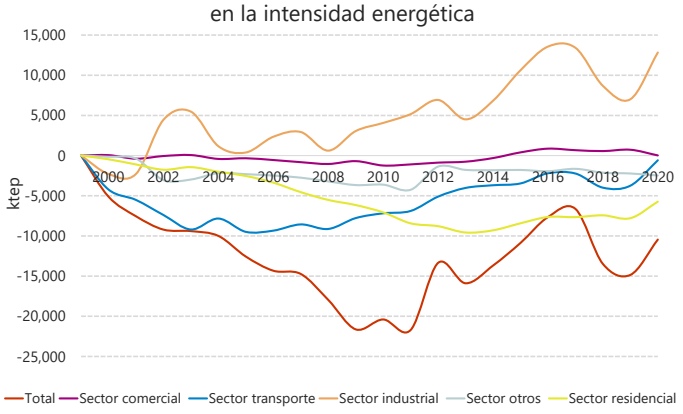
(*): Calculada como la relación entre la Oferta total de Energía y el PIB PPA.
Incluye consumo final total de energía, consumo propio del sector energético, pérdidas en transformación y pérdidas en distribución.

Intensidades energéticas sectoriales

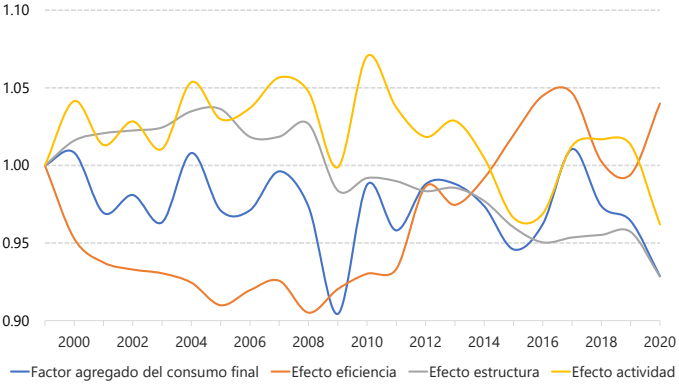


(*): Corresponde a la relación entre el Consumo Final Residencial y el Gasto de Consumo de los Hogares.

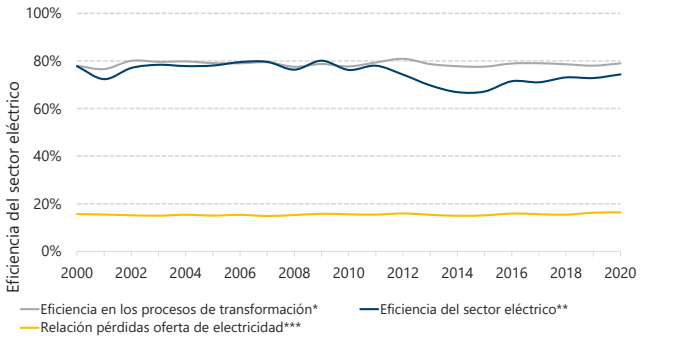
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

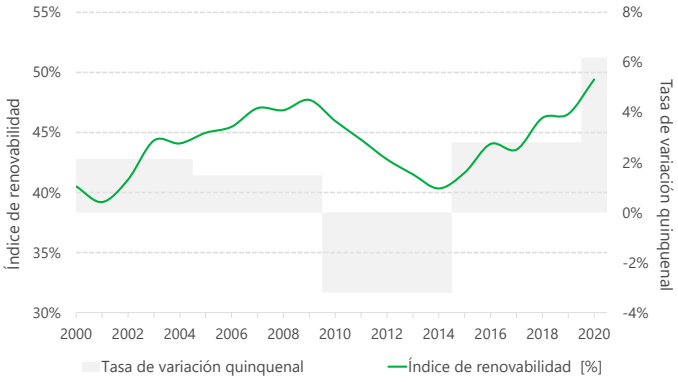


Eficiencia del sector eléctrico



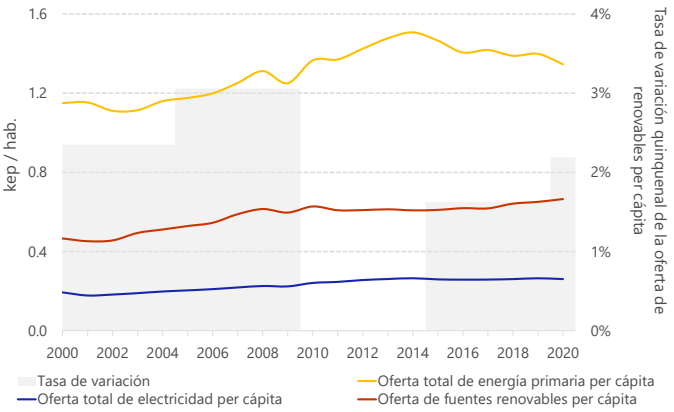
(*): Relación entre el Consumo Final de Energía y la Oferta Total de Energía. El consumo final no incluye el consumo propio del sector energético.
(**): Relación entre la producción de electricidad y los insumos requeridos en su generación. En unidades calóricas.
(***): Relación entre las pérdidas de electricidad y la oferta de electricidad.

Índice de renovabilidad*

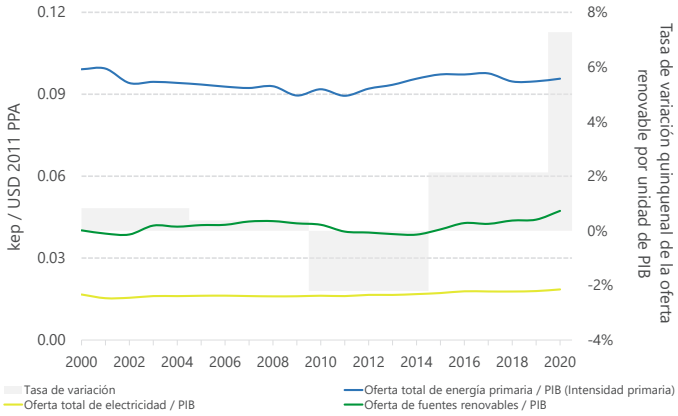


(*): El cálculo se basa en la Matriz de Oferta Interna de Energía (Matriz Energética)

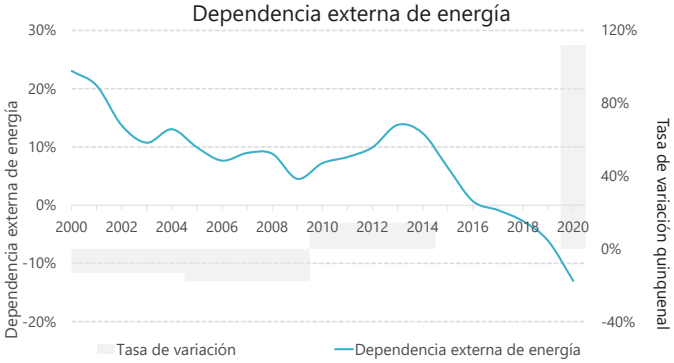
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

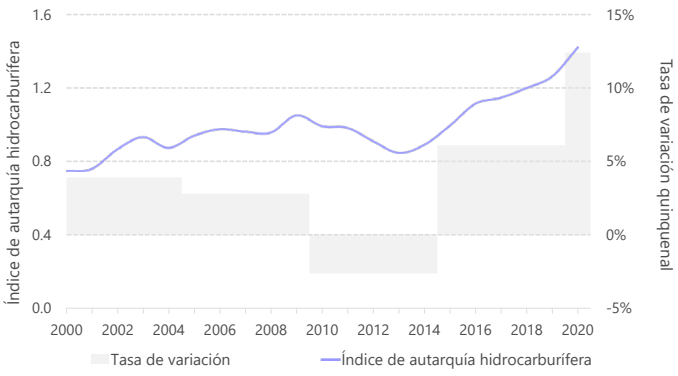


Dependencia externa de energía



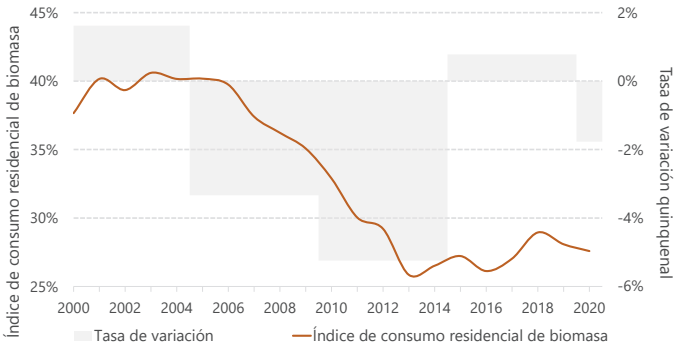
Nota: Para el año 2017 de acuerdo a la metodología de OLADE existe una exportación. Sin embargo, en el balance energético elaborado por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil se identifica que el país aún tiene una dependencia externa de energía. Estas diferencias se deben a que en el BEN de Brasil existe una significativa importación de uranio la cual no está siendo contabilizada en el BEN de OLADE debido a que no existe un centro de transformación para el "Ciclo de Combustible Nuclear".

Índice de autarquía hidrocarburífera



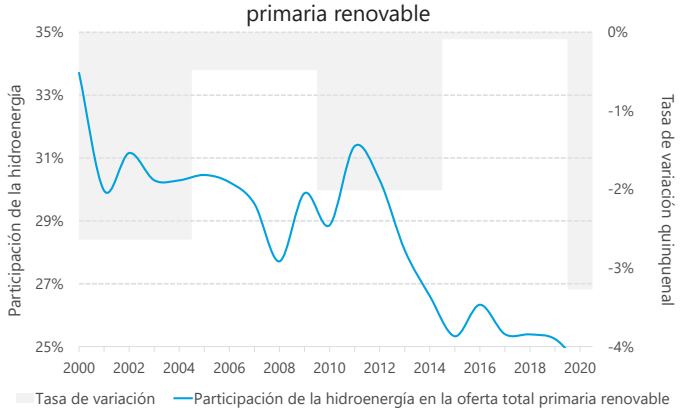
Nota: Valores superiores a 1 representan que existe un superávit y menores a 1 déficit.

Índice de consumo residencial de biomasa*



(*): Definido como la relación entre la suma del consumo del leña y carbón vegetal en el sector residencial dividido para el consumo final de sector residencial.

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

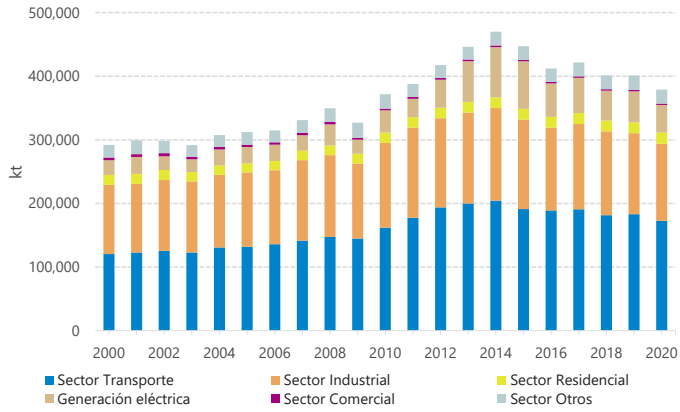


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

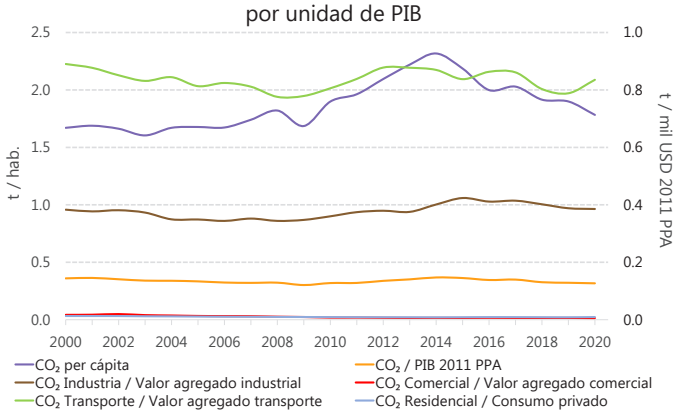


Nota: Dendroenergía corresponde a los combustibles obtenidos de la madera tales como leña, carbón vegetal, pelets, etc.

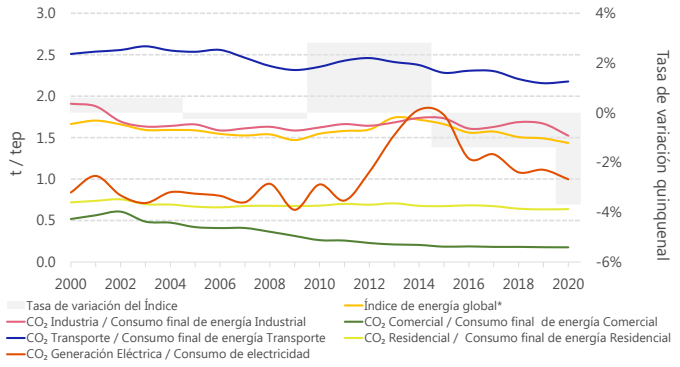
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

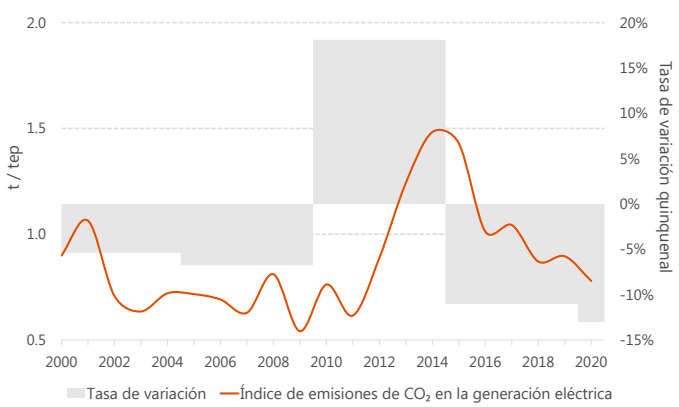


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

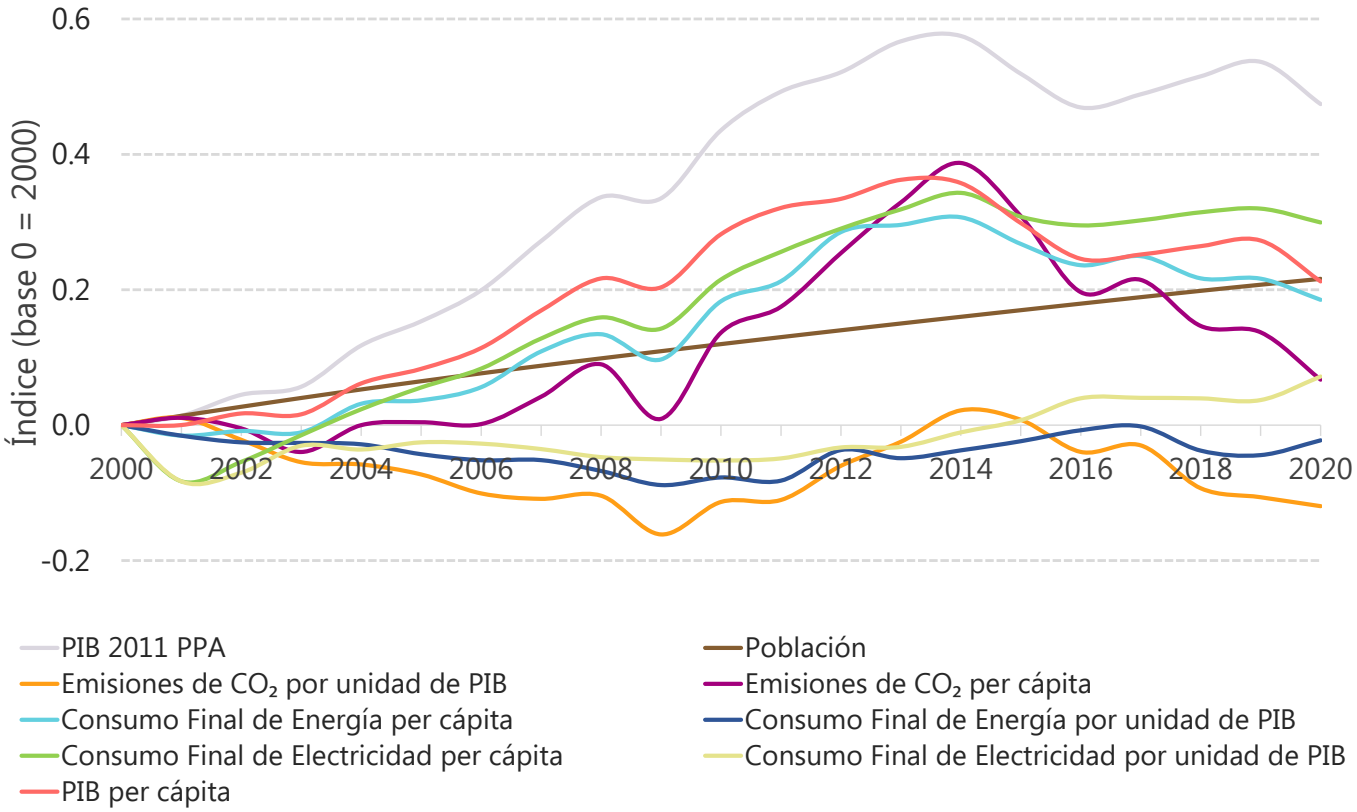


(*): Oferta interna de energía que incluye pérdidas totales, consumo final y consumo propio del sector energético.

Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



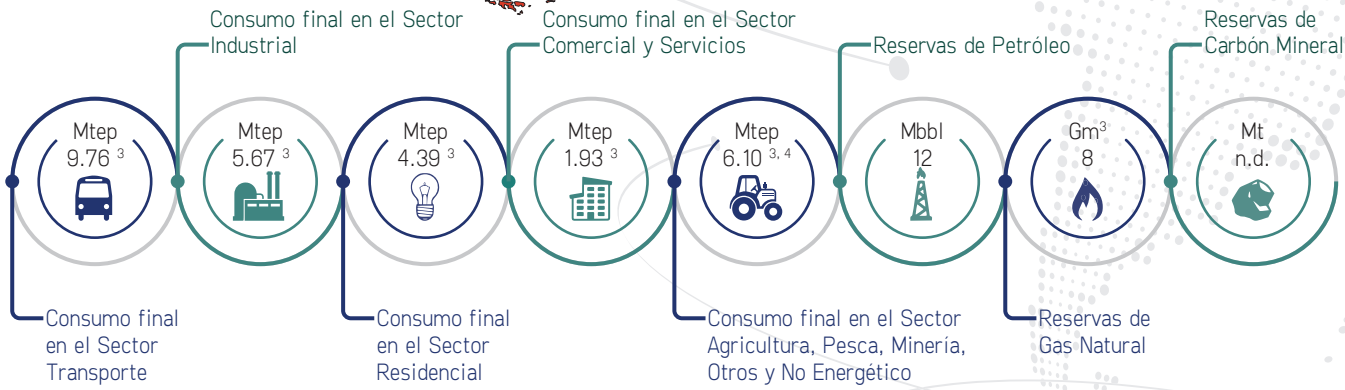


CHILE

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	19,116 [1]
Superficie (km²)	756,096
Densidad de población (hab. / km²)	25
Población urbana (%)	88
PIB USD 2010 (MUSD)	268,586 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	445,876 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	23

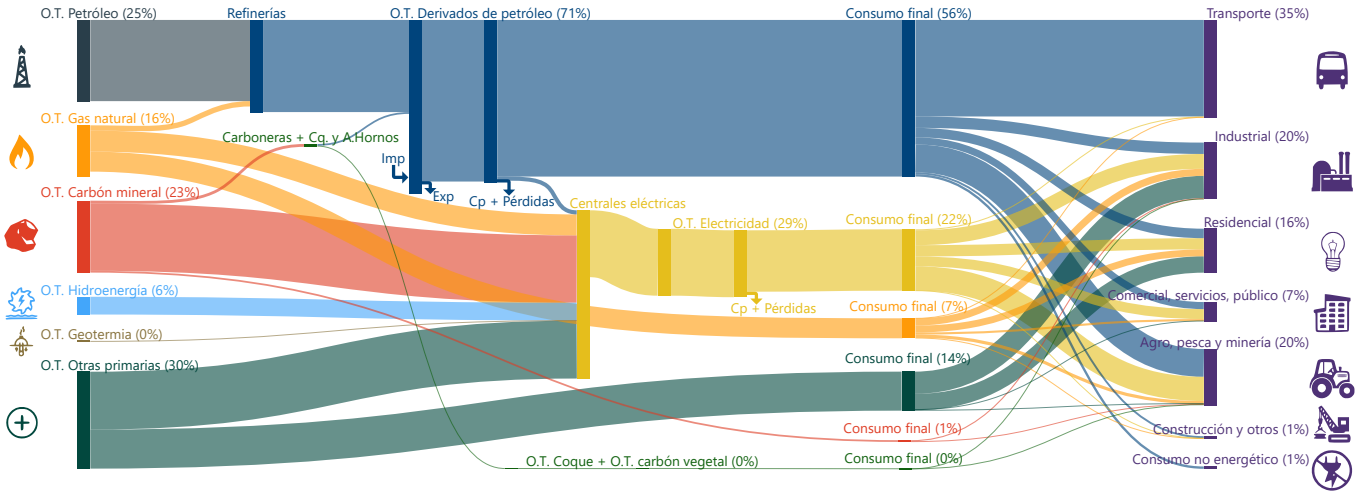
Sector Energético 2020



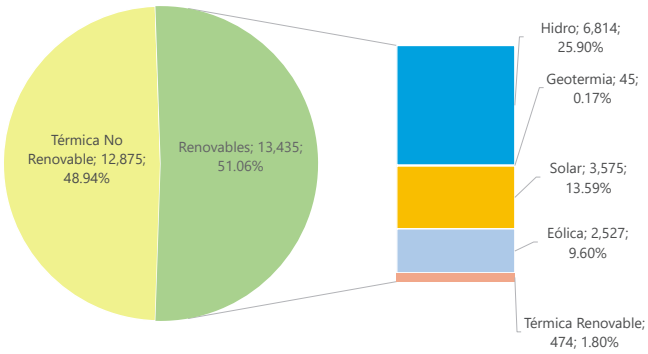
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Datos de oferta y demanda para el 2020 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE, sujetas a revisión del país.
[4] Incluye consumo no energético.
[5] No incluye consumo propio del sector energético.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,731 [3]	1.46 [3]	99.70	38.70 [3]	13.88 [3]	26.37 [3]	1.46 [3, 5]	27.87 [3]	220	26.31	0.09 / 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

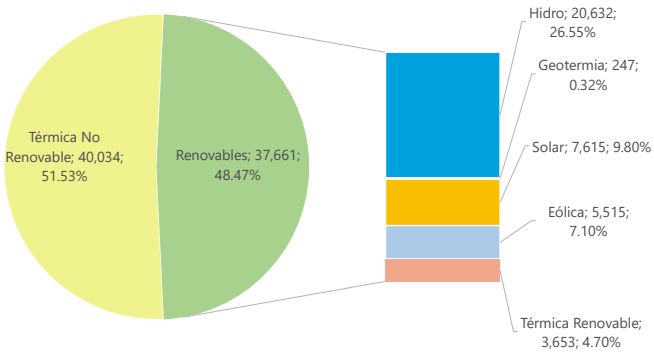
Balance energético resumido 2020



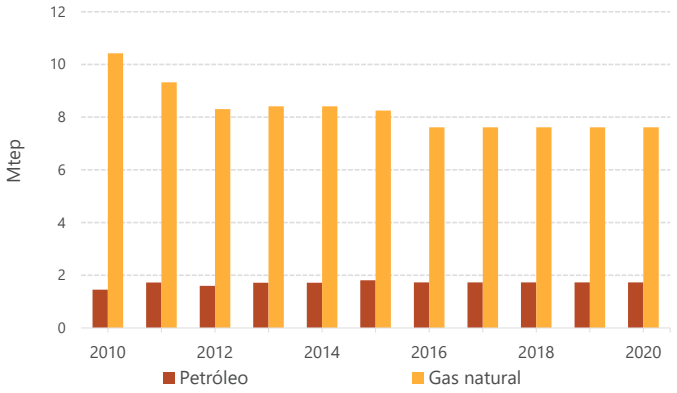
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



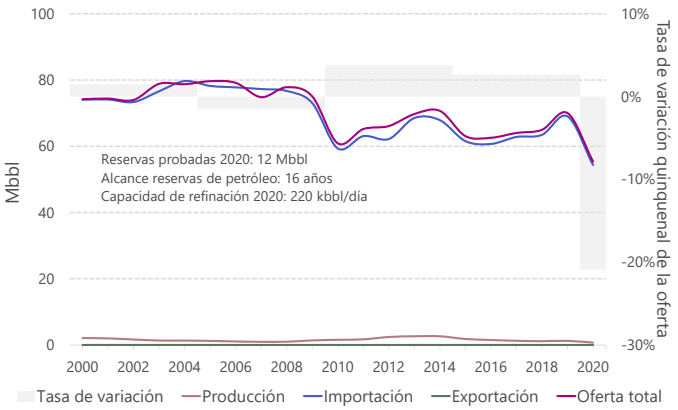
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



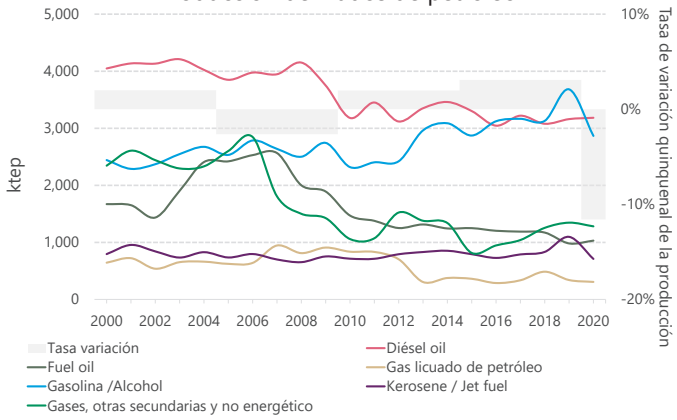
Reservas probadas de petróleo y gas natural



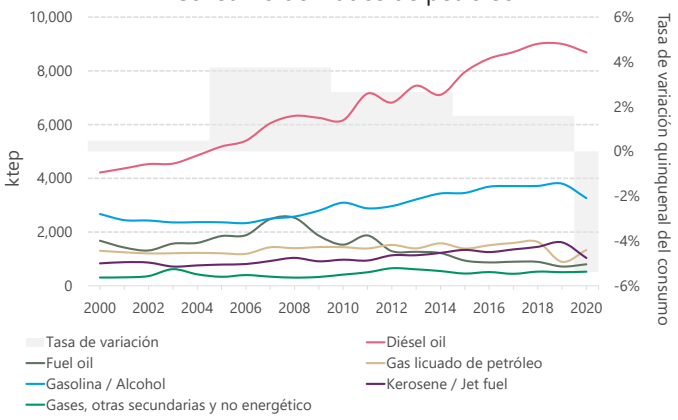
Oferta de petróleo



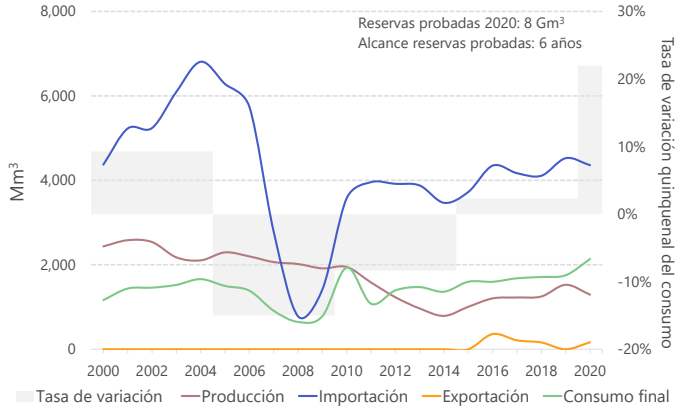
Producción derivados de petróleo



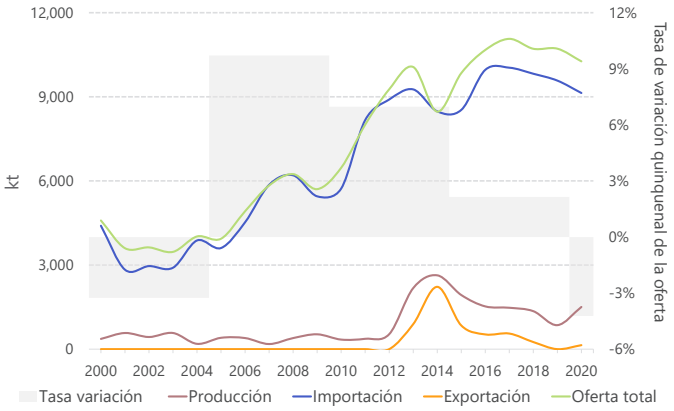
Consumo derivados de petróleo



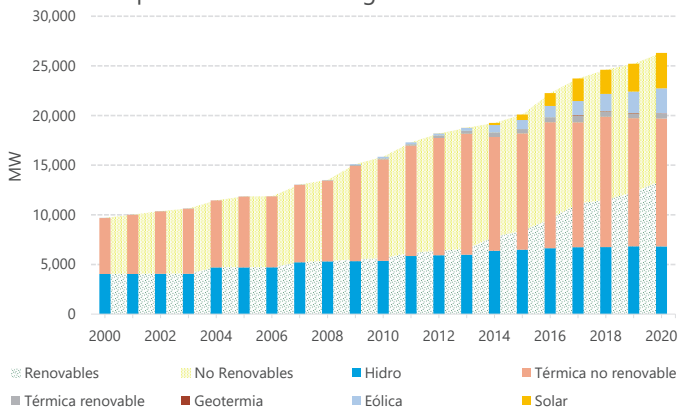
Oferta de gas natural



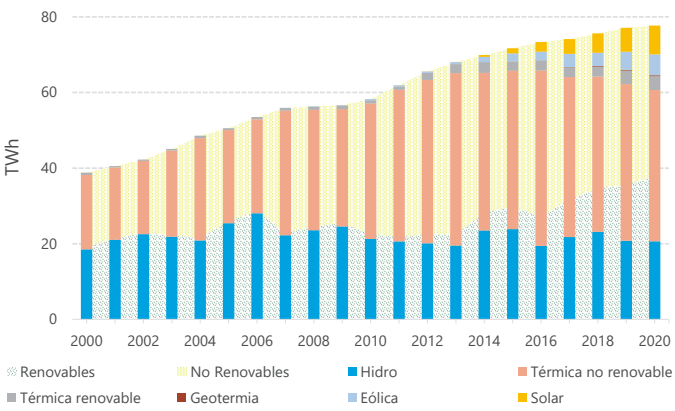
Oferta de carbón mineral



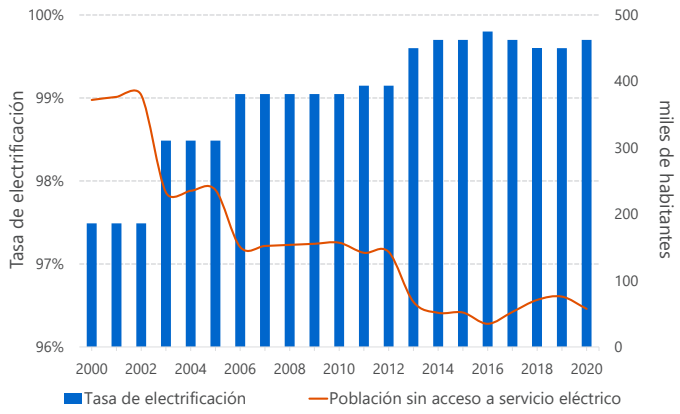
Capacidad instalada de generación eléctrica



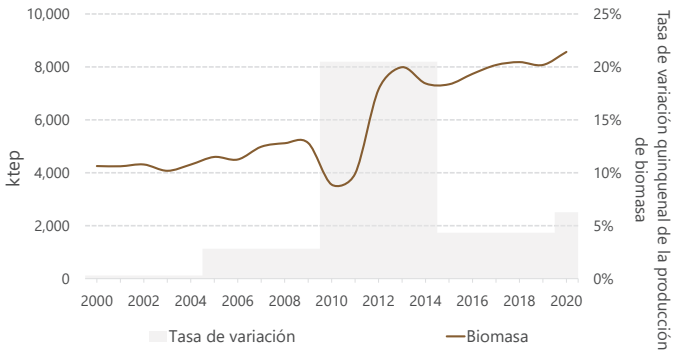
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

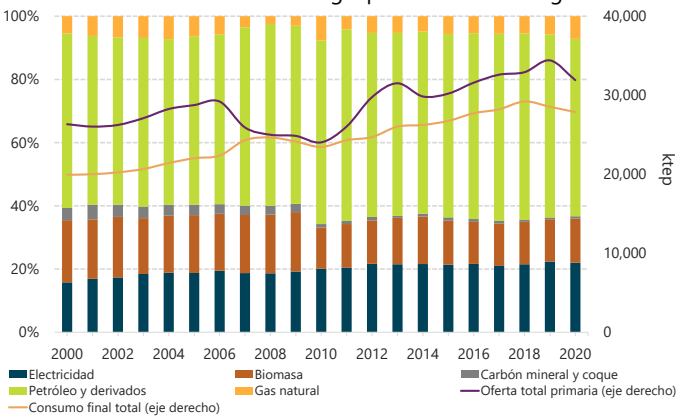


Producción de biomasa*

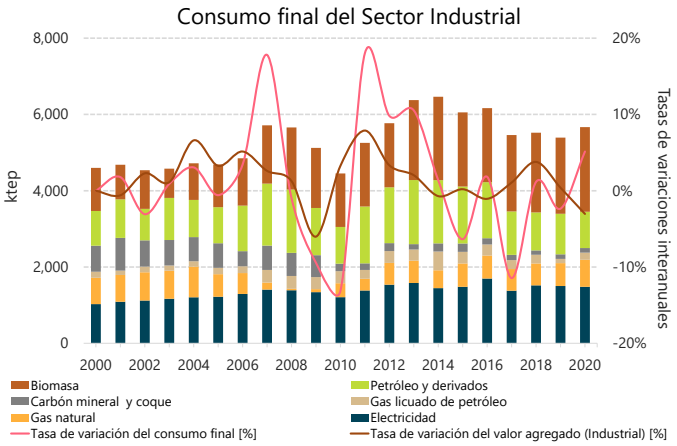


(*): Comprende leña, licor negro, pellets de biomasa y carbón vegetal.
Nota: La caída entre el 2009 y 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado en el Balance Nacional de Energía.

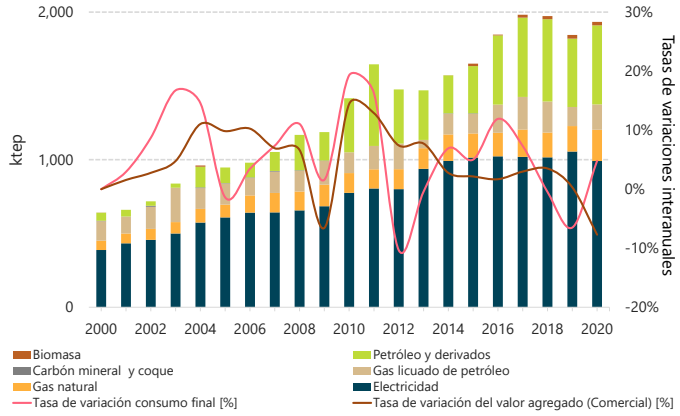
Consumo final de energía por fuente de energía



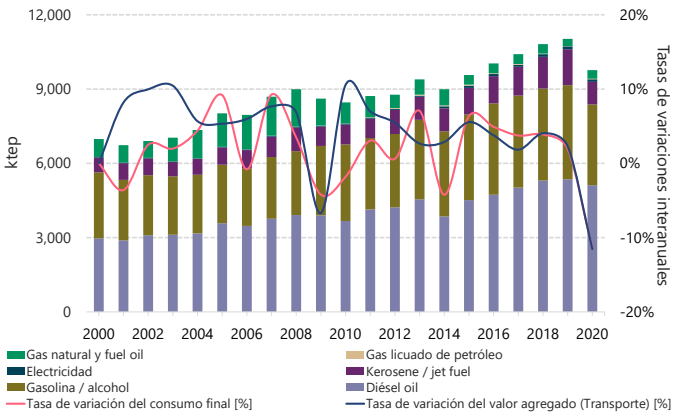
Consumo final del Sector Industrial



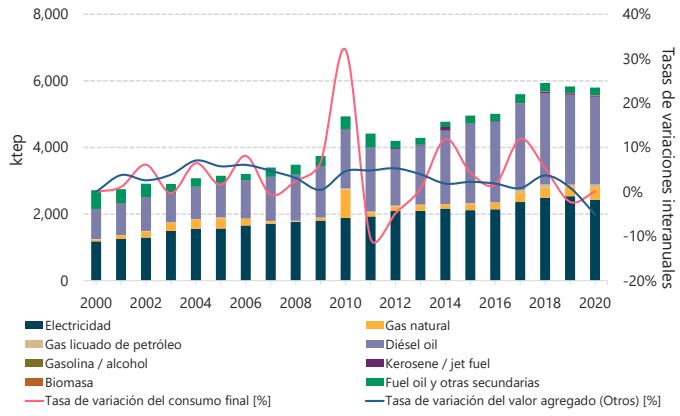
Consumo final del Sector Comercial



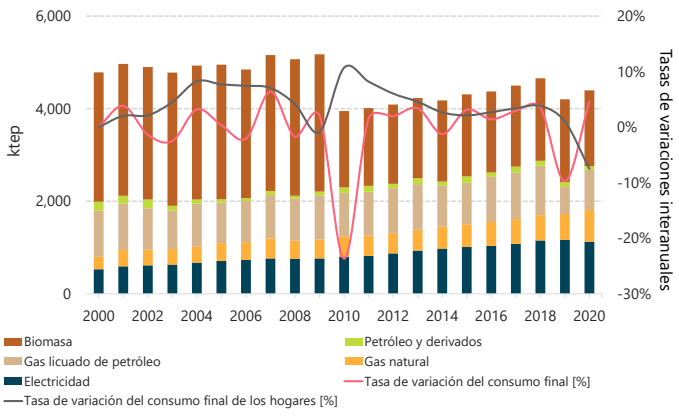
Consumo final del Sector Transporte



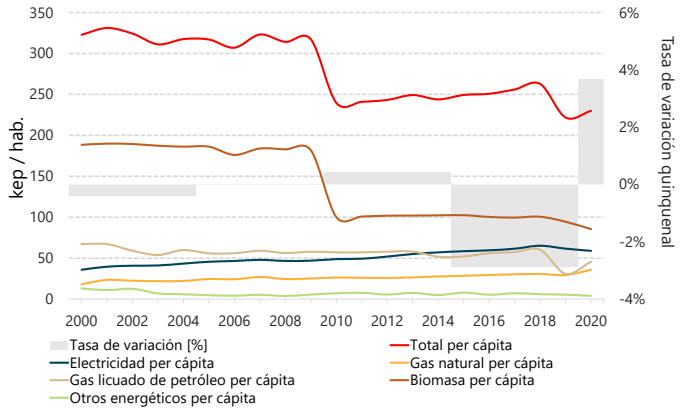
Consumo final del Sector Otros



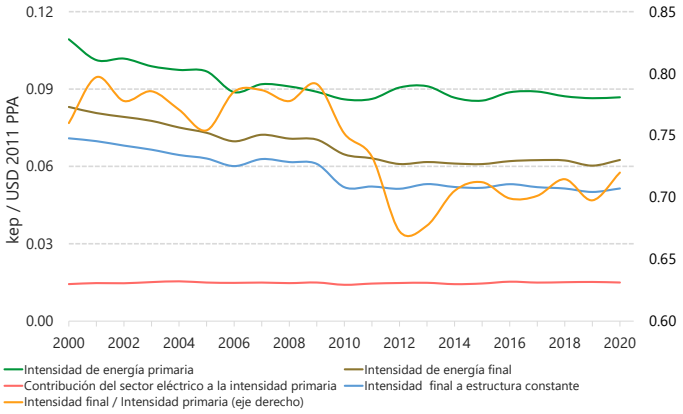
Consumo final del Sector Residencial



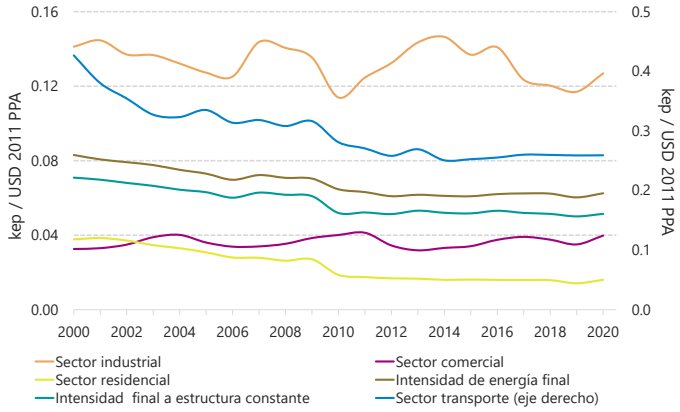
Consumo final per cápita Sector Residencial



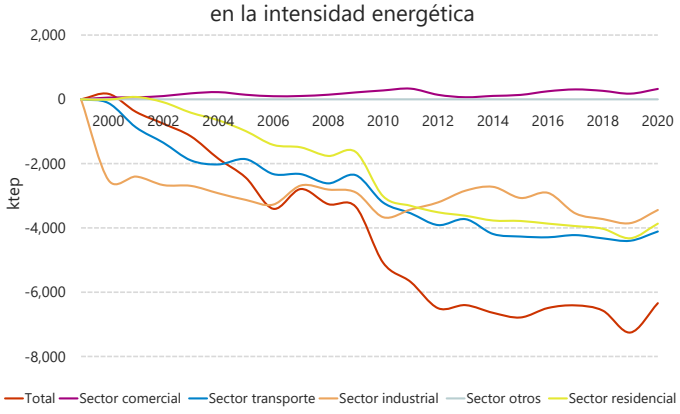
Intensidades energéticas



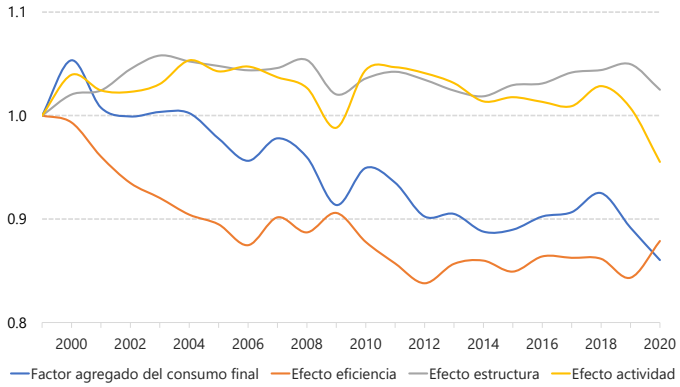
Intensidades energéticas sectoriales



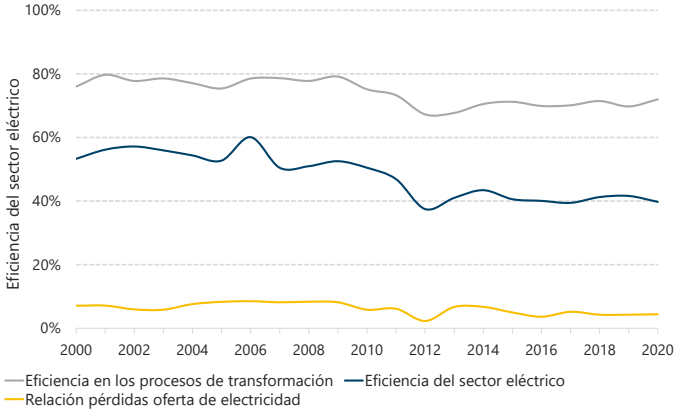
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



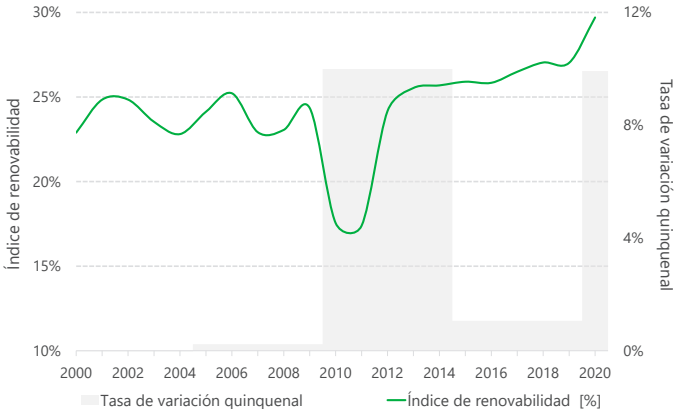
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



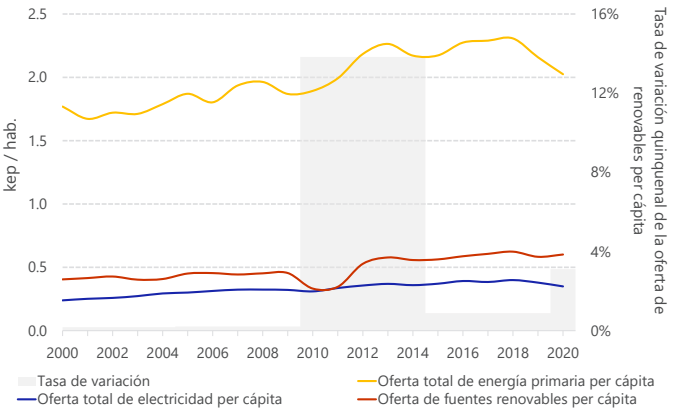
Eficiencia del sector eléctrico



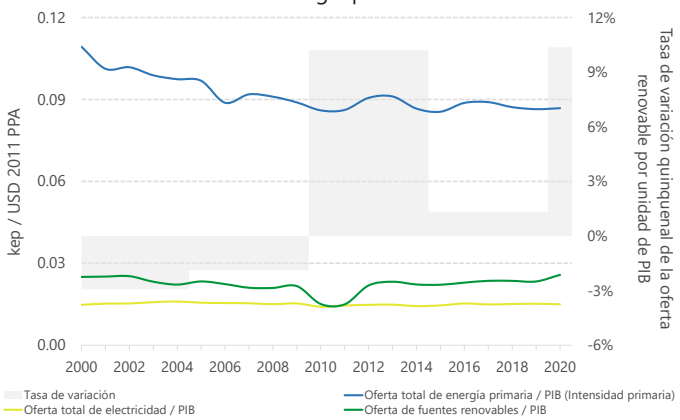
Índice de renovabilidad



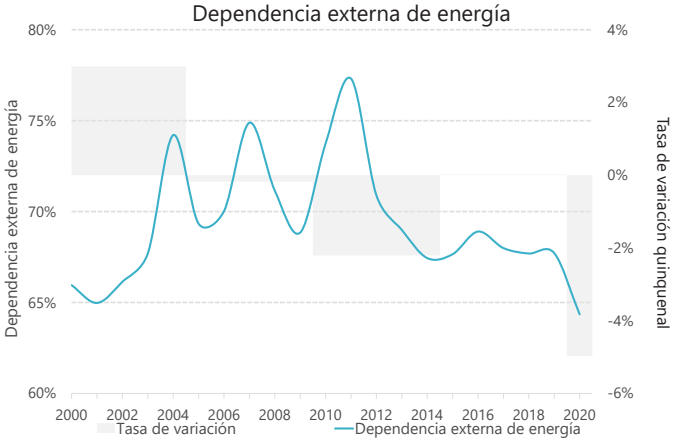
Oferta de energía per cápita



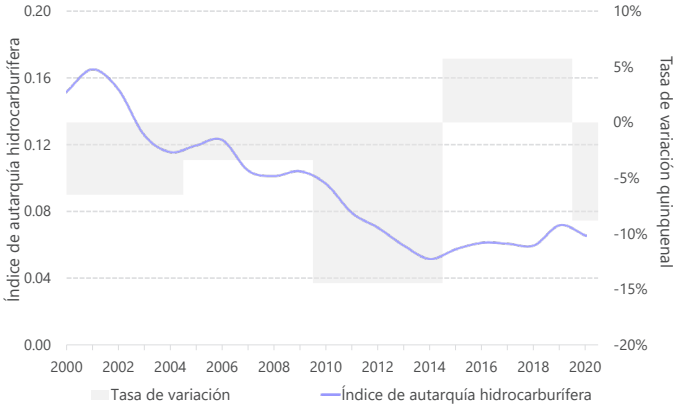
Ofertas de energía por unidad de PIB



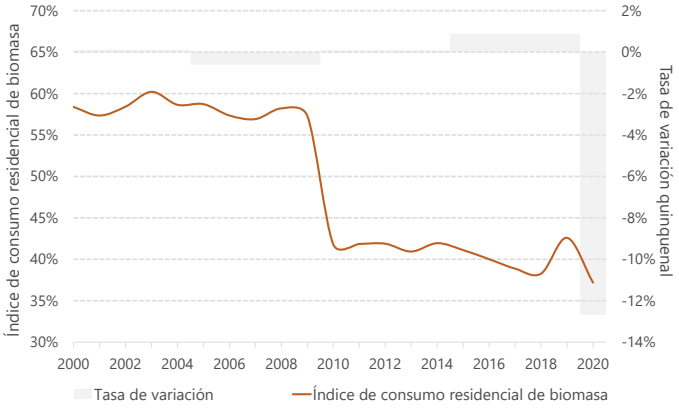
Dependencia externa de energía



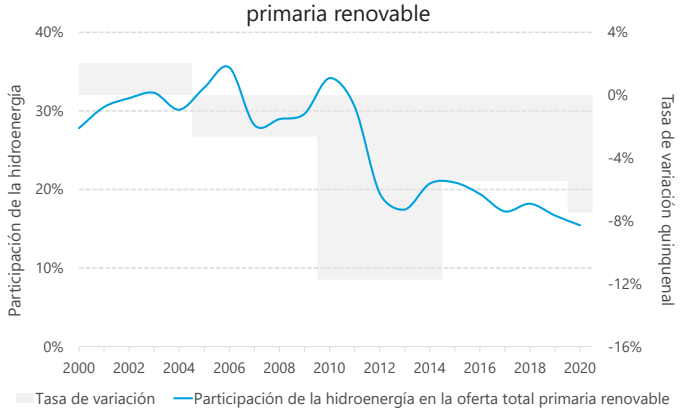
Índice de autarquía hidrocarburífera



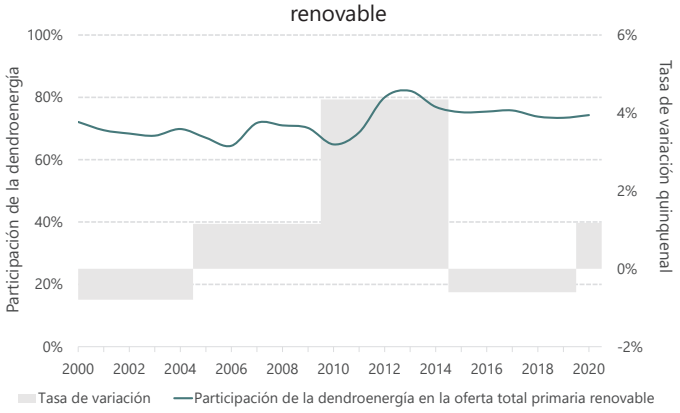
Índice de consumo residencial de biomasa



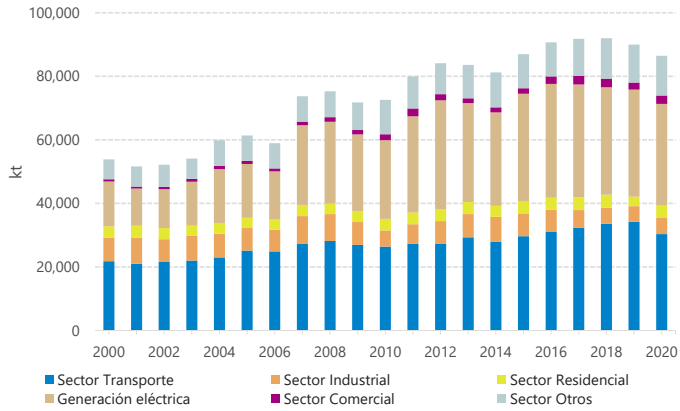
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



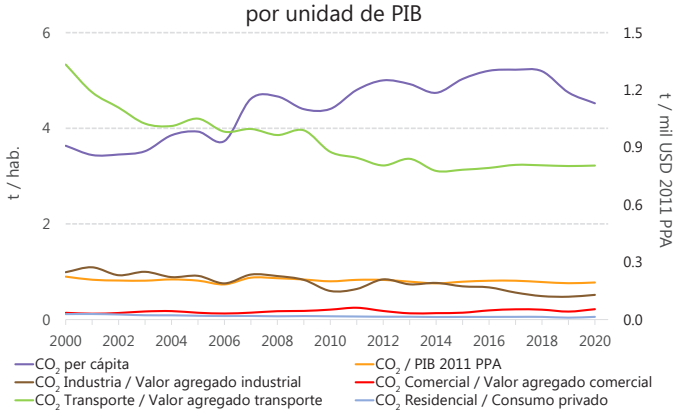
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



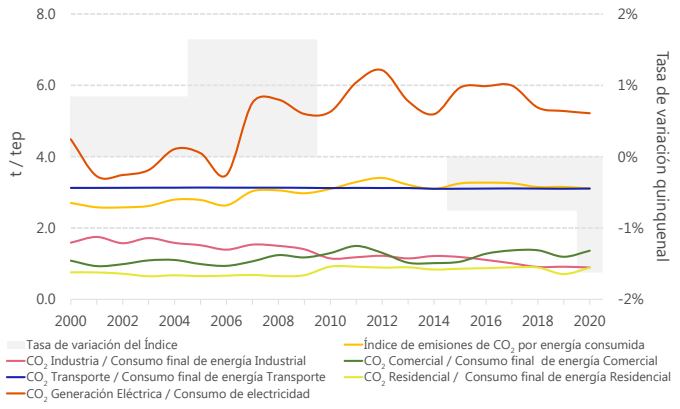
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



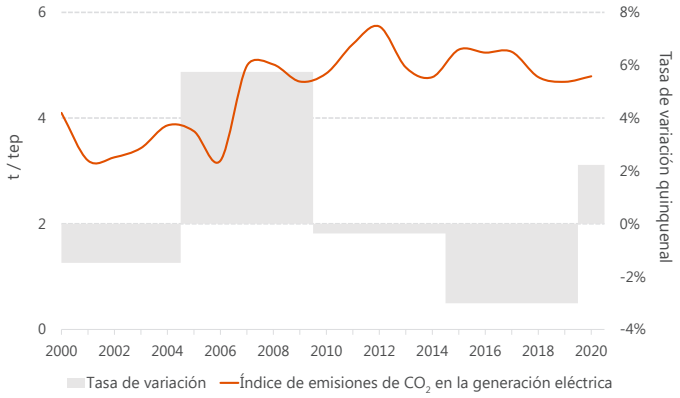
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



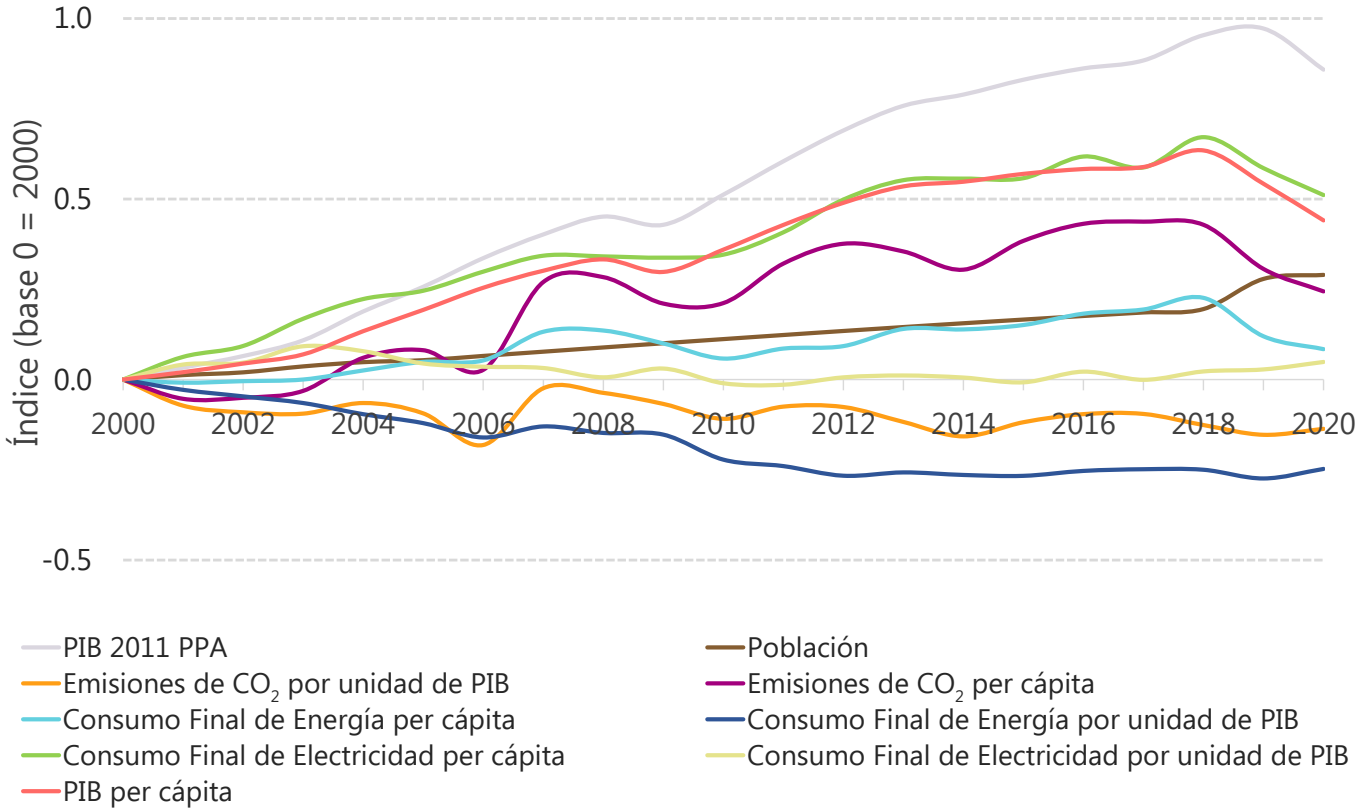
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



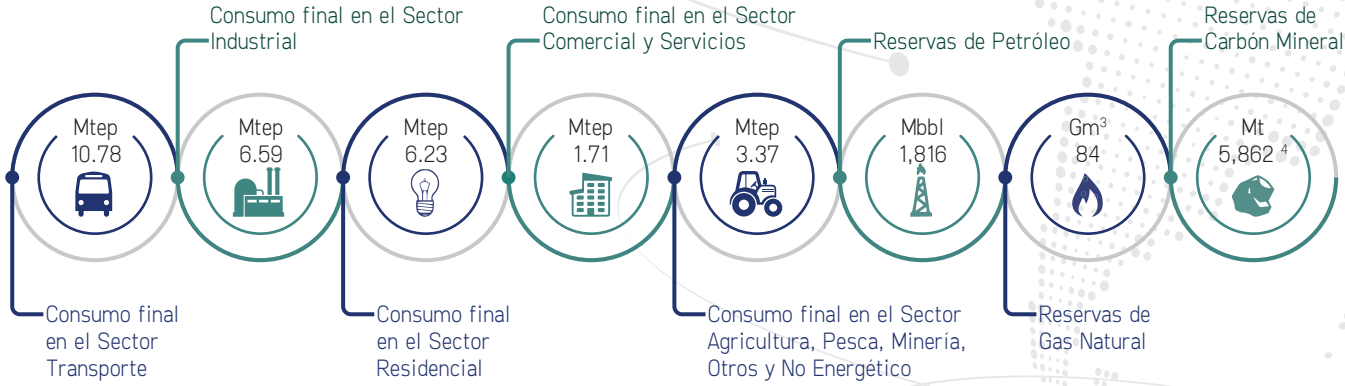


COLOMBIA

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	50,883 [1]
Superficie (km^2)	1,141,749
Densidad de población (hab. / km^2)	45
Población urbana (%)	81
PIB USD 2010 (MUSD)	368,007 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	683,942 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

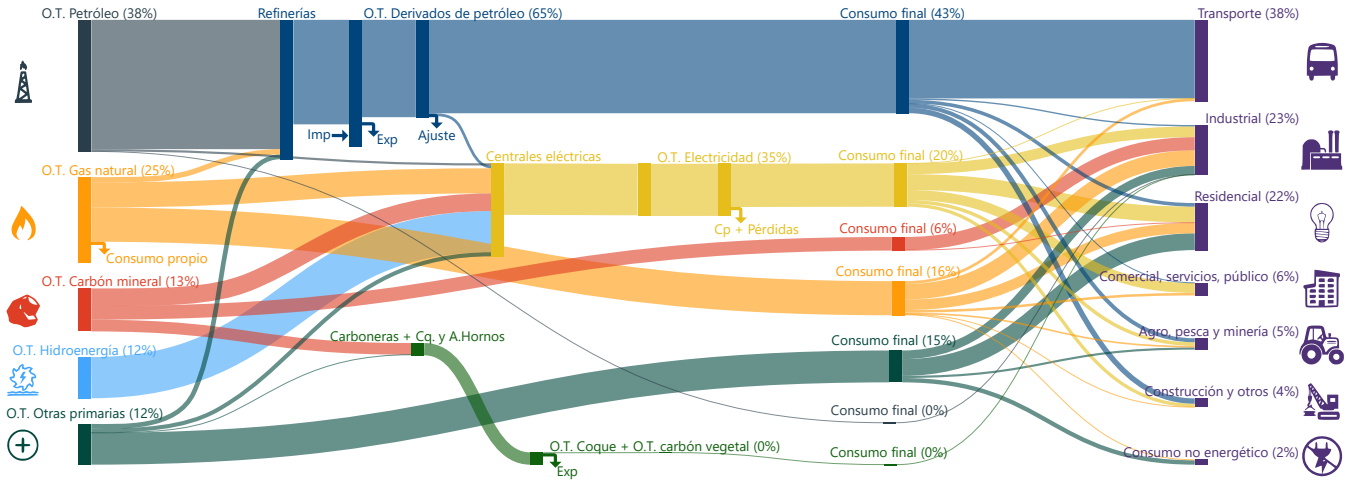
Sector Energético 2020



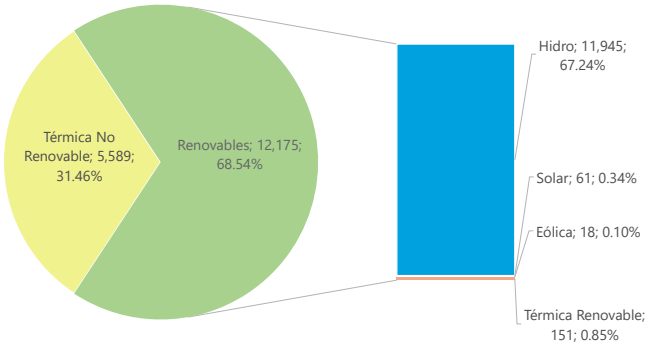
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Dato correspondiente al año 2019.
[4] Dato estimado por OLADE.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,311	0.56	96.81 [3]	42.82	107.00	3.40	81.01	28.68	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

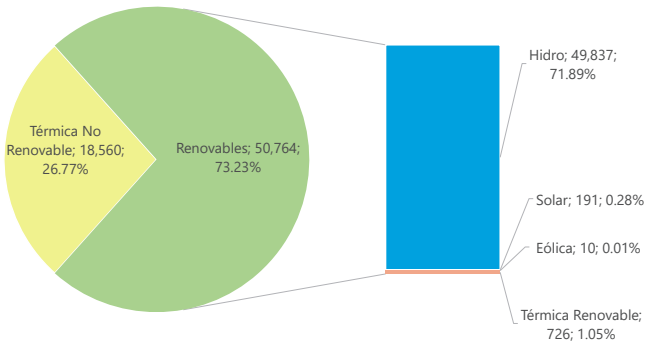
Balance energético resumido 2020



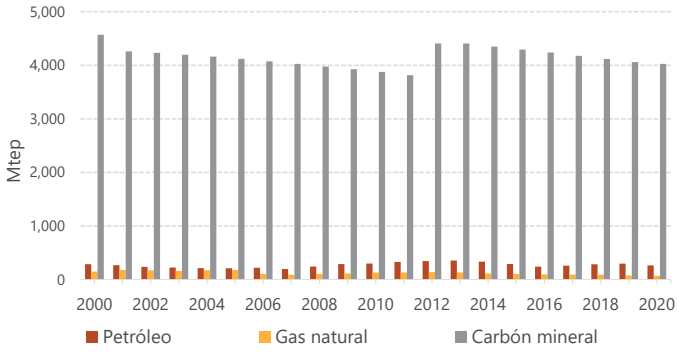
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020

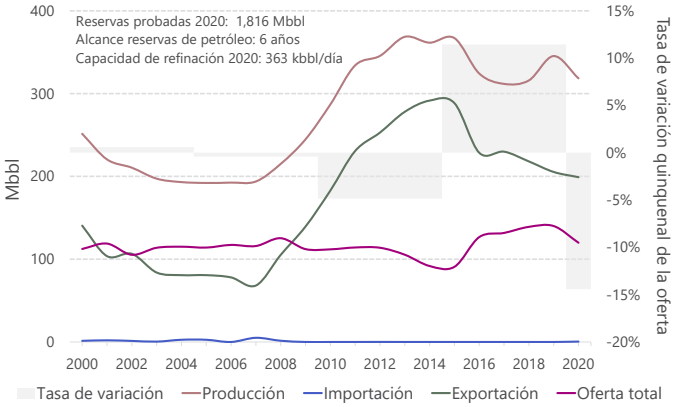


Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

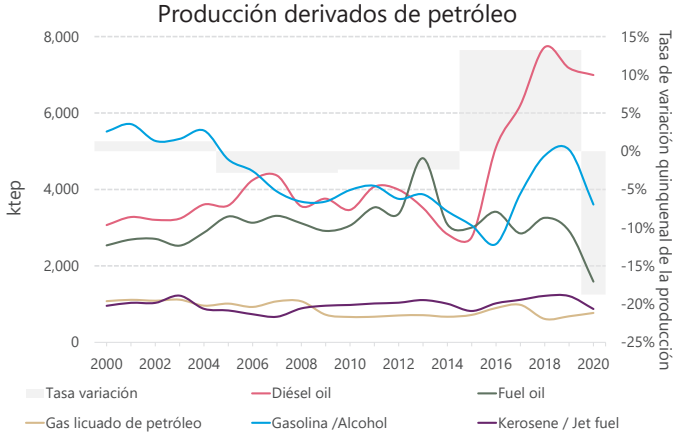


Datos de reservas de carbón mineral para el período 2017 -2020, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

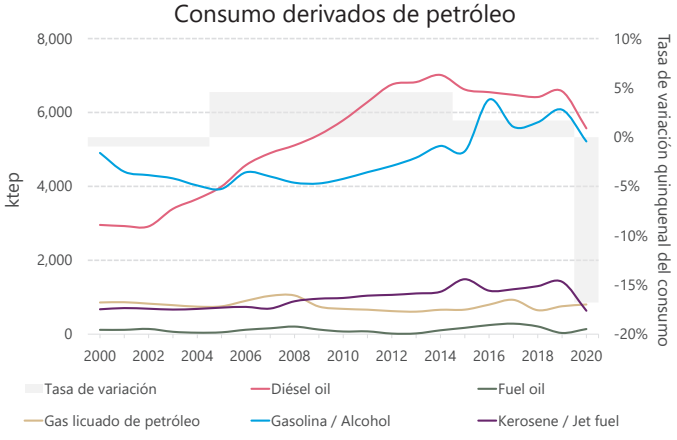
Oferta de petróleo



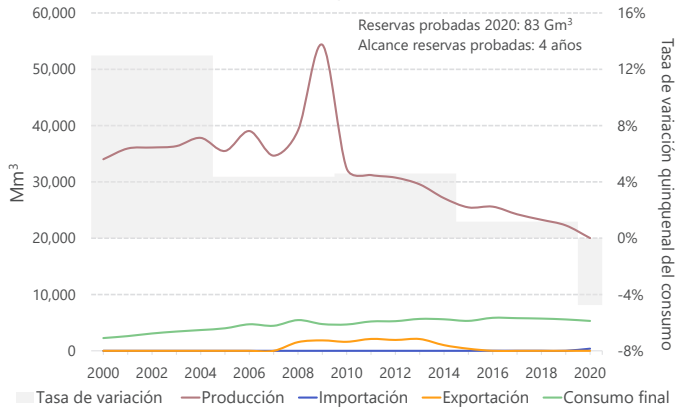
Producción derivados de petróleo



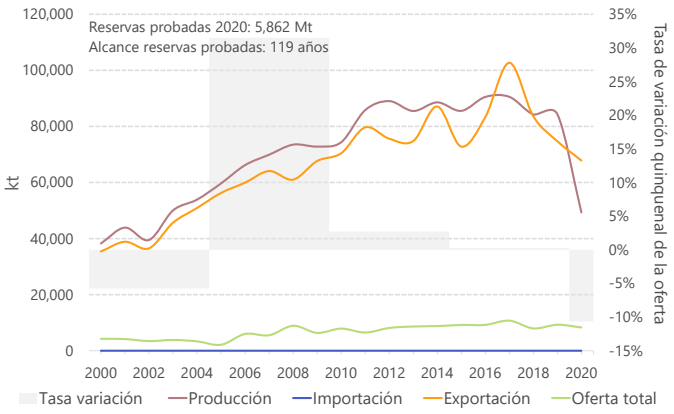
Consumo derivados de petróleo



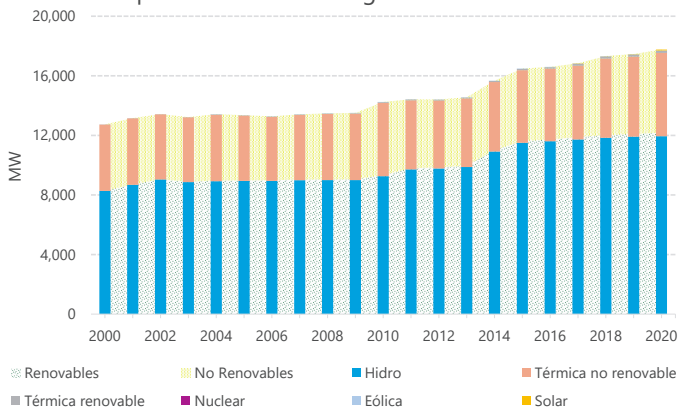
Oferta de gas natural



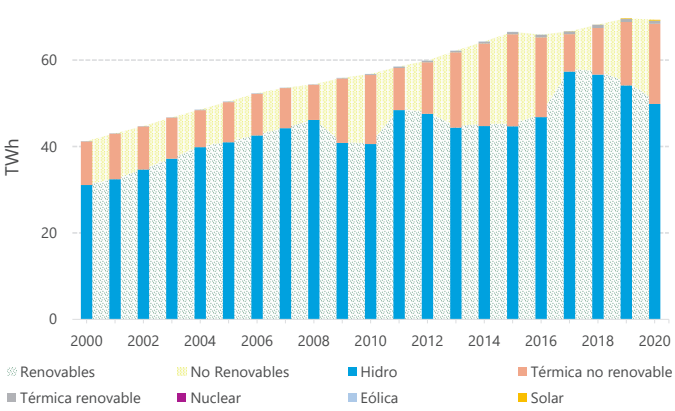
Oferta de carbón mineral



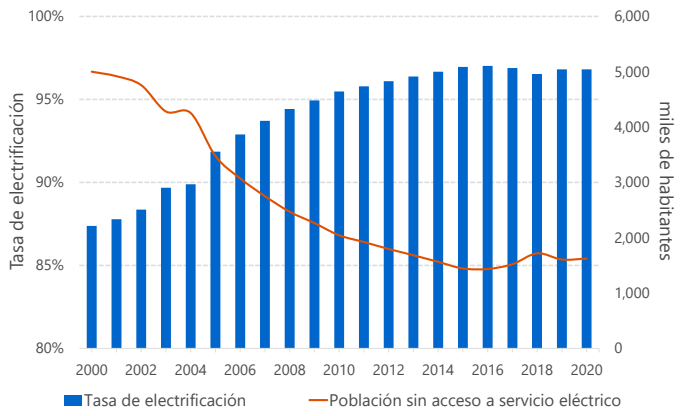
Capacidad instalada de generación eléctrica



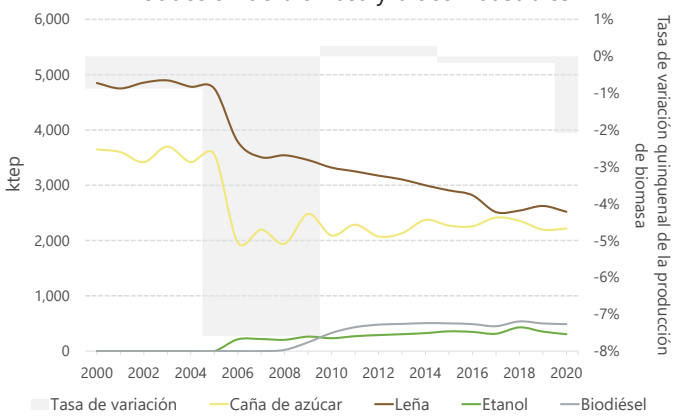
Generación eléctrica



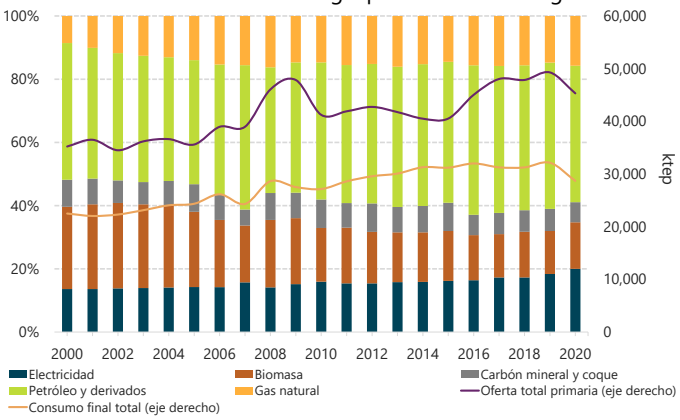
Tasa de electrificación



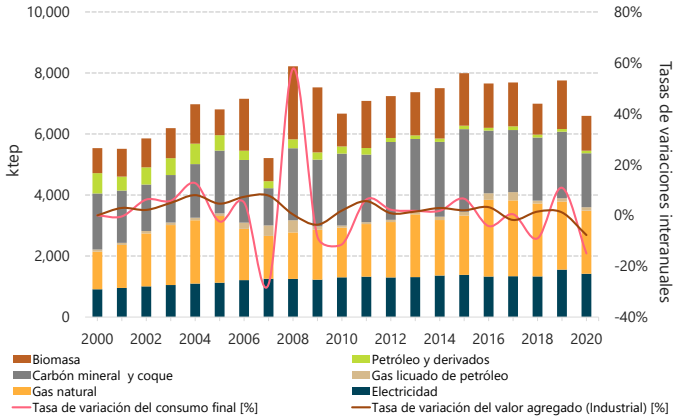
Producción de biomasa y biocombustibles



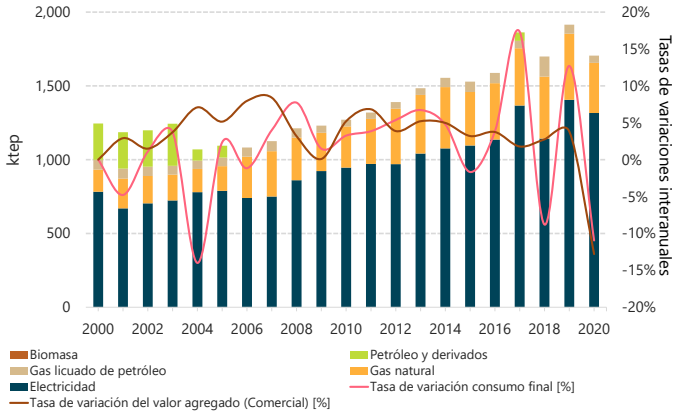
Consumo final de energía por fuente de energía



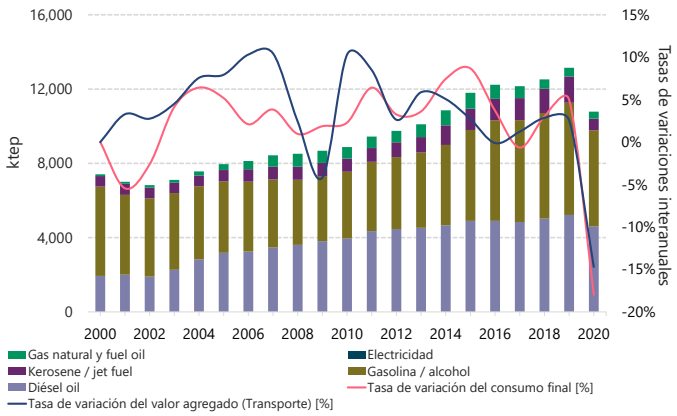
Consumo final del Sector Industrial



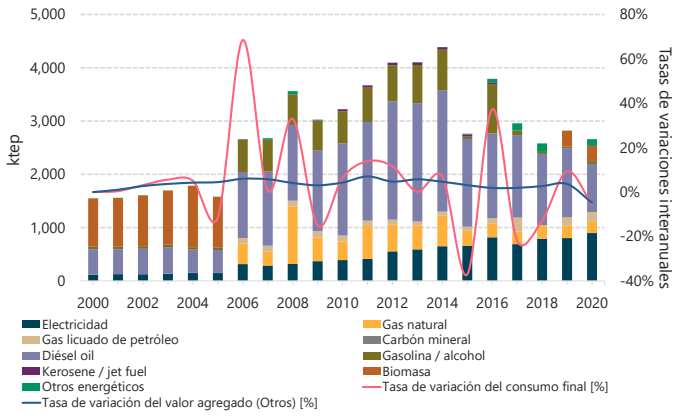
Consumo final del Sector Comercial



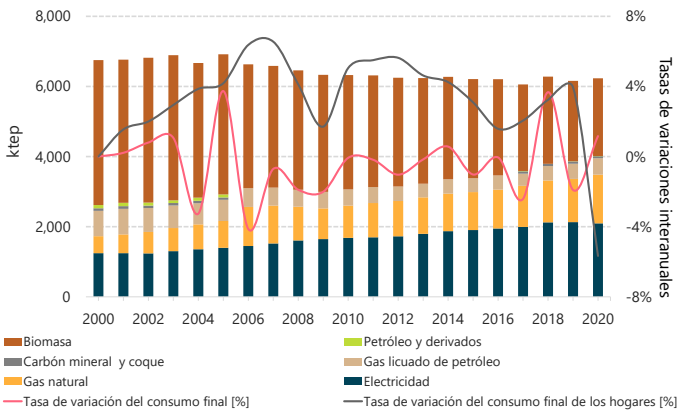
Consumo final del Sector Transporte



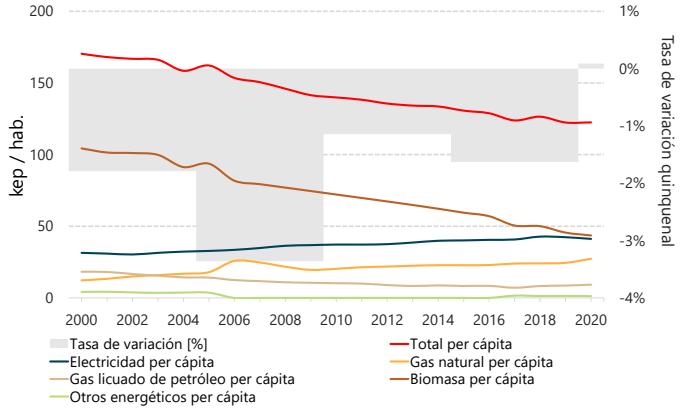
Consumo final del Sector Otros



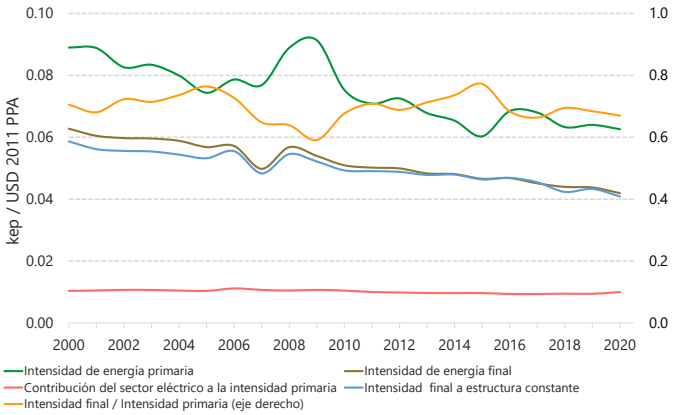
Consumo final del Sector Residencial



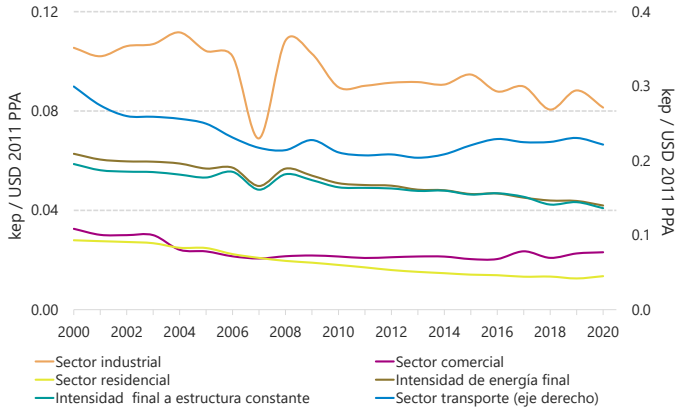
Consumo final per cápita Sector Residencial



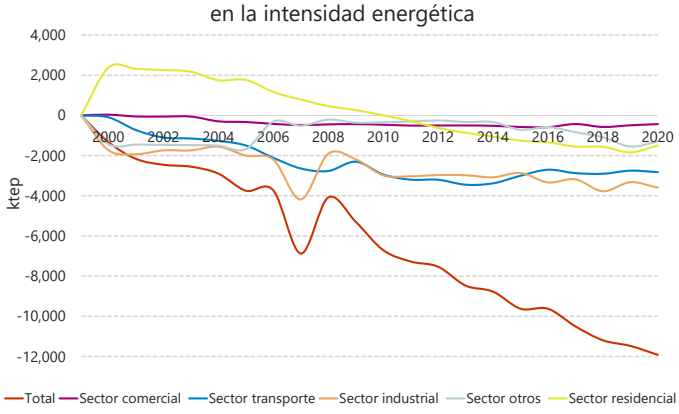
Intensidades energéticas



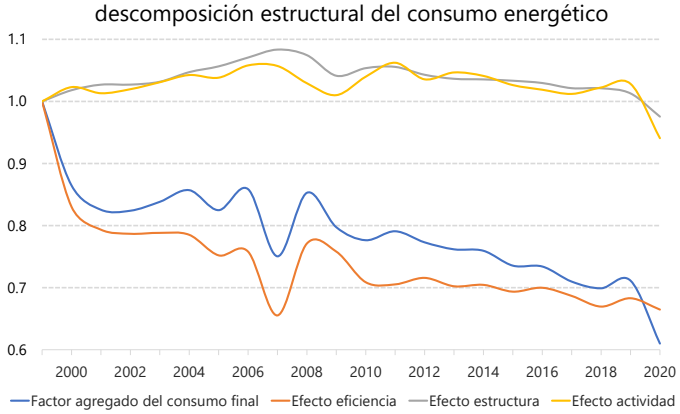
Intensidades energéticas sectoriales



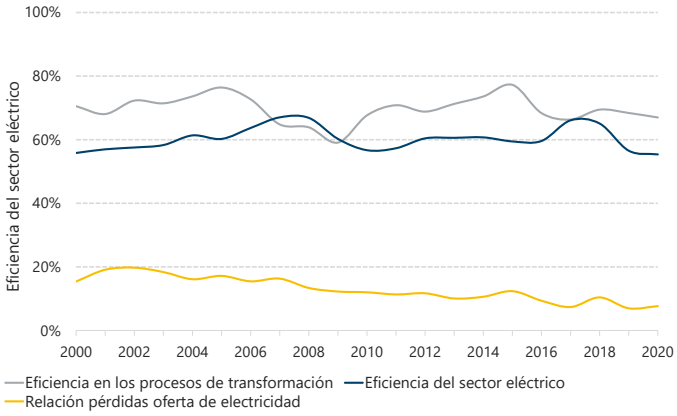
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



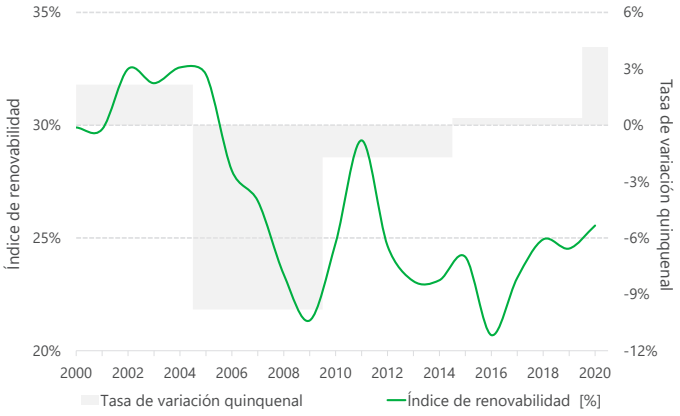
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



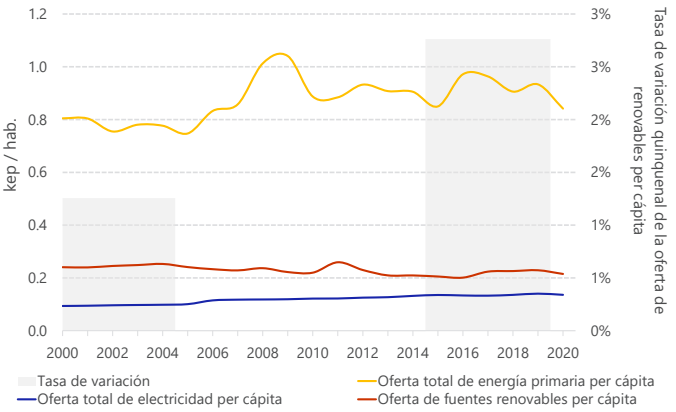
Eficiencia del sector eléctrico



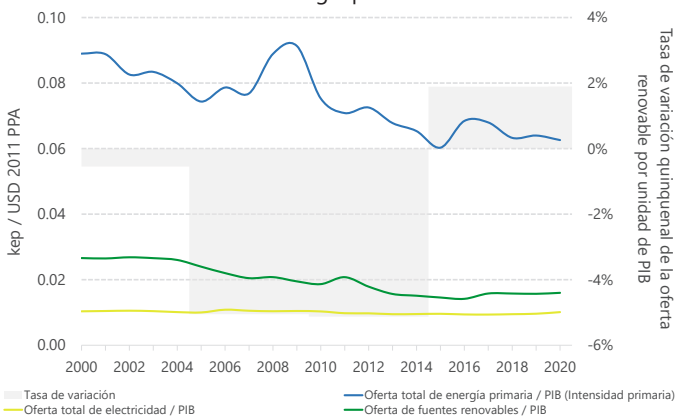
Índice de renovabilidad



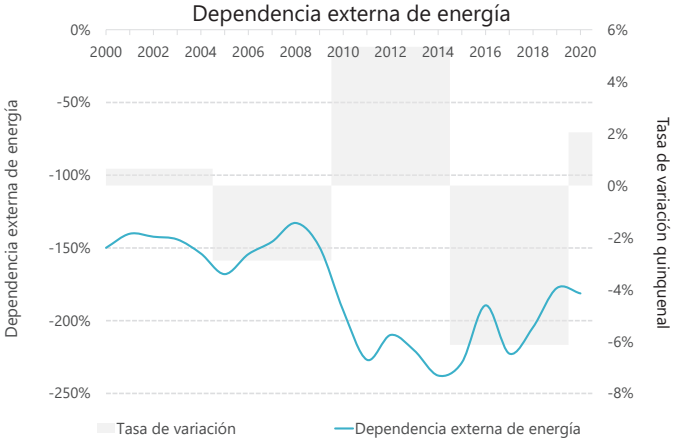
Oferta de energía per cápita



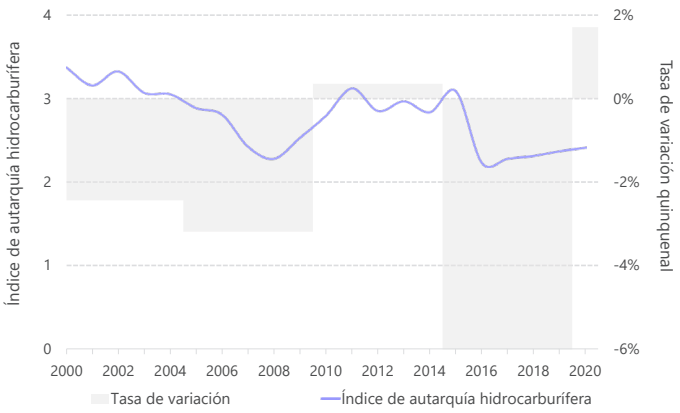
Ofertas de energía por unidad de PIB



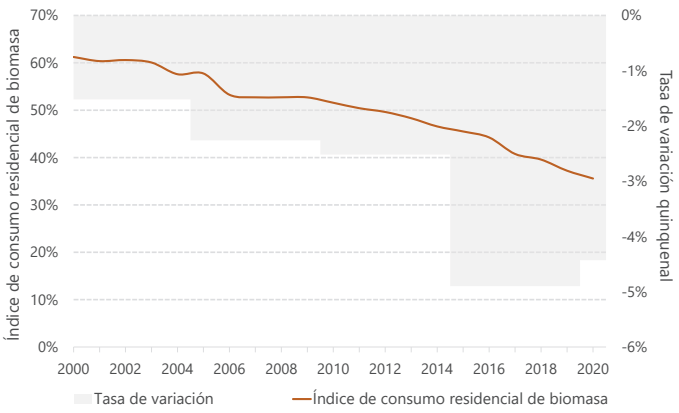
Dependencia externa de energía



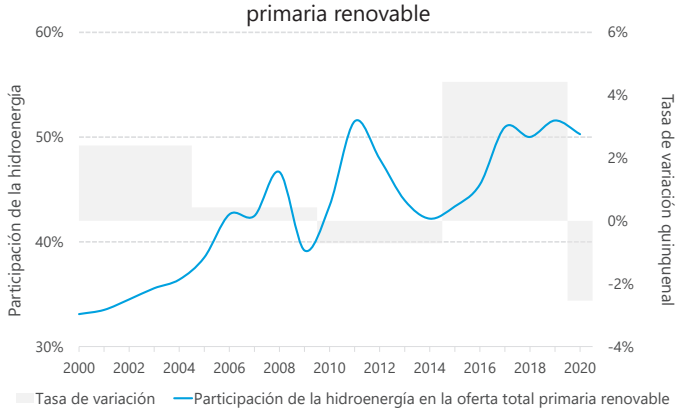
Índice de autarquía hidrocarburífera



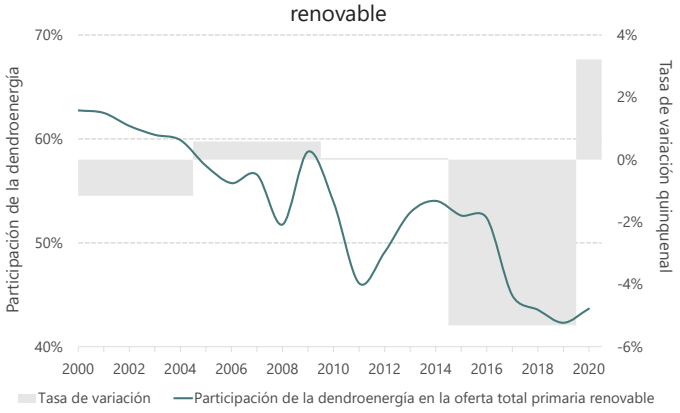
Índice de consumo residencial de biomasa



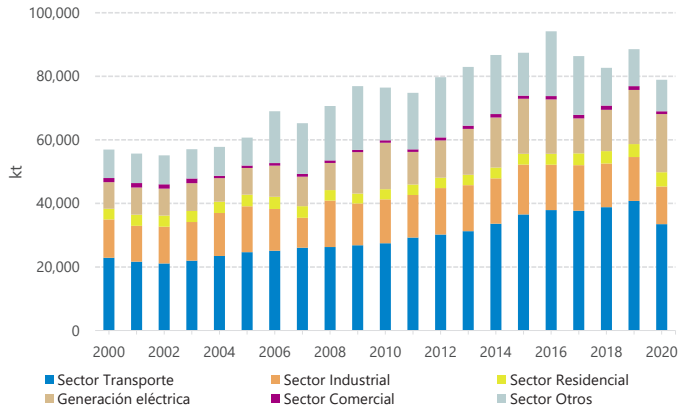
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



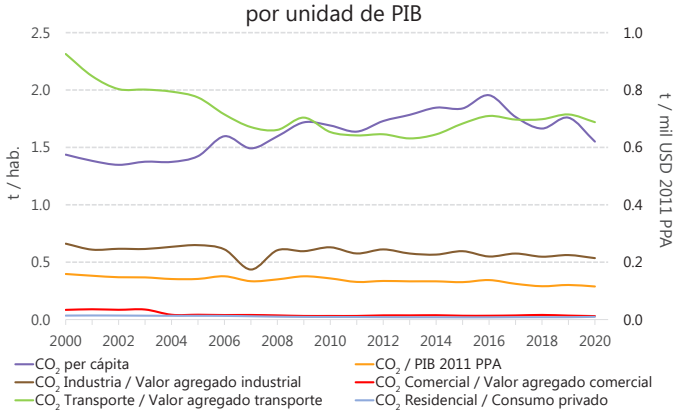
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



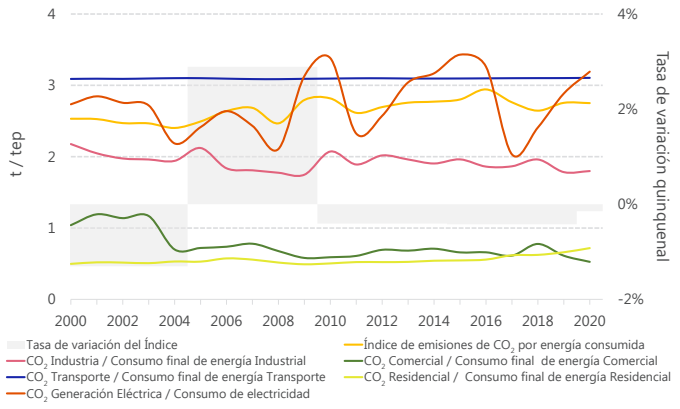
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



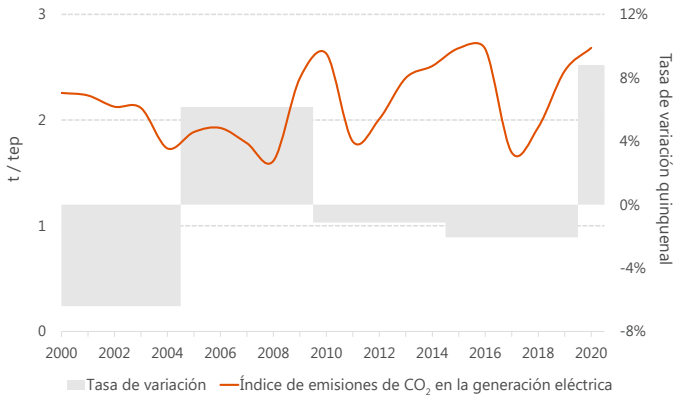
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



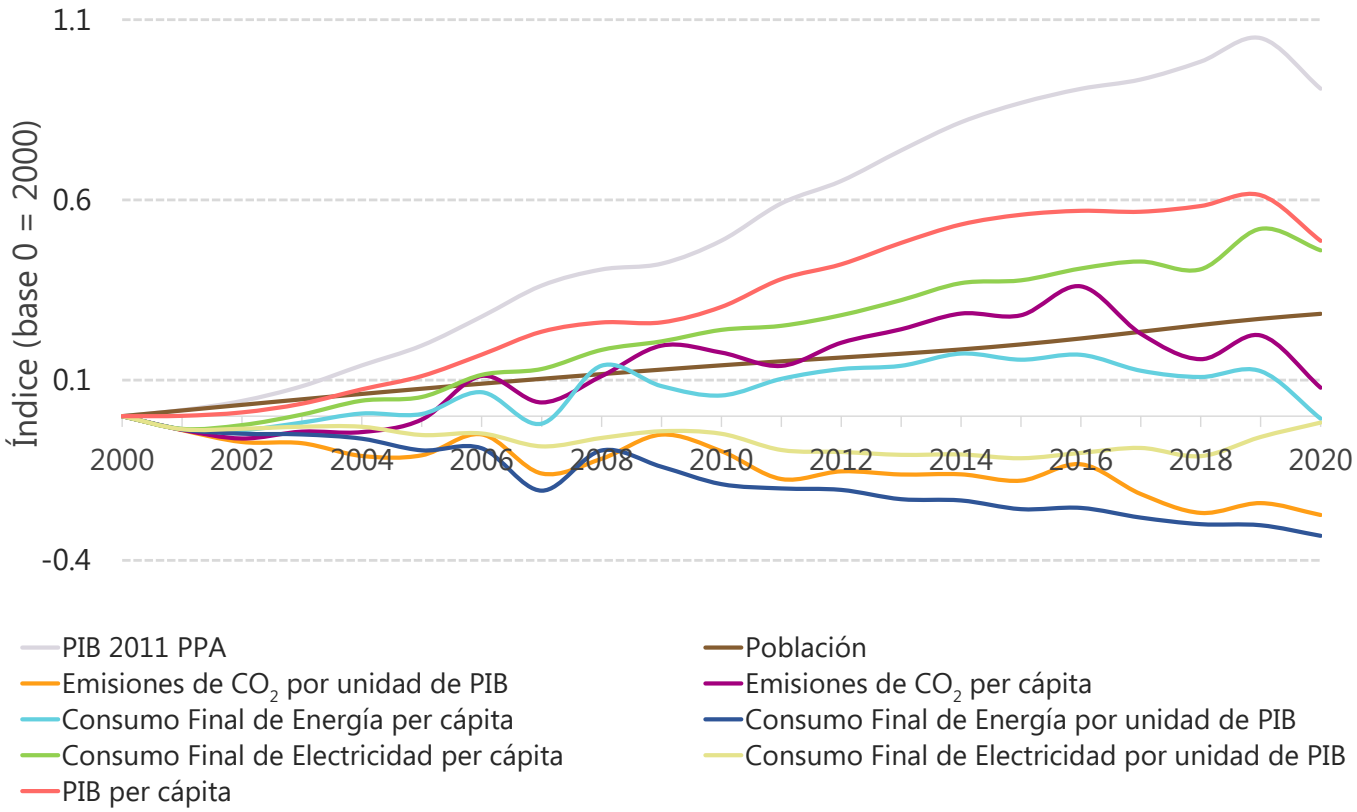
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



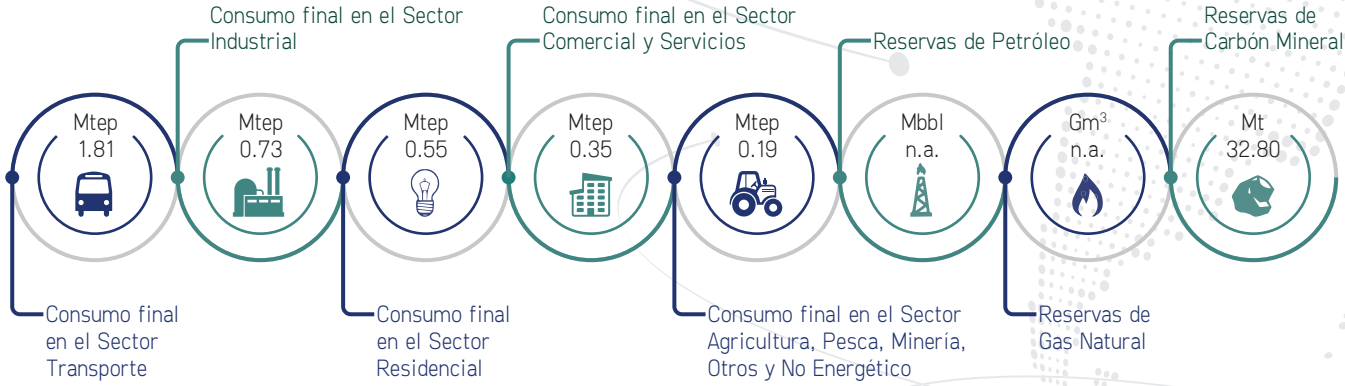


COSTA RICA

Datos Generales 2020

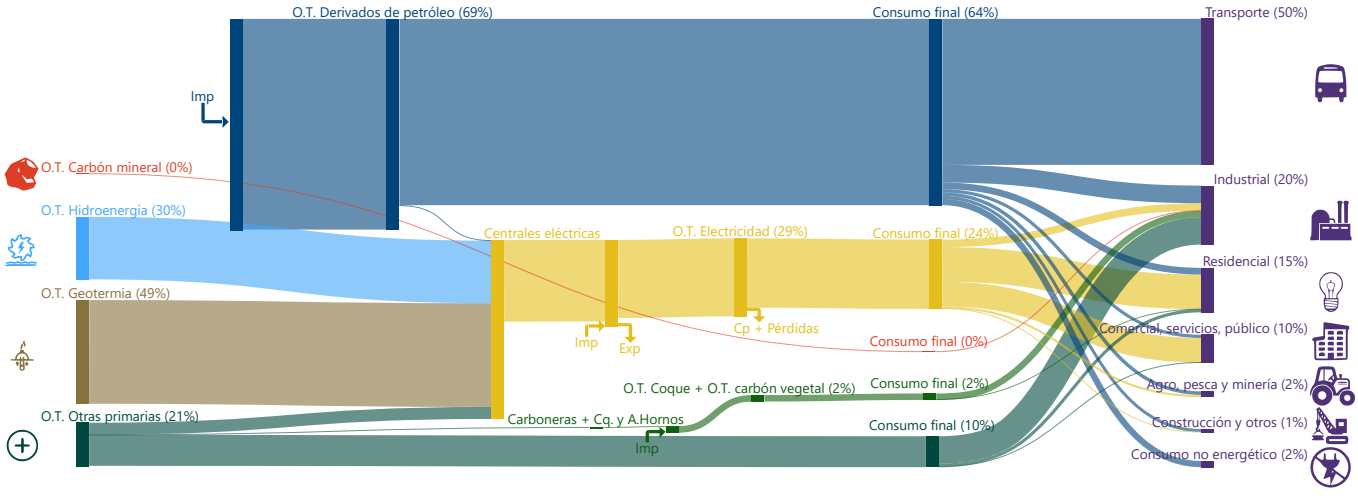
Población (mil hab.)	5,094
Superficie (km^2)	51,100
Densidad de población (hab. / km^2)	100
Población urbana (%)	81
PIB USD 2010 (MUSD)	49,561
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	100,249
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

Sector Energético 2020

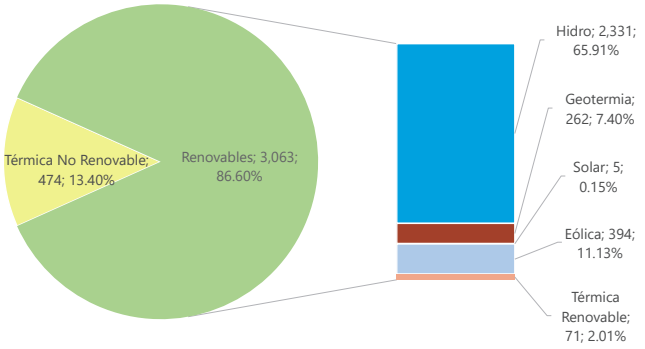


kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,961	0.71	99.40	4.95	3.35	2.75	0.12	3.63	n.a.	3.54	0.05 / 0.04
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

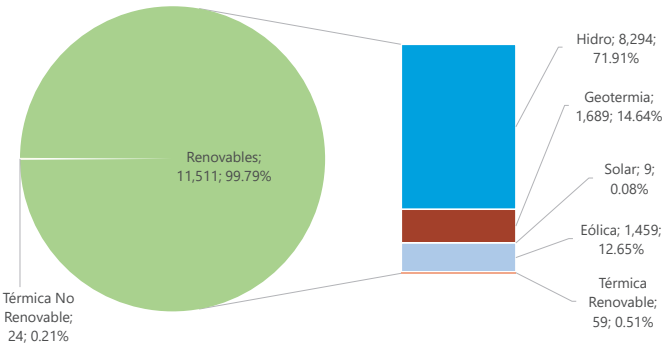
Balance energético resumido 2020



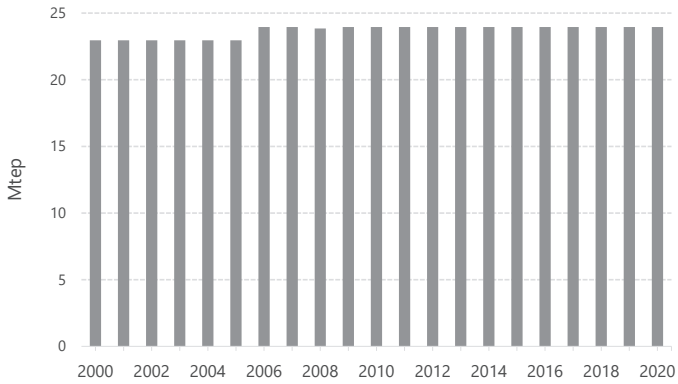
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



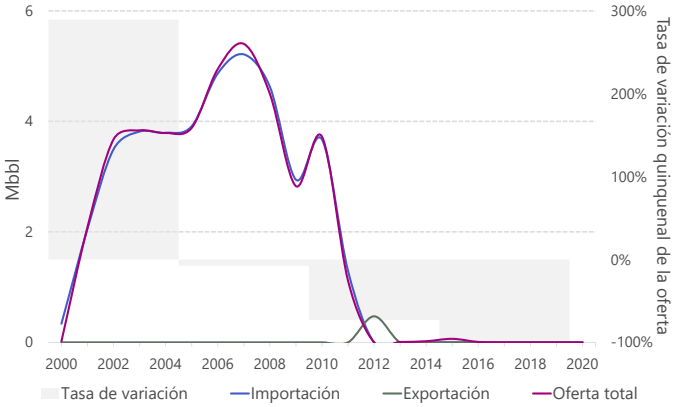
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



Reservas probadas de carbón mineral

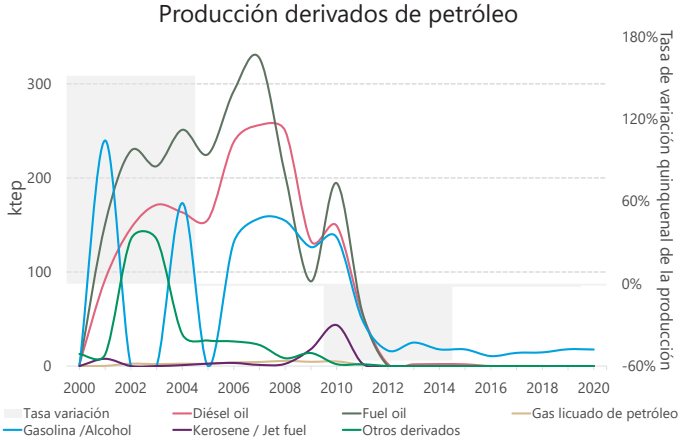


Oferta de petróleo

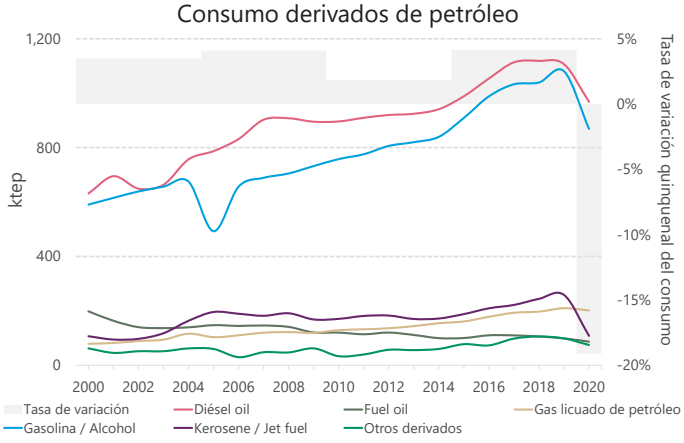


COSTA RICA

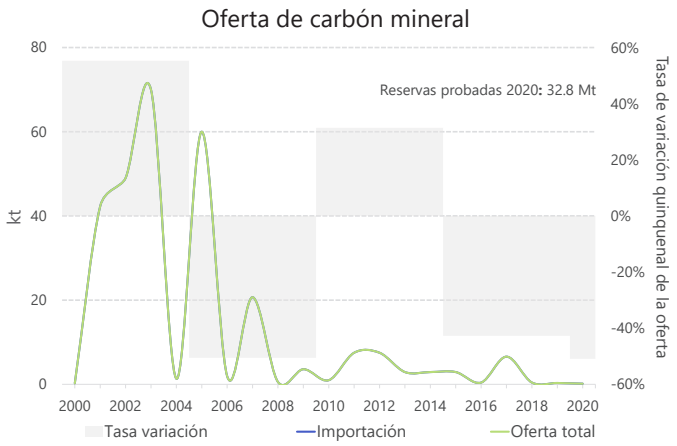
Producción derivados de petróleo

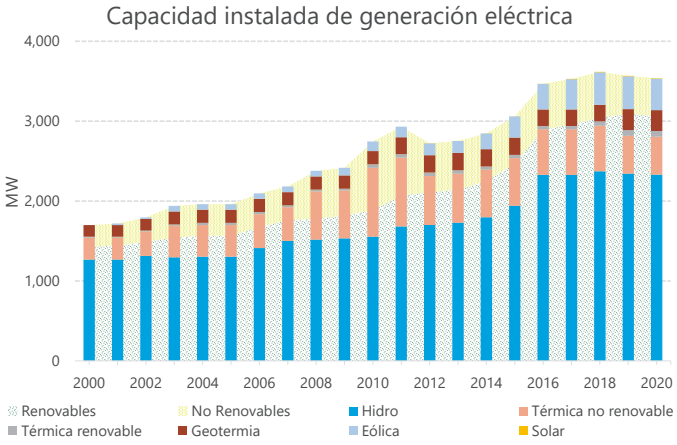


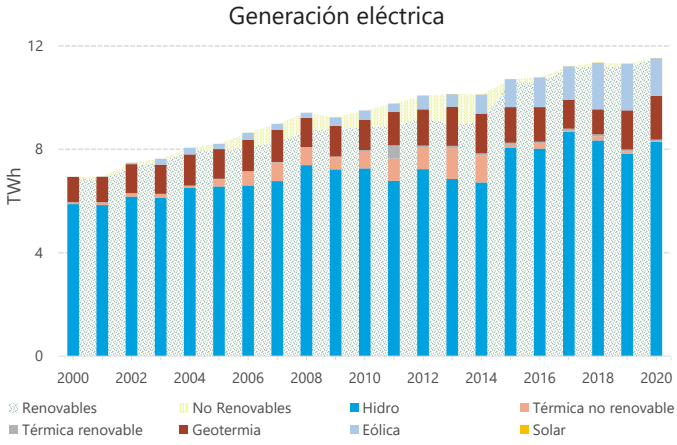
Consumo derivados de petróleo

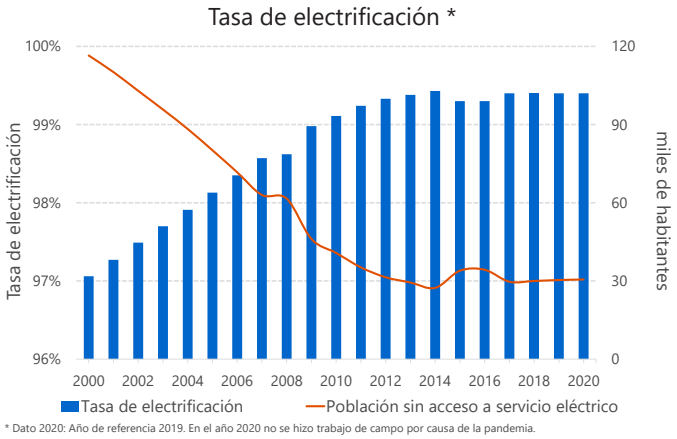


Costa Rica se posicionó como el primer país de la región con una red nacional de carga para vehículos eléctricos, lo que fue informado en el marco de los avances del Plan de Descarbonización para modernizar el transporte; escenario en el que también se informó que Costa Rica es el tercer país de Latinoamérica con más vehículos eléctricos per cápita, según datos de la Unidad Financiera de Bloomberg; y el primer país de América Central y el Caribe con una red con más de 100 puntos a lo largo del territorio nacional.

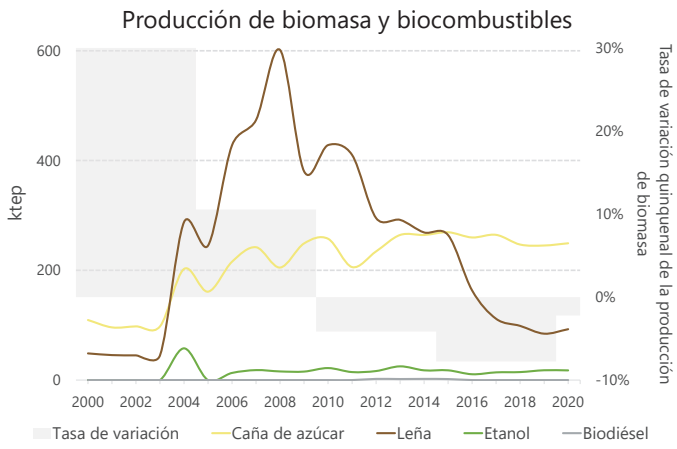




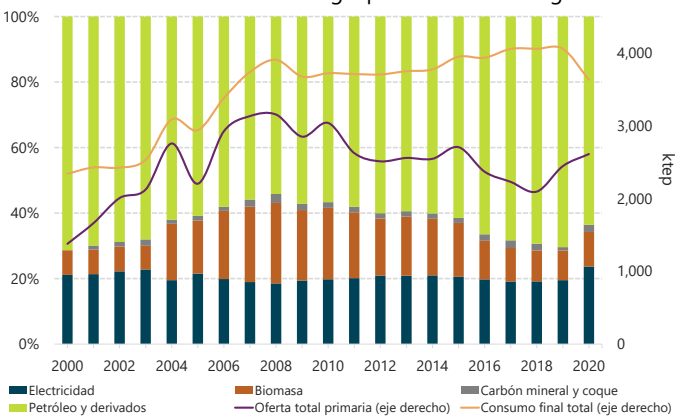




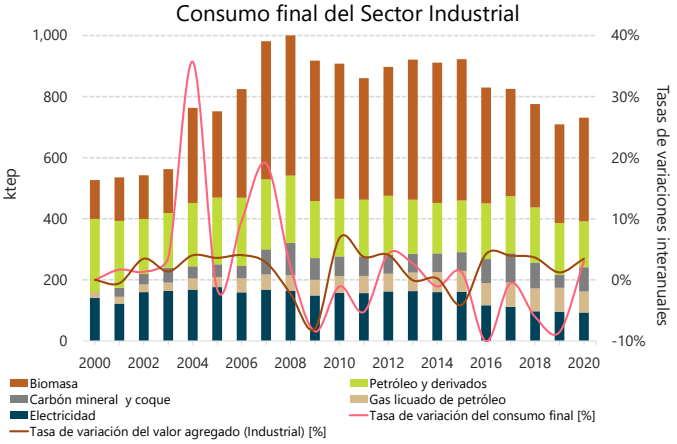
* Dato 2020: Año de referencia 2019. En el año 2020 no se hizo trabajo de campo por causa de la pandemia.



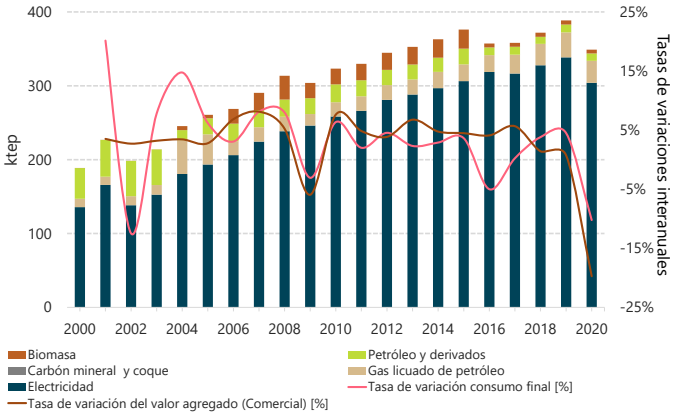
Consumo final de energía por fuente de energía



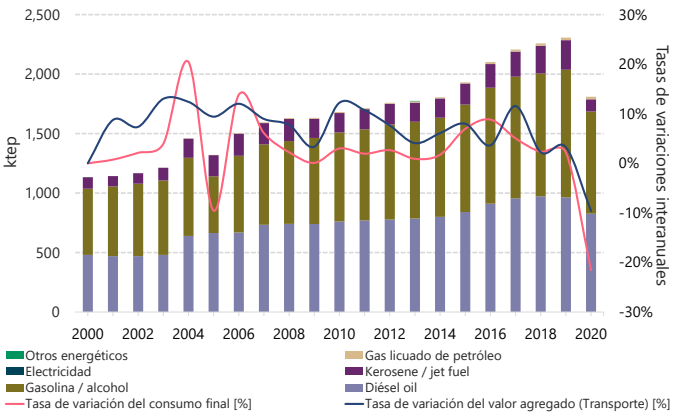
Consumo final del Sector Industrial



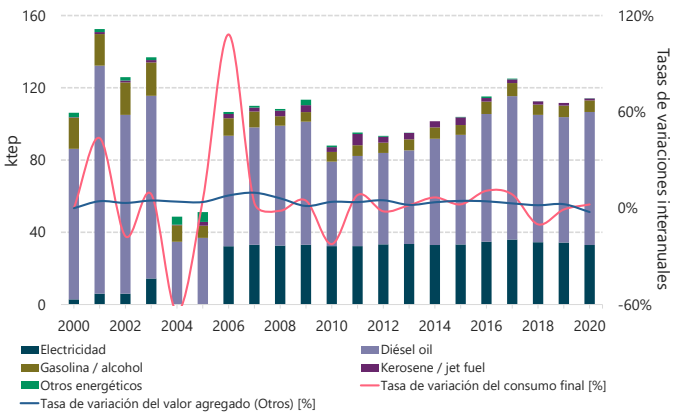
Consumo final del Sector Comercial



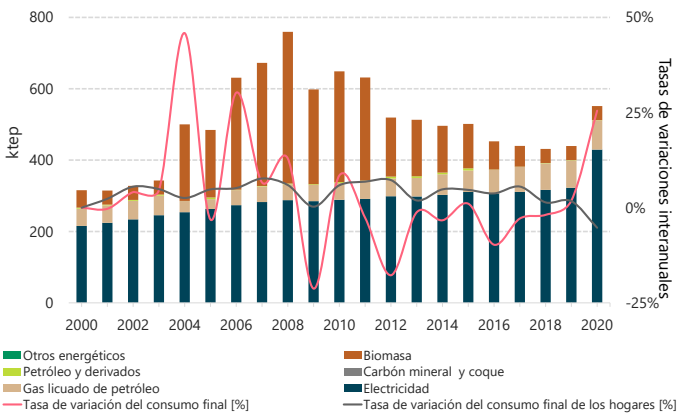
Consumo final del Sector Transporte



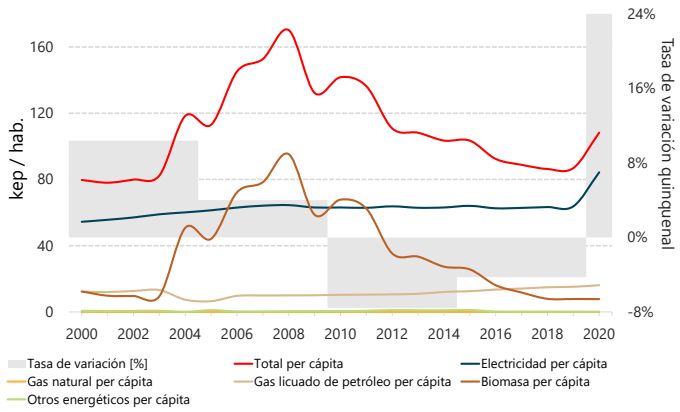
Consumo final del Sector Otros



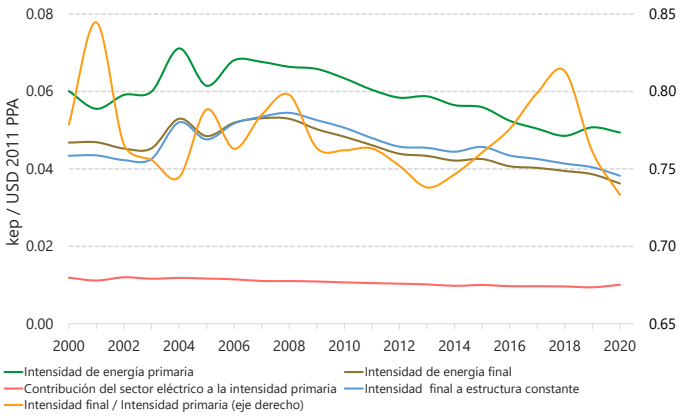
Consumo final del Sector Residencial



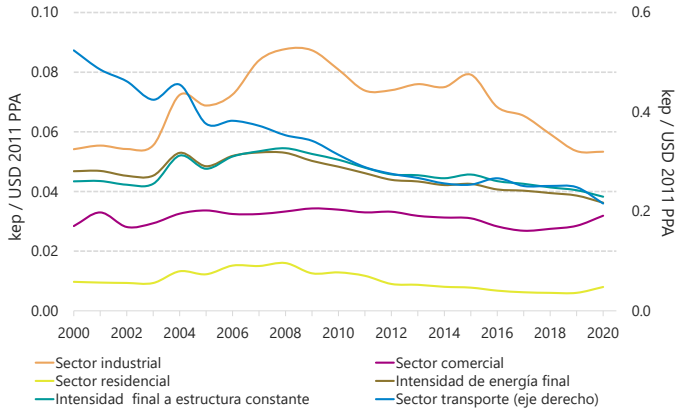
Consumo final per cápita Sector Residencial



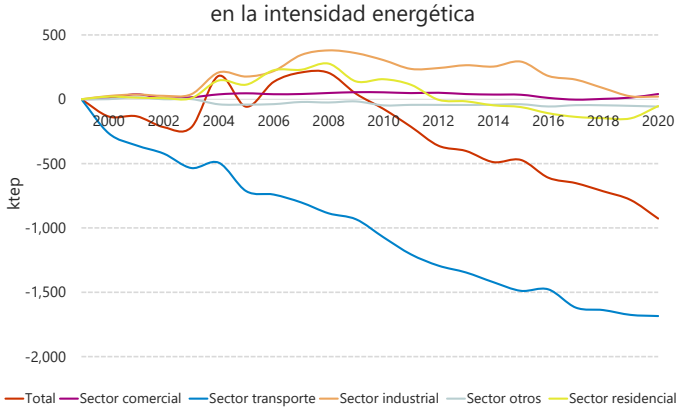
Intensidades energéticas



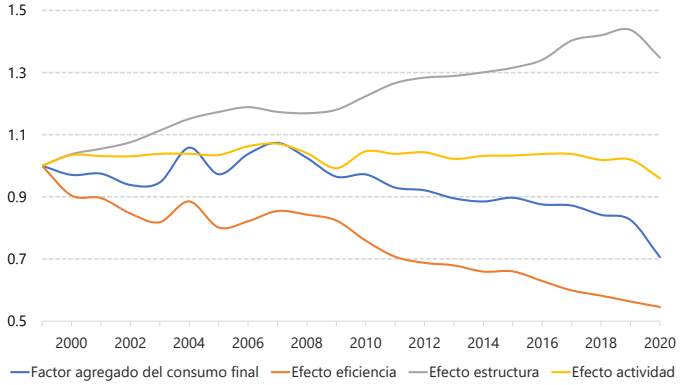
Intensidades energéticas sectoriales



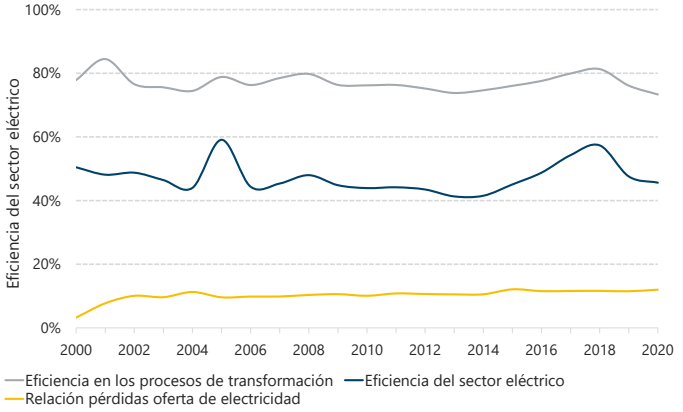
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

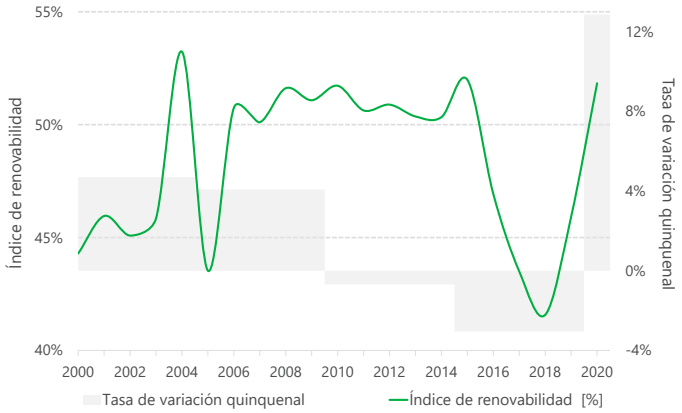


Eficiencia del sector eléctrico

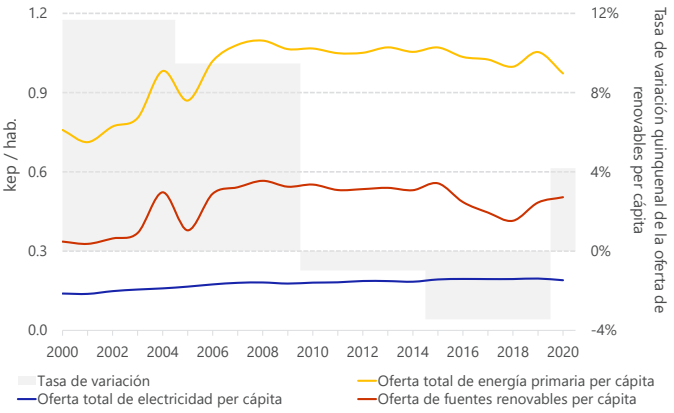


Costa Rica, logró electrificar 337 días del 2020 con energía renovable. La generación eléctrica basada en fuentes renovables alcanzó cifras históricas en los últimos años, sumando su sexto año consecutivo con más del 98% de generación eléctrica renovable ya que, en el 2020, a pesar de los efectos de la pandemia, el país registró un 99.78% de producción eléctrica renovable, lo que implicó que, la energía generada por combustibles fósiles, fuera la más baja desde 1986.

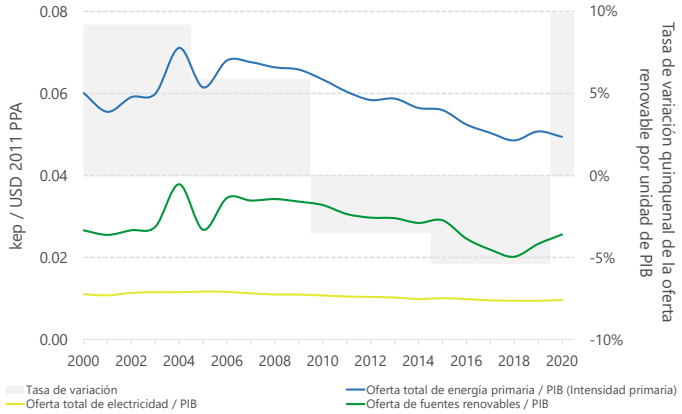
Índice de renovabilidad



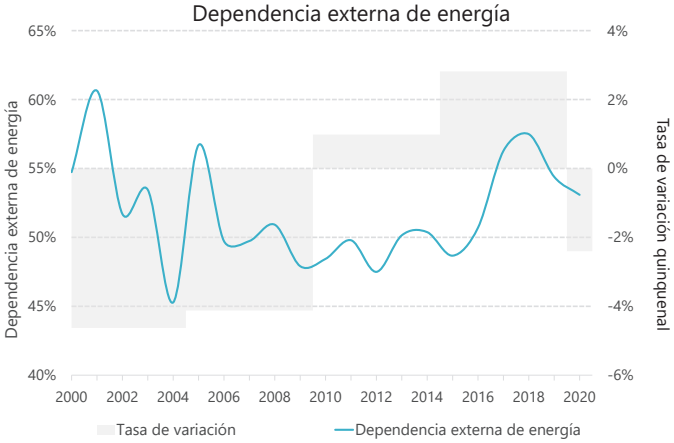
Oferta de energía per cápita



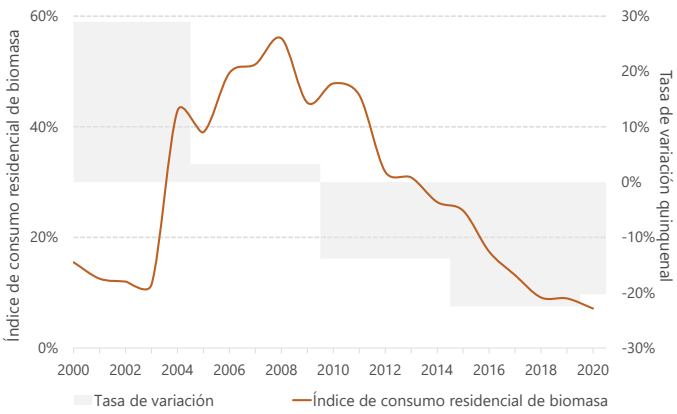
Ofertas de energía por unidad de PIB



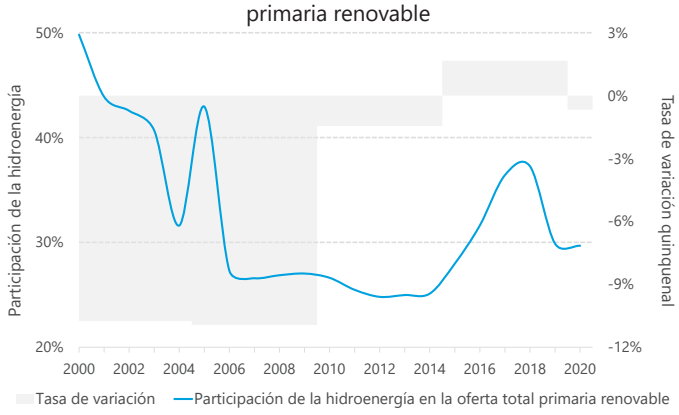
Dependencia externa de energía



Índice de consumo residencial de biomasa



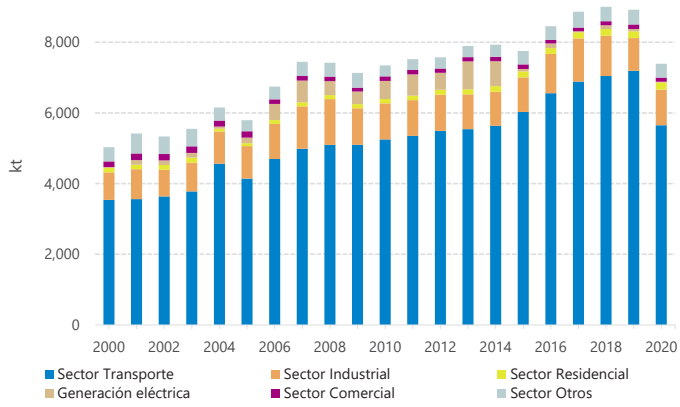
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



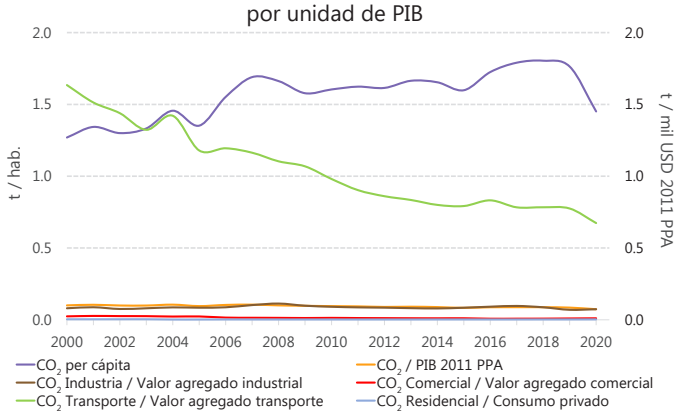
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



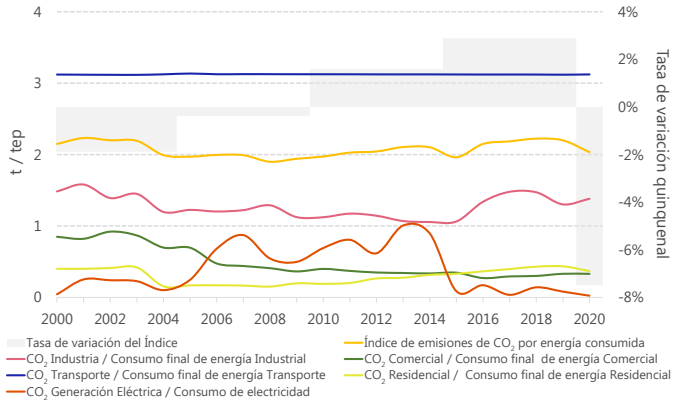
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



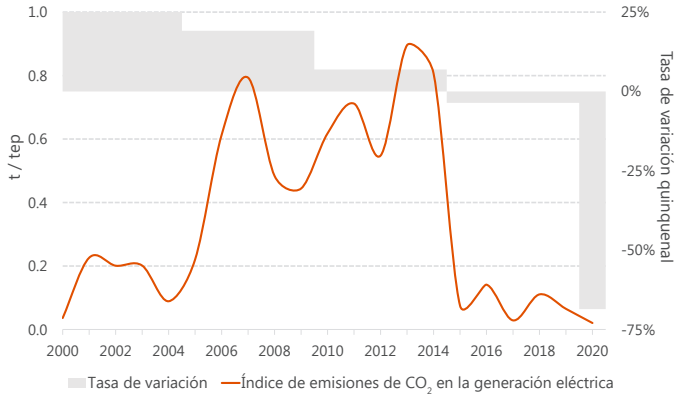
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



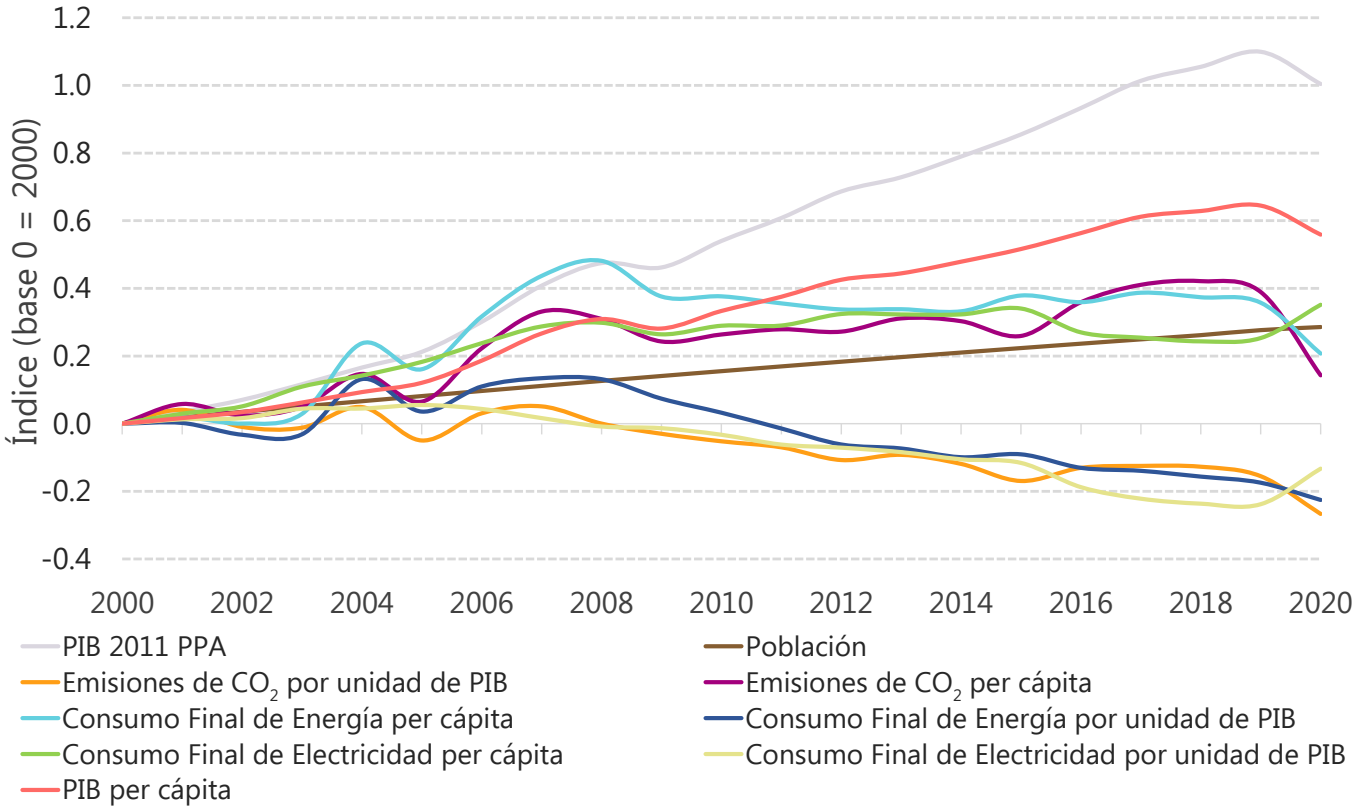
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

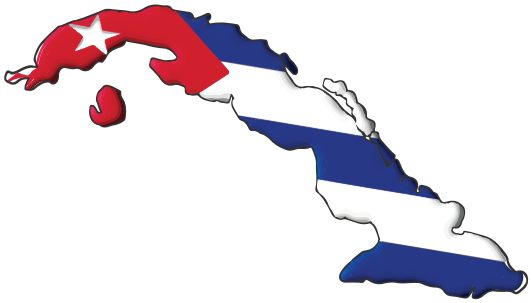


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



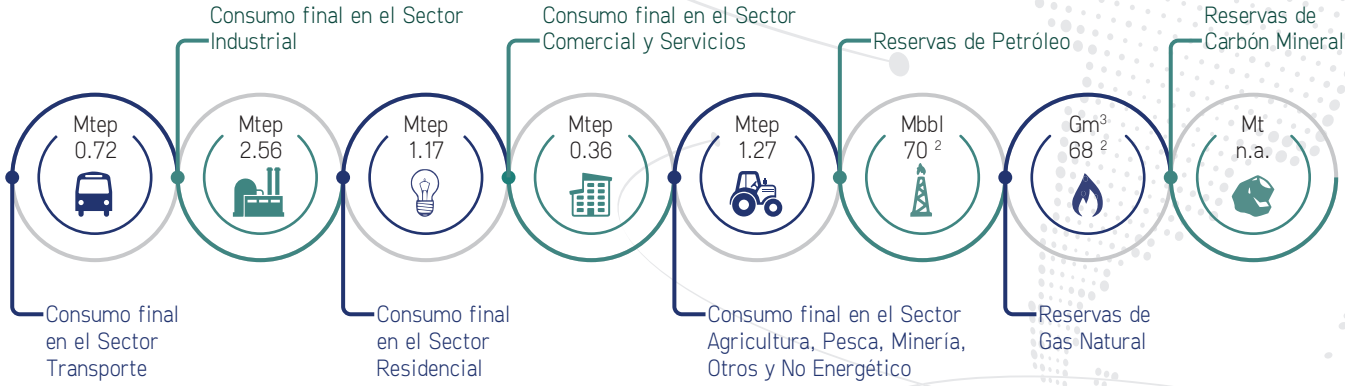


CUBA

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	11,327
Superficie (km^2)	109,884
Densidad de población (hab. / km^2)	103
Población urbana (%)	77
PIB USD 2010 (MUSD)	70,725
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	278,566
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	25

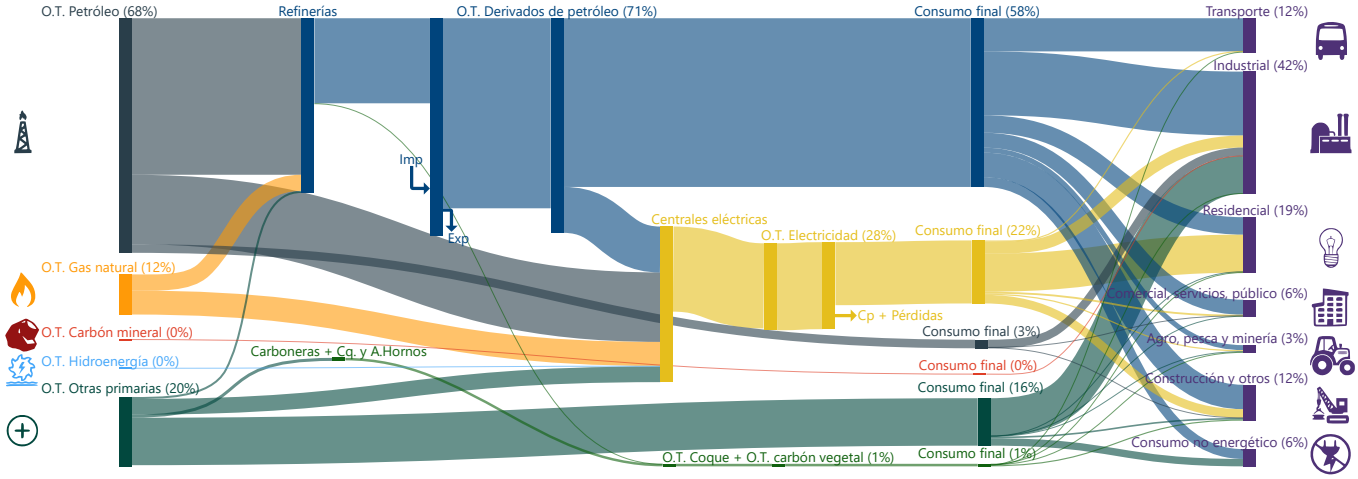
Sector Energético 2019



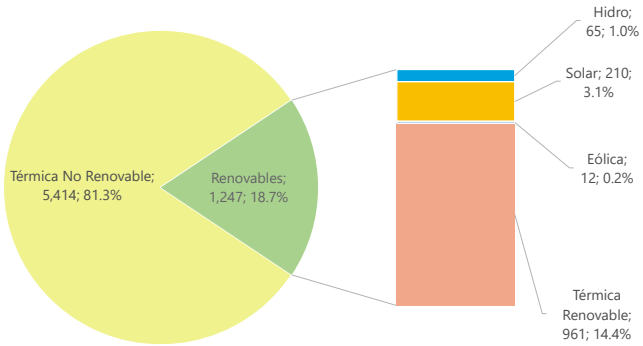
[1] Datos 2020.
[2] Datos estimados por OLADE.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,328 [1]	0.54	99.98 [1]	9.92	4.73	5.25	0.58	6.07	123	6.66 [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

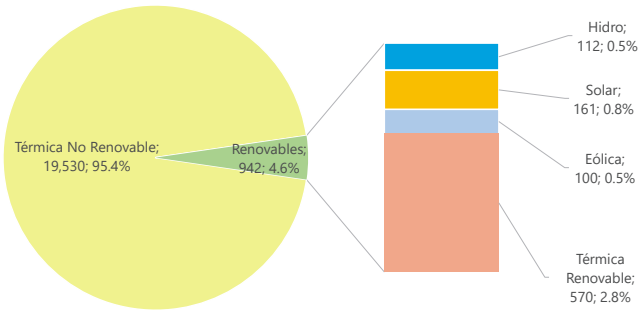
Balance energético resumido 2019



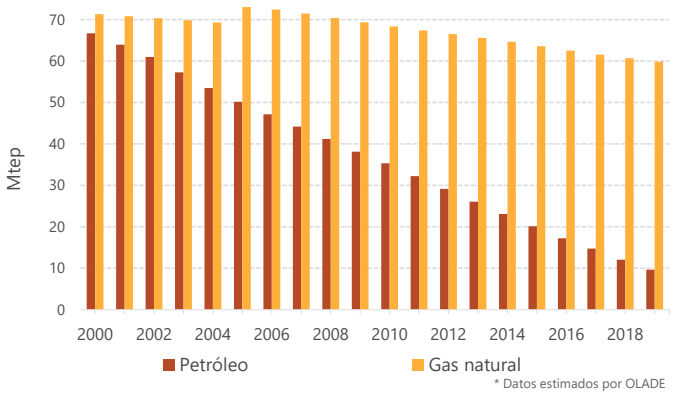
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020

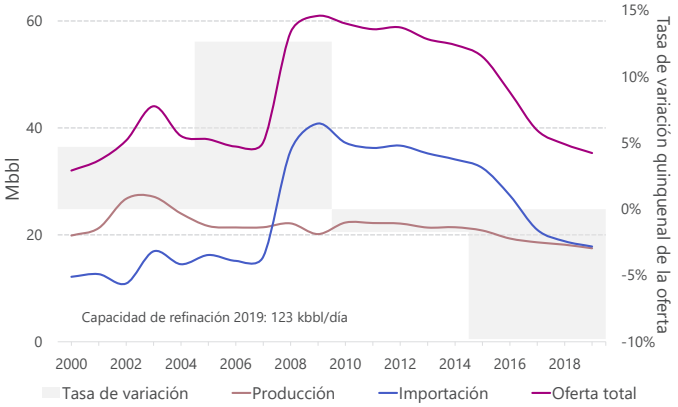


Reservas probadas de petróleo y gas natural *

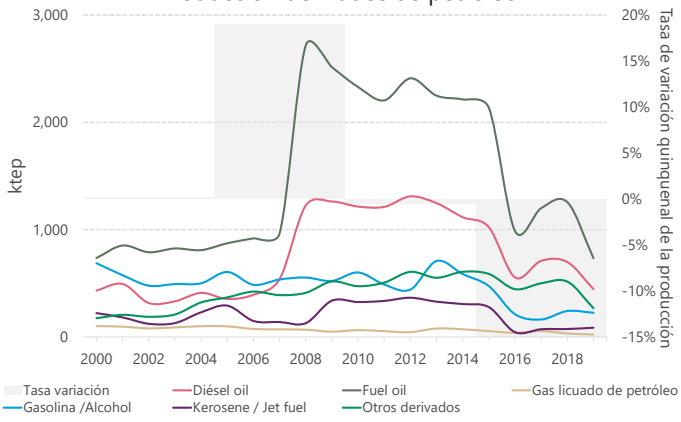


* Datos estimados por OLADE

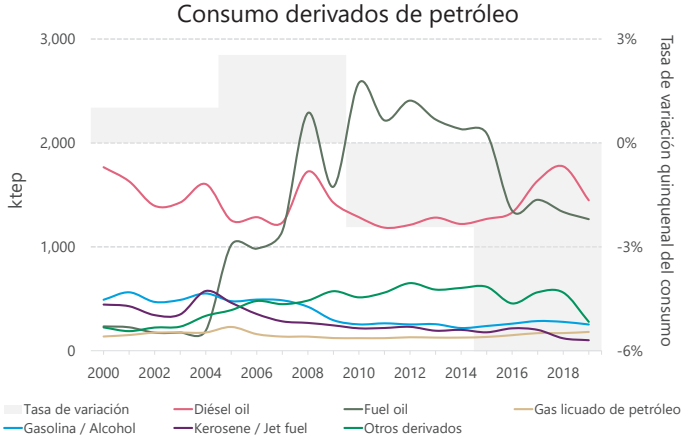
Oferta de petróleo



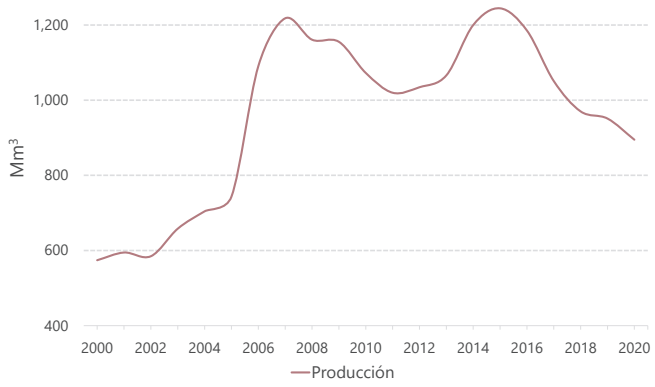
Producción derivados de petróleo



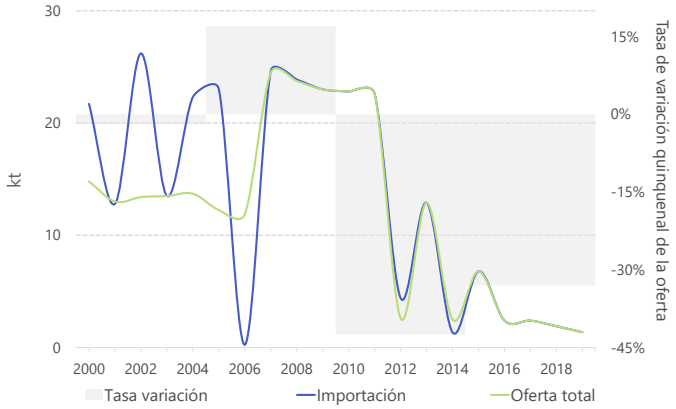
Consumo derivados de petróleo



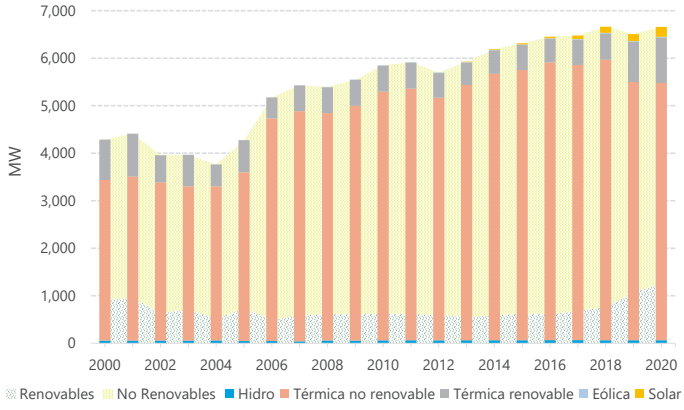
Oferta de gas natural



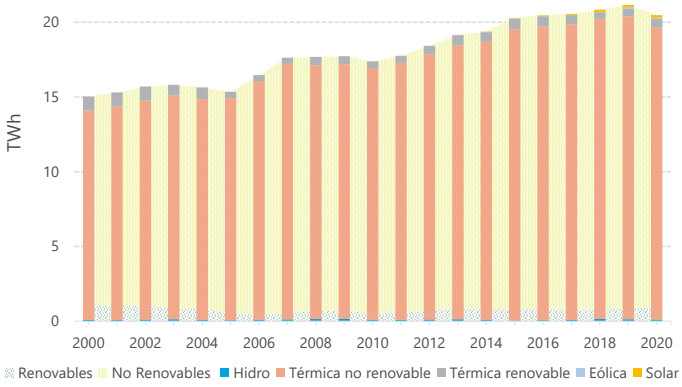
Oferta de carbón mineral



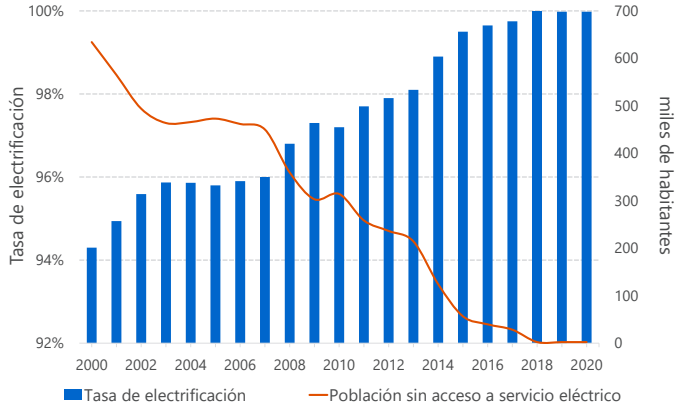
Capacidad instalada de generación eléctrica



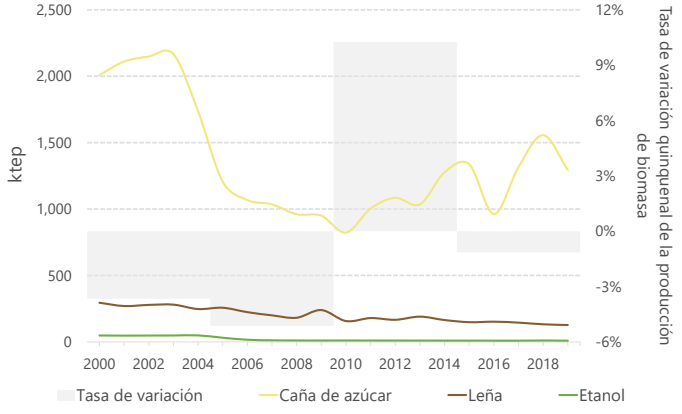
Generación eléctrica



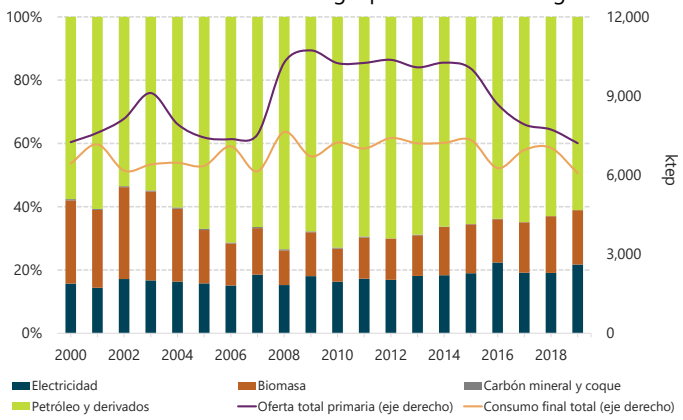
Tasa de electrificación



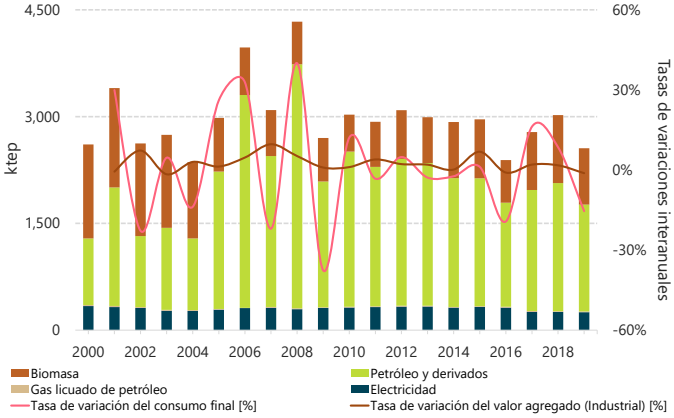
Producción de biomasa y biocombustibles



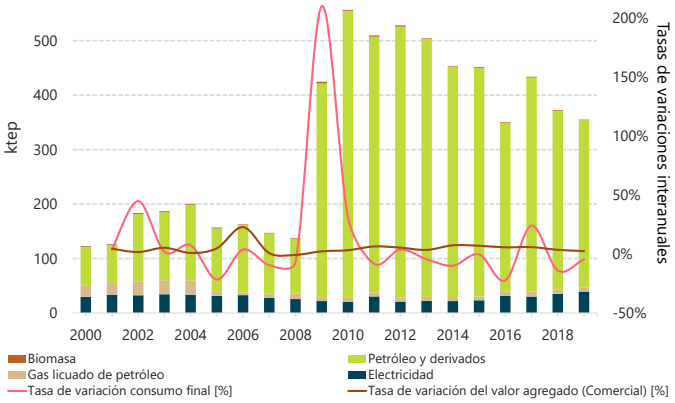
Consumo final de energía por fuente de energía



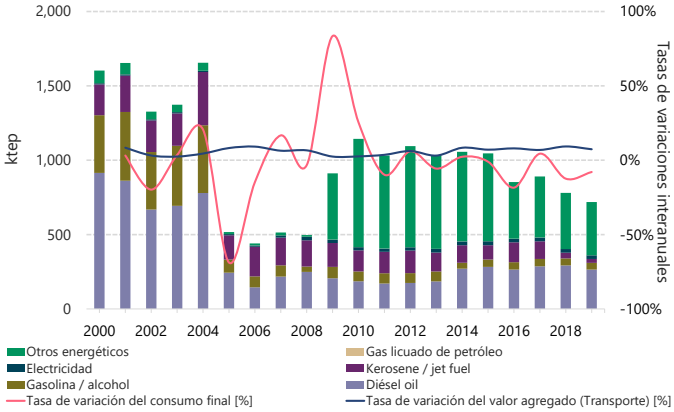
Consumo final del Sector Industrial



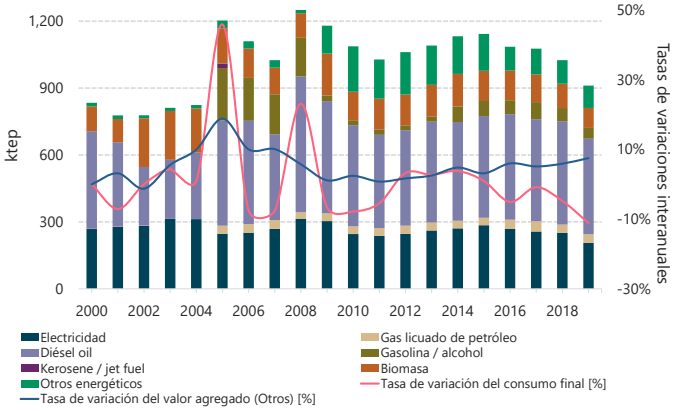
Consumo final del Sector Comercial



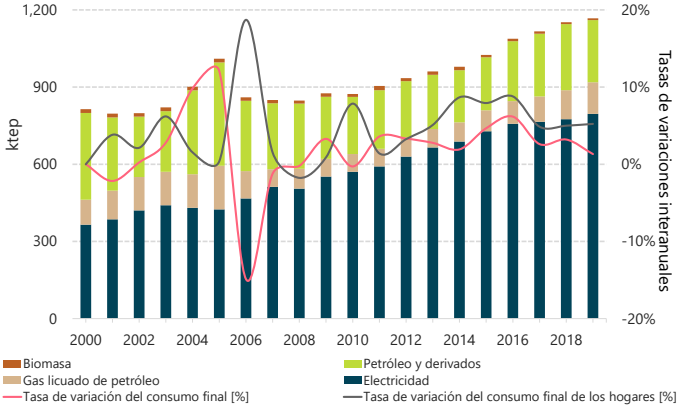
Consumo final del Sector Transporte



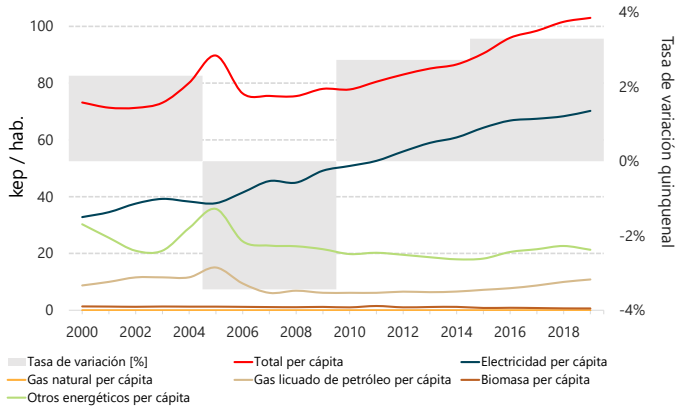
Consumo final del Sector Otros



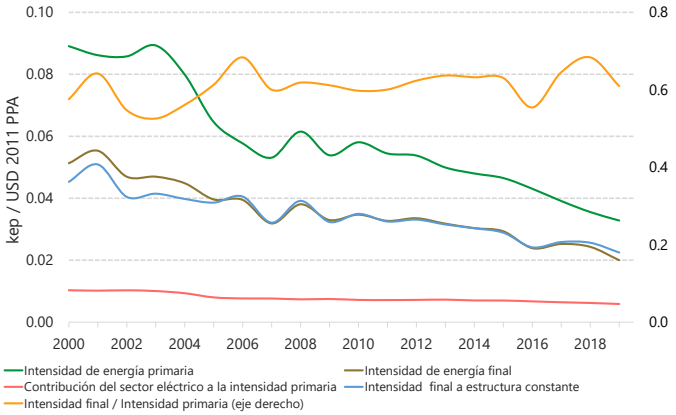
Consumo final del Sector Residencial



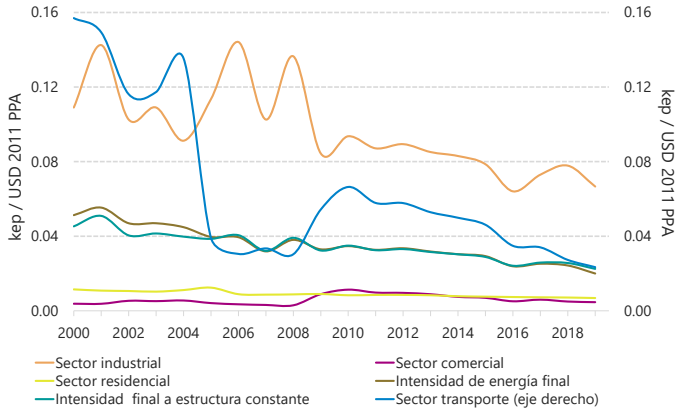
Consumo final per cápita Sector Residencial



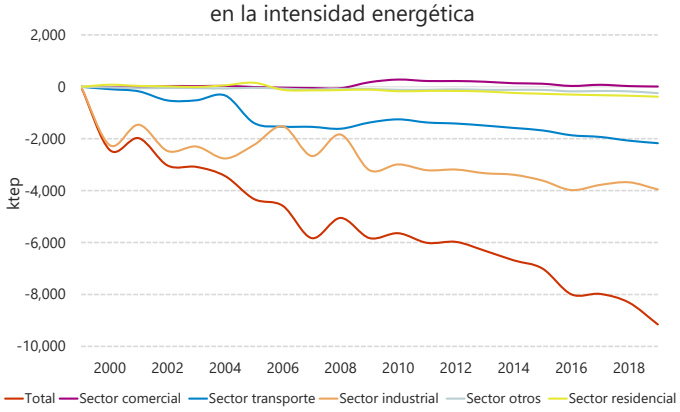
Intensidades energéticas



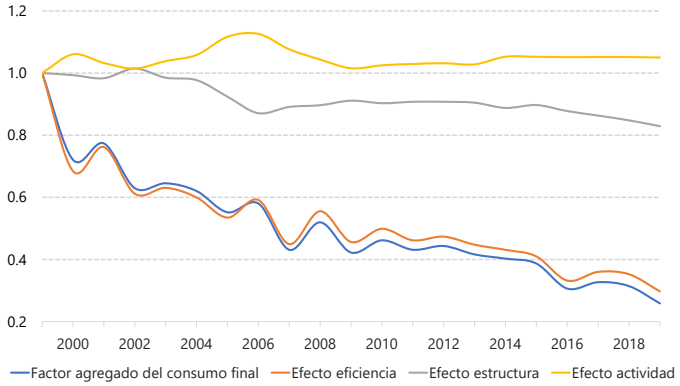
Intensidades energéticas sectoriales



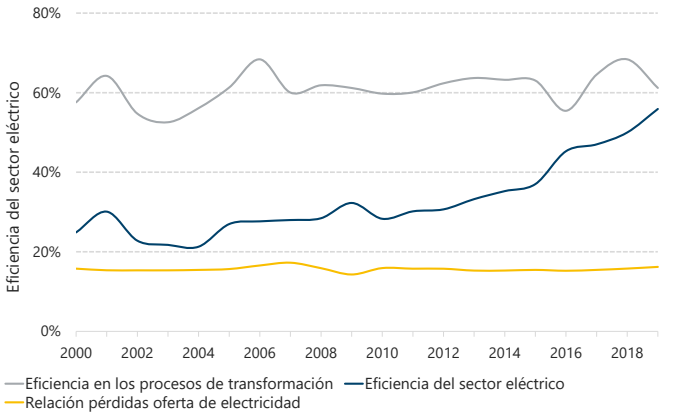
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



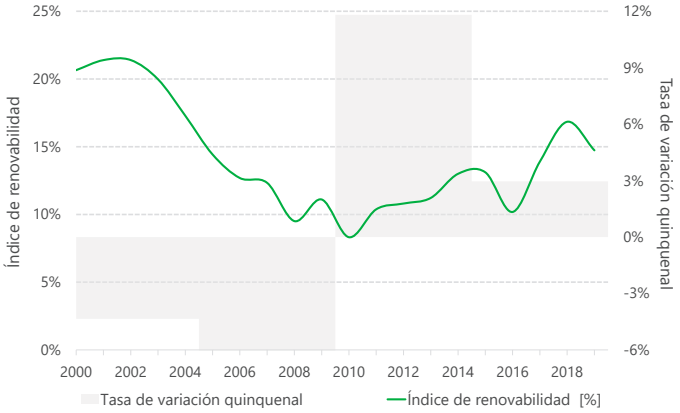
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



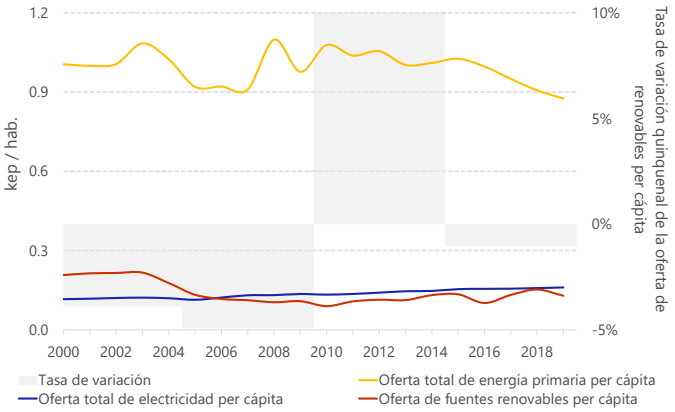
Eficiencia del sector eléctrico



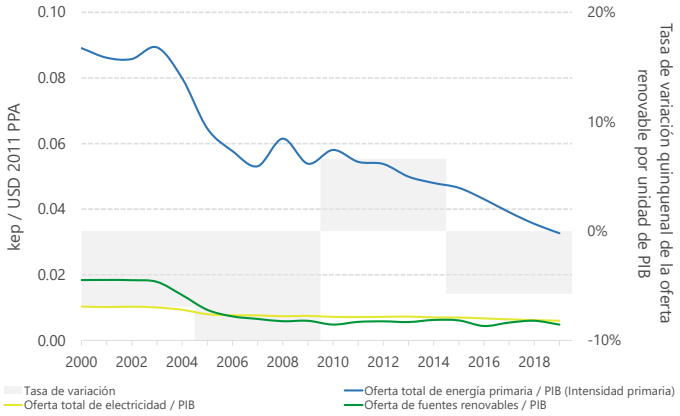
Índice de renovabilidad



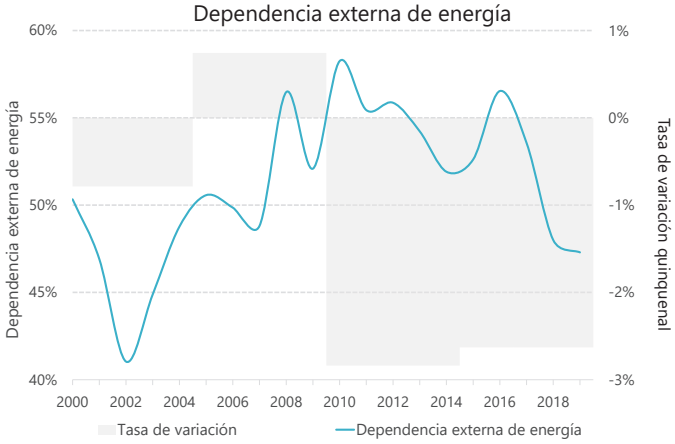
Oferta de energía per cápita



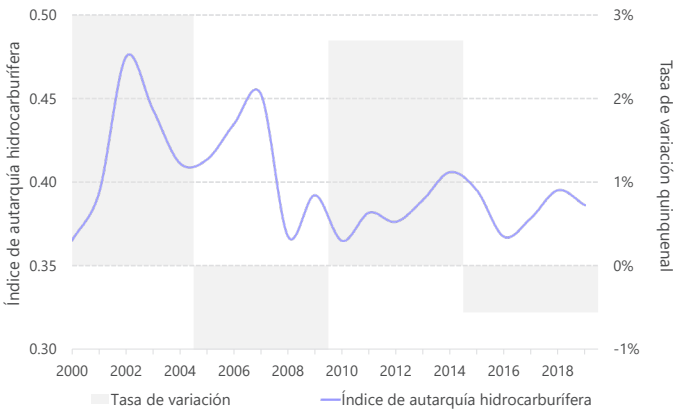
Ofertas de energía por unidad de PIB



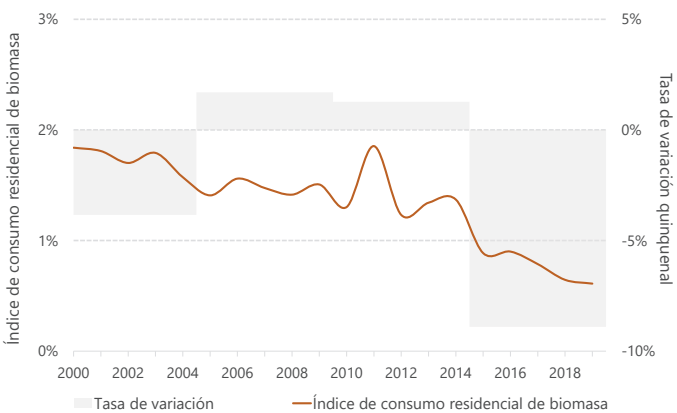
Dependencia externa de energía



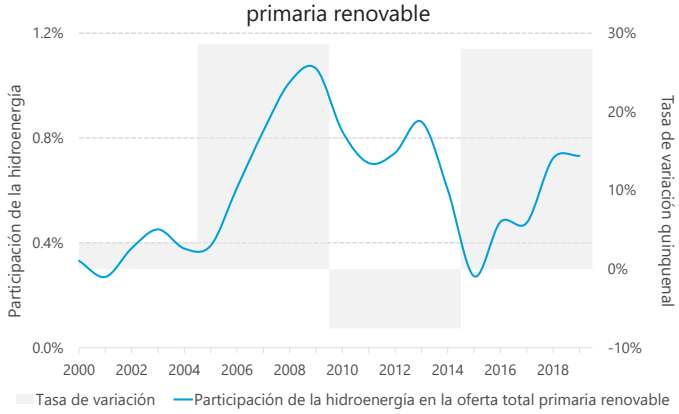
Índice de autarquía hidrocarburífera



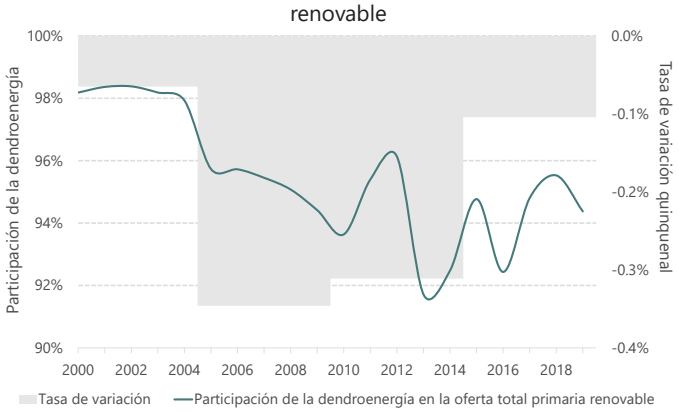
Índice de consumo residencial de biomasa



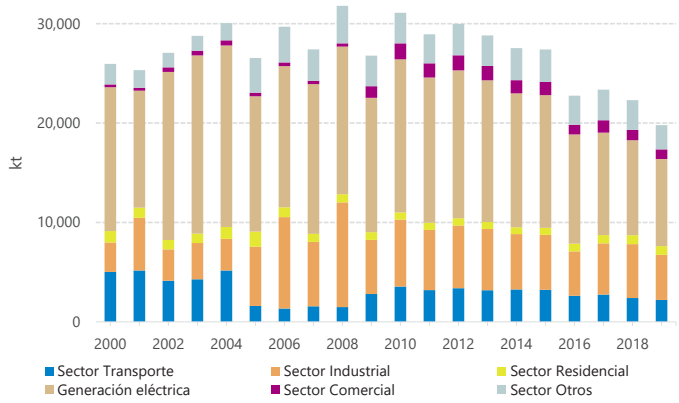
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



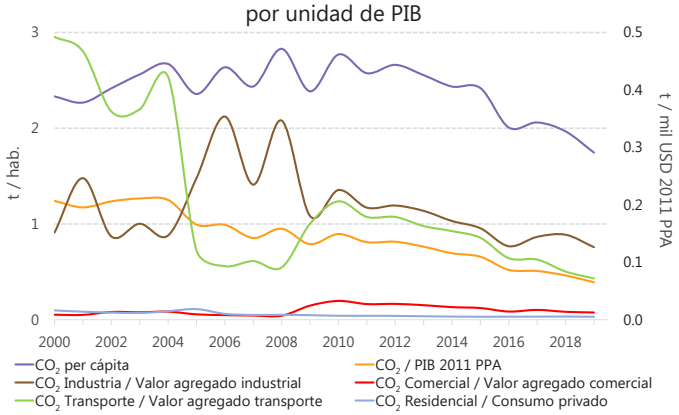
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



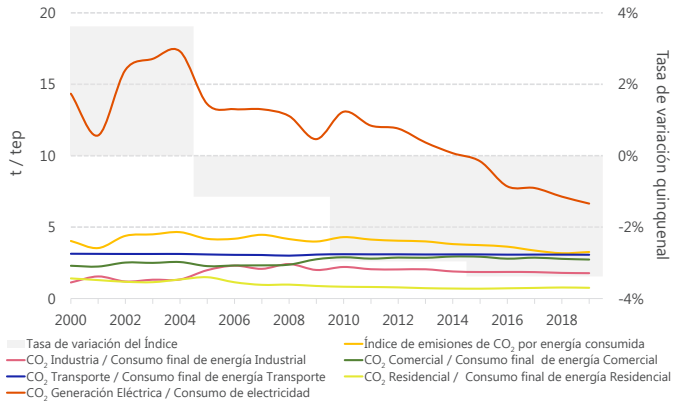
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



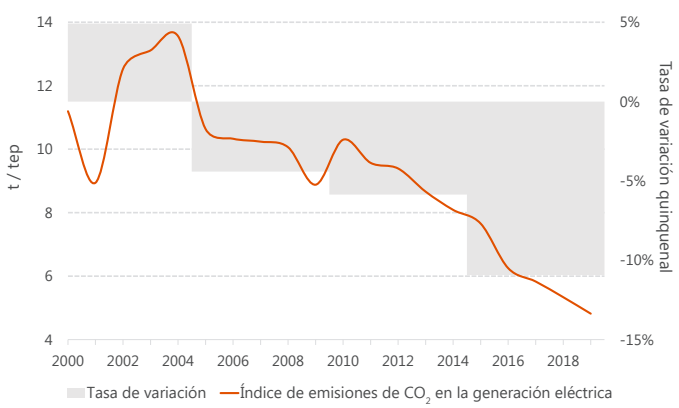
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



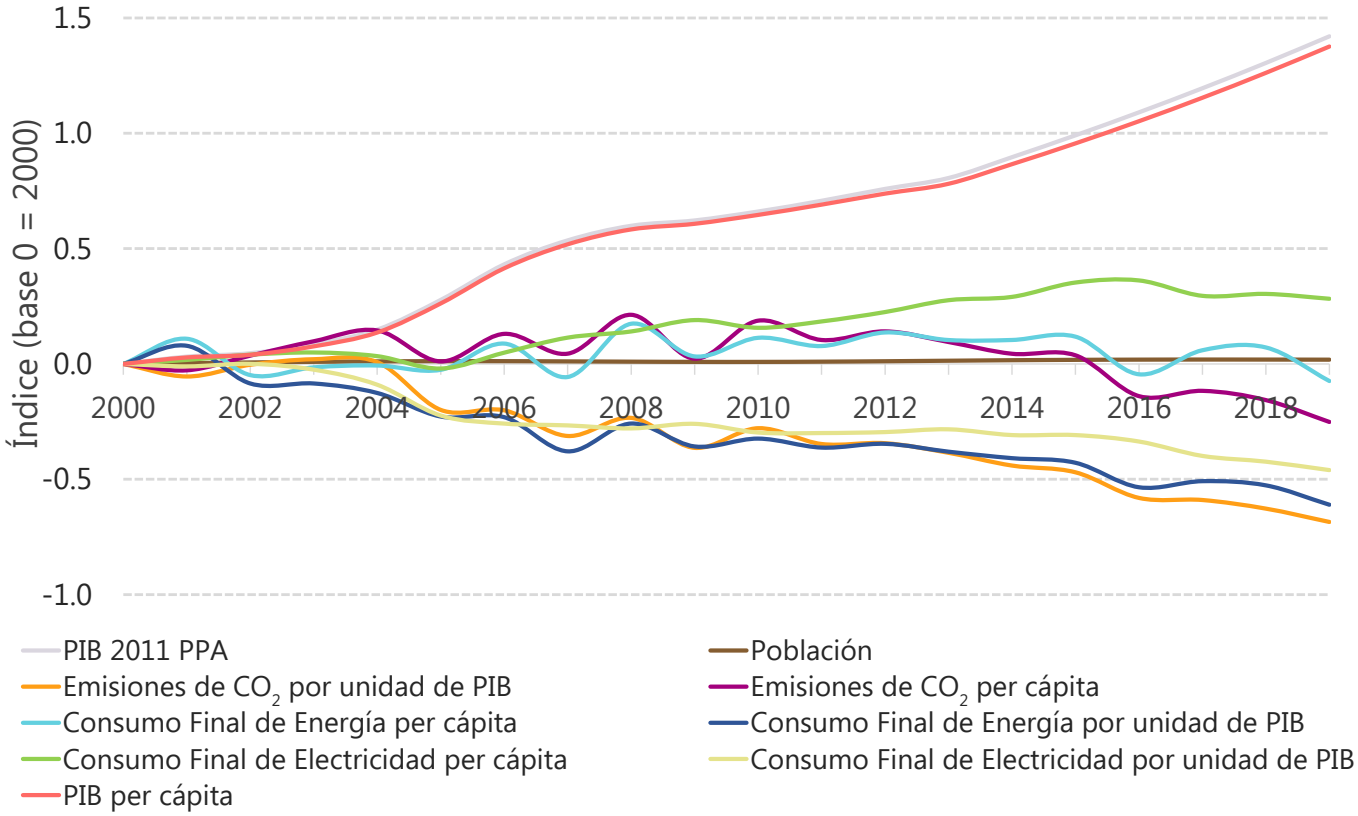
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



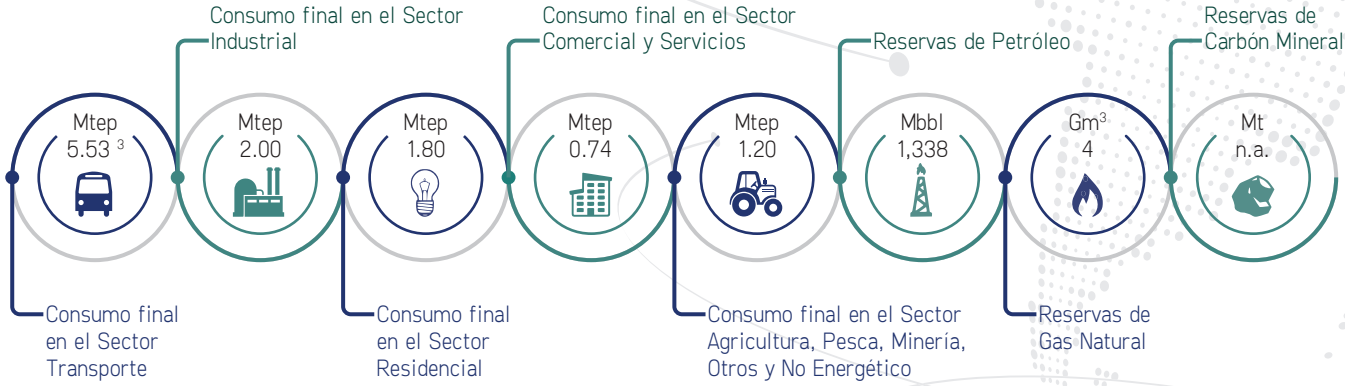


ECUADOR

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	17,643 [1]
Superficie (km^2)	256,370
Densidad de población (hab. / km^2)	69
Población urbana (%)	64
PIB USD 2010 (MUSD)	81,658 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	182,239 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10

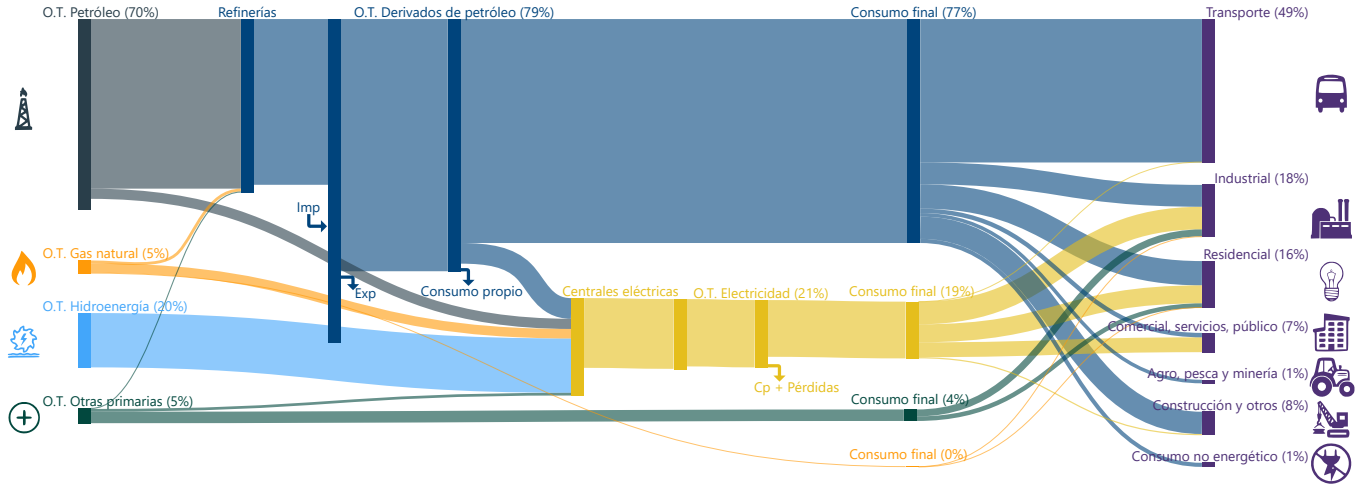
Sector Energético 2020



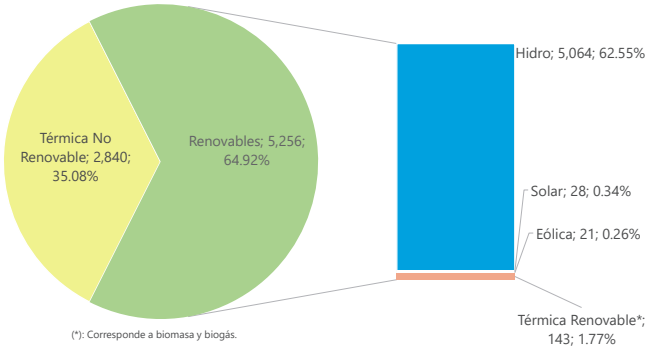
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Incluye búnker.
[4] Calculada como la relación entre la Oferta Total de Energía y el PIB PPA.
[5] Calculada como la relación entre el Consumo Final de Energía y el PIB PPA.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,441	0.64	97.20	13.72	28.27	6.10	20.44	11.28	175	8.10	0.08 [4] / 0.06 [5]
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

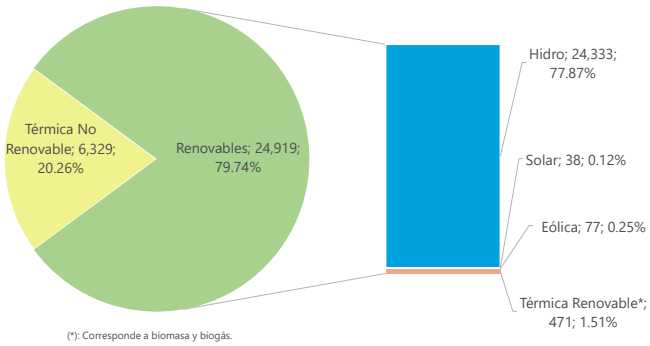
Balance energético resumido 2020



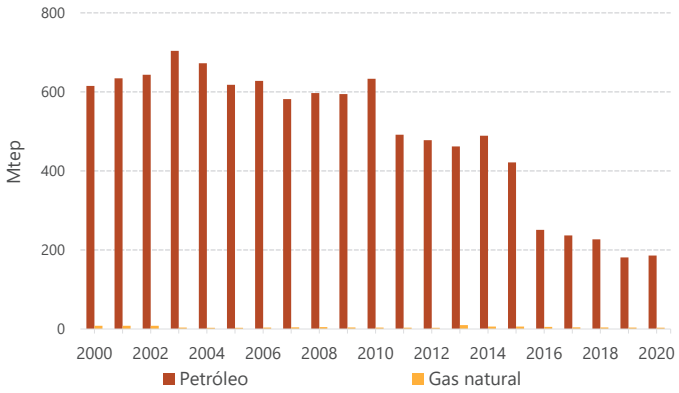
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



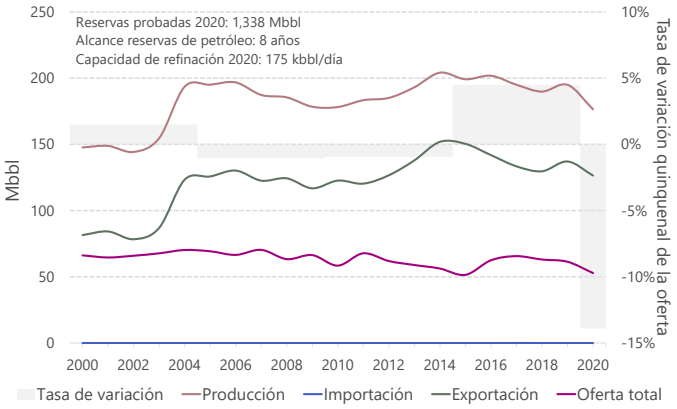
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



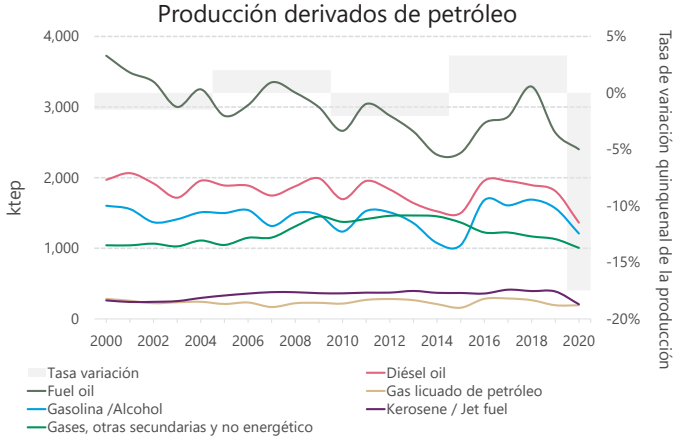
Reservas probadas de petróleo y gas natural



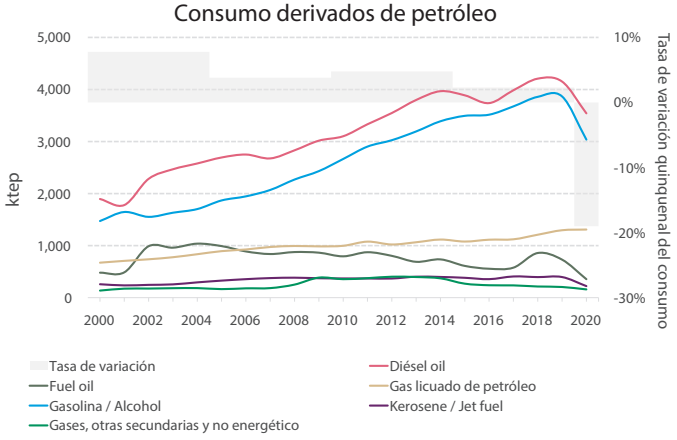
Oferta de petróleo



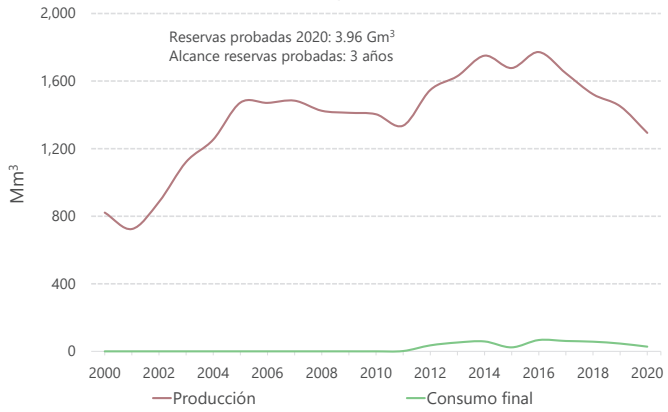
Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo

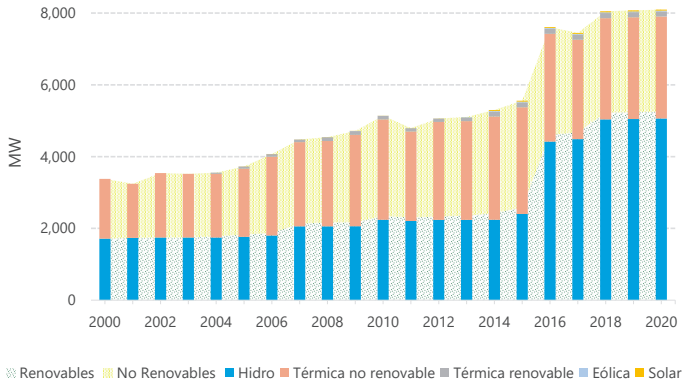


Oferta de gas natural

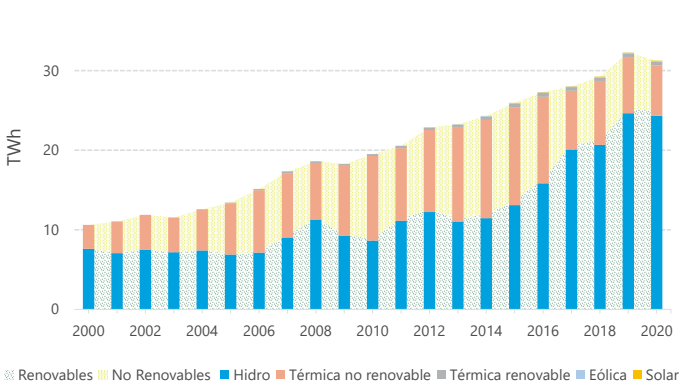


En el 2020 el 92% de la generación de energía en el país provino de centrales hidráulicas, el 7% de térmicas y el 1% de fuentes no convencionales (fotovoltaica, eólica, biomasa, biogás, geotermia, entre otras). Esta producción, marcada por energías amigables con el ambiente, logró satisfacer la demanda nacional de electricidad, así como la exportación de electrones a los países vecinos (Colombia y Perú).

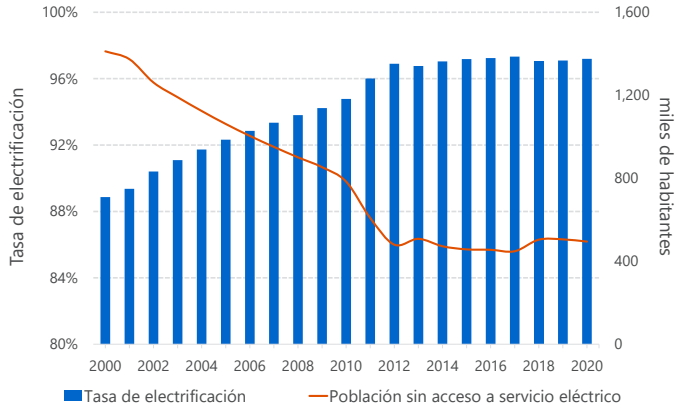
Capacidad instalada de generación eléctrica



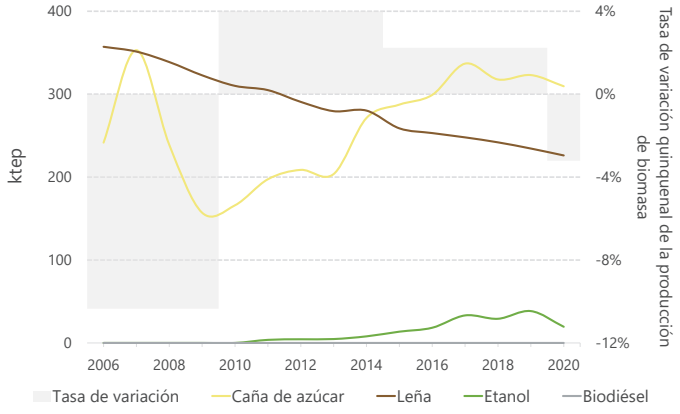
Generación eléctrica



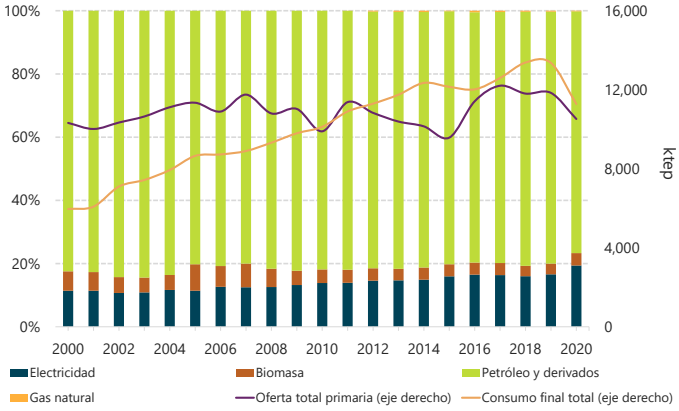
Tasa de electrificación



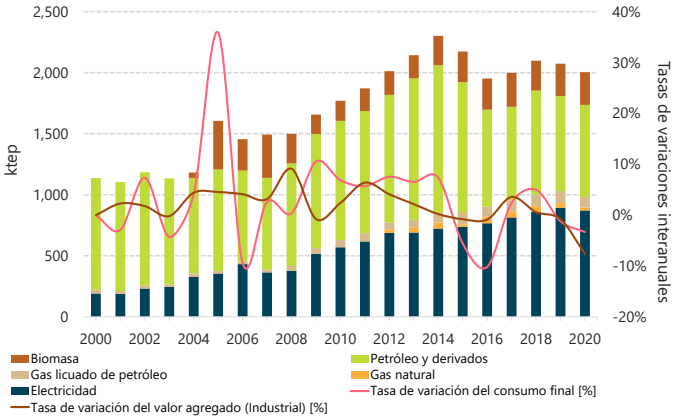
Producción de biomasa y biocombustibles



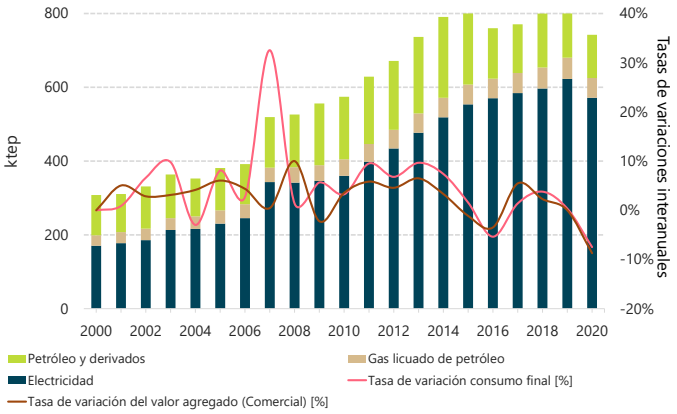
Consumo final de energía por fuente de energía



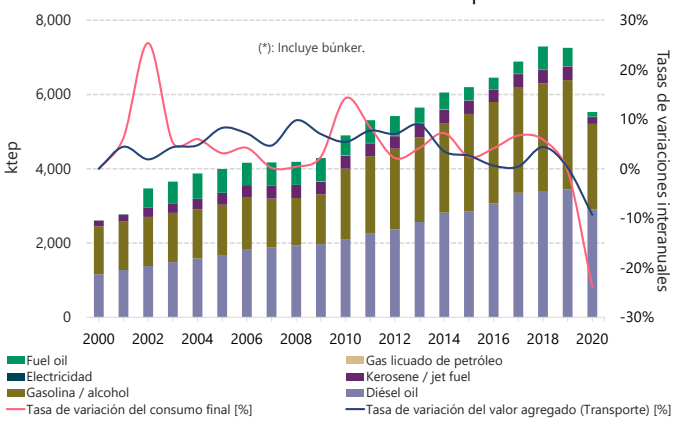
Consumo final del Sector Industrial



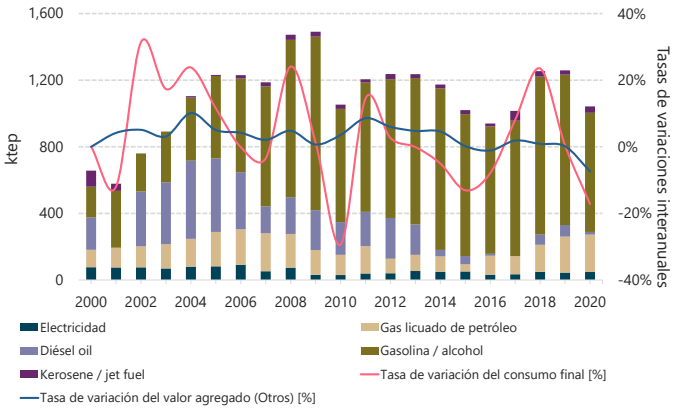
Consumo final del Sector Comercial



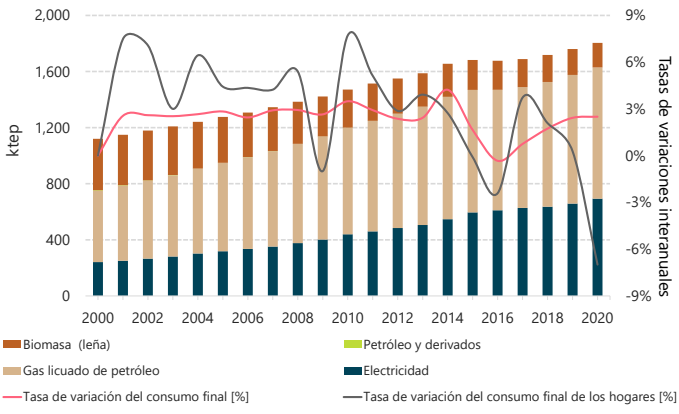
Consumo final del Sector Transporte*



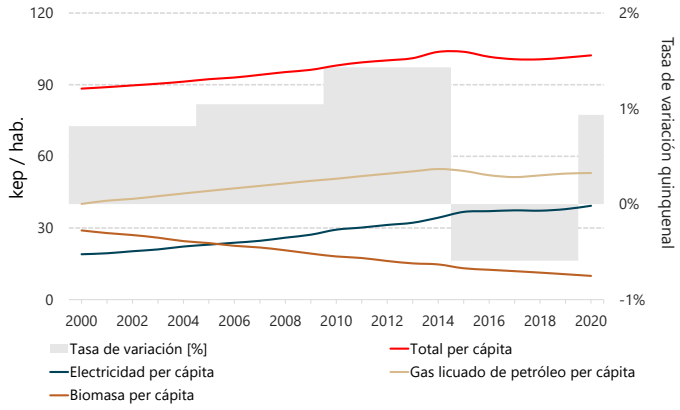
Consumo final del Sector Otros



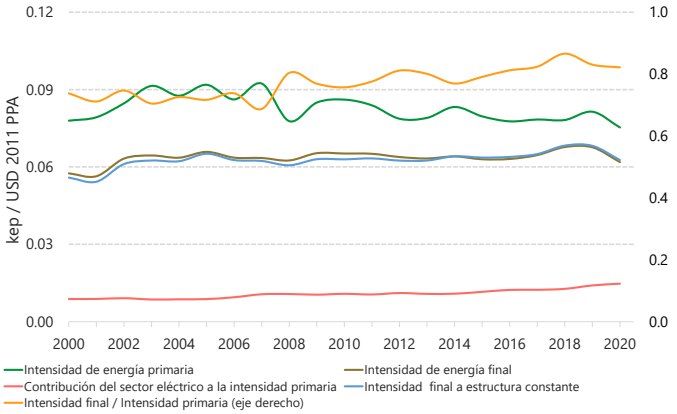
Consumo final del Sector Residencial



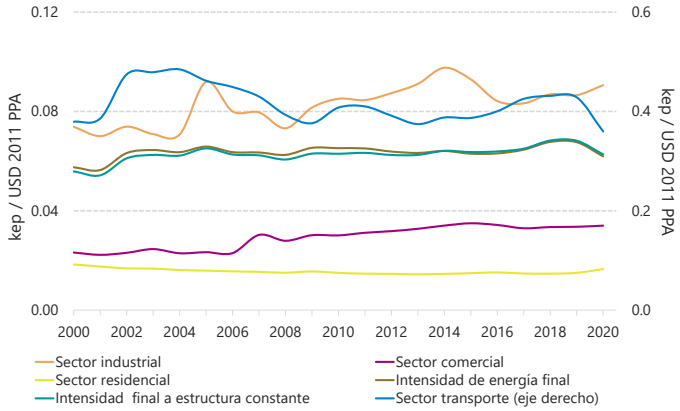
Consumo final per cápita Sector Residencial



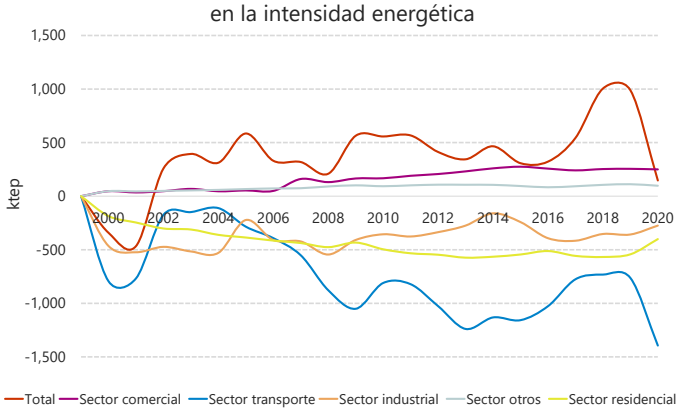
Intensidades energéticas



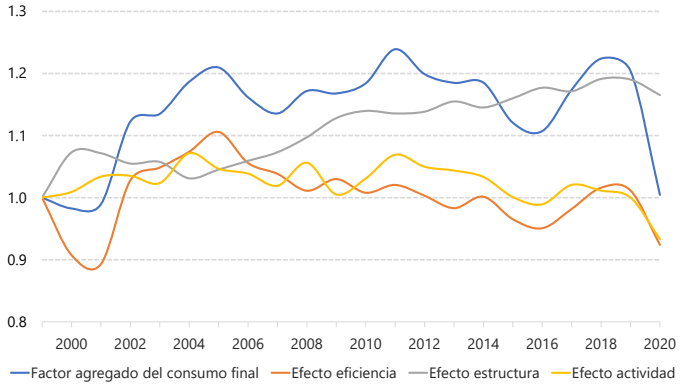
Intensidades energéticas sectoriales



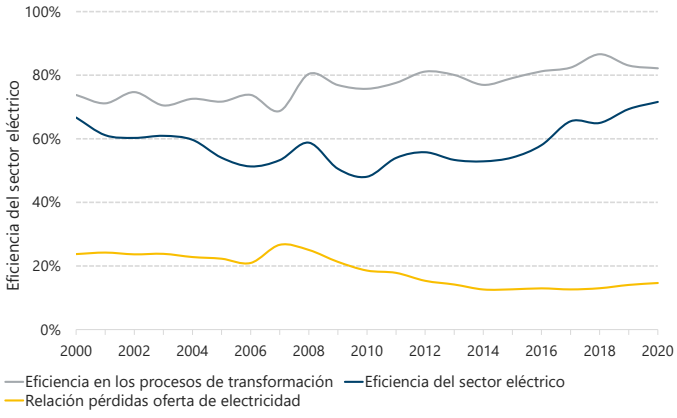
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



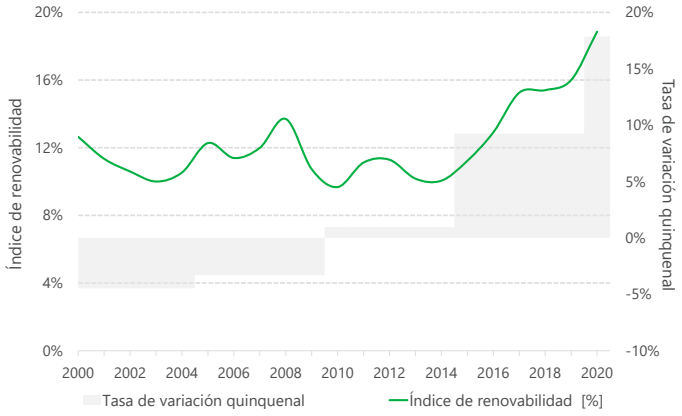
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



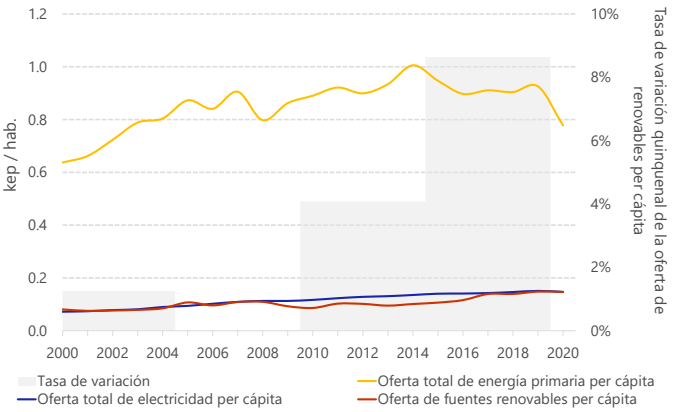
Eficiencia del sector eléctrico



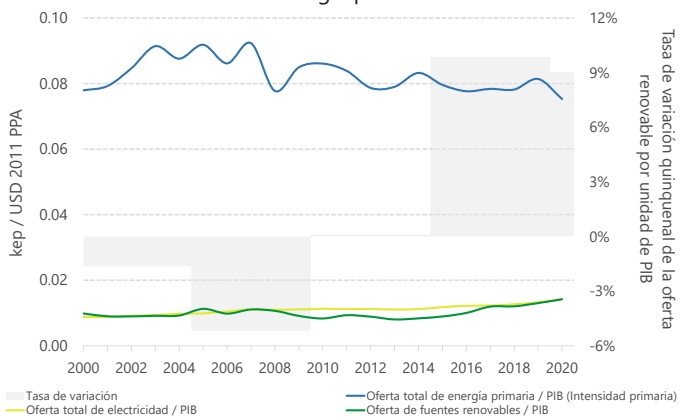
Índice de renovabilidad



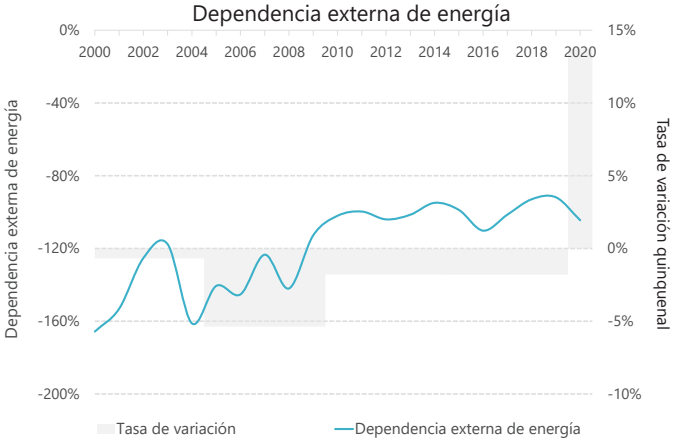
Oferta de energía per cápita



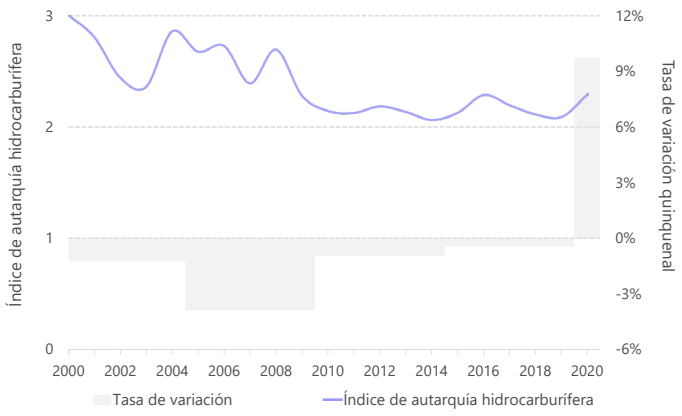
Ofertas de energía por unidad de PIB



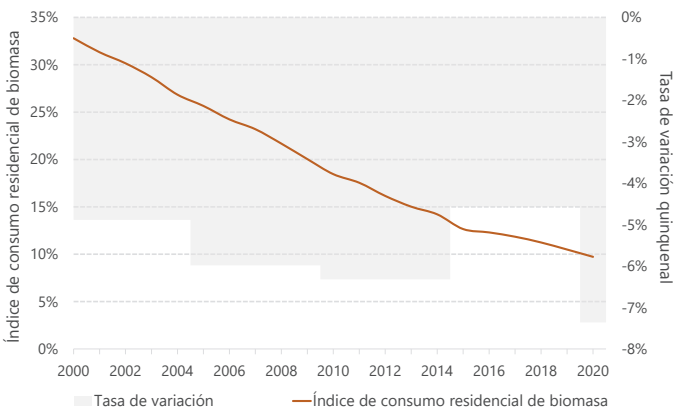
Dependencia externa de energía



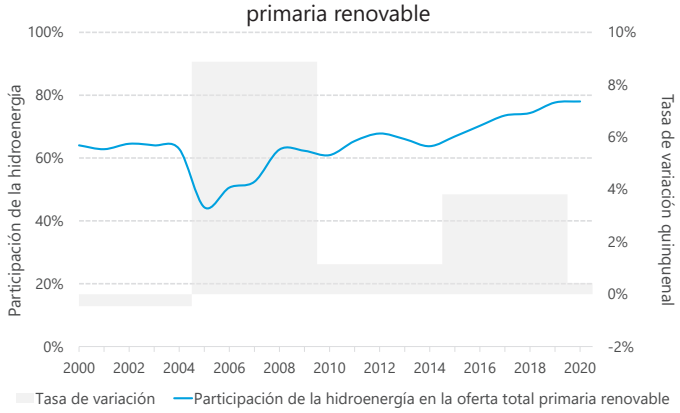
Índice de autarquía hidrocarburífera



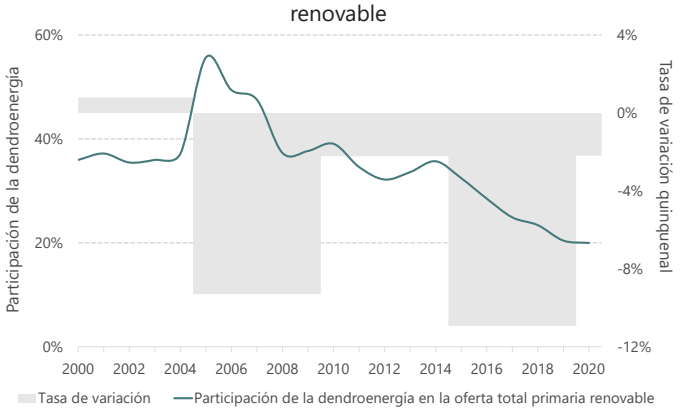
Índice de consumo residencial de biomasa



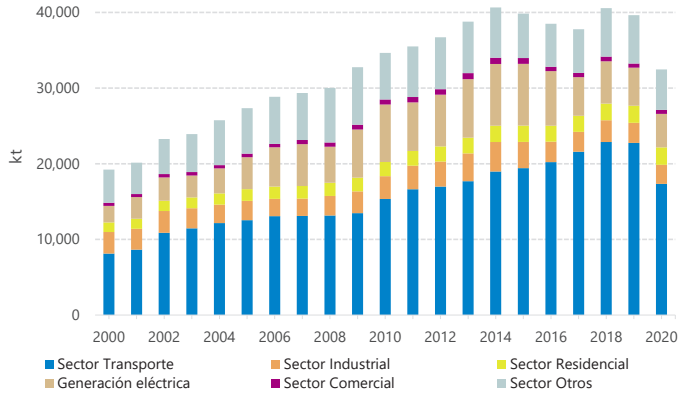
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



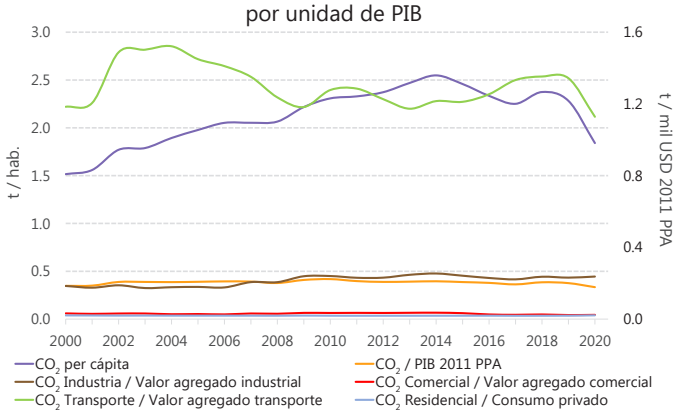
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



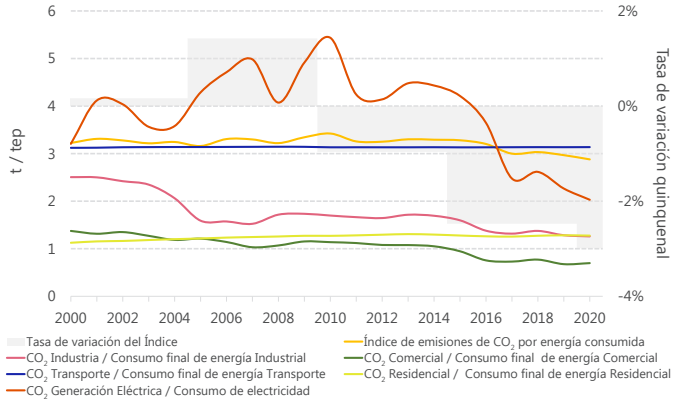
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



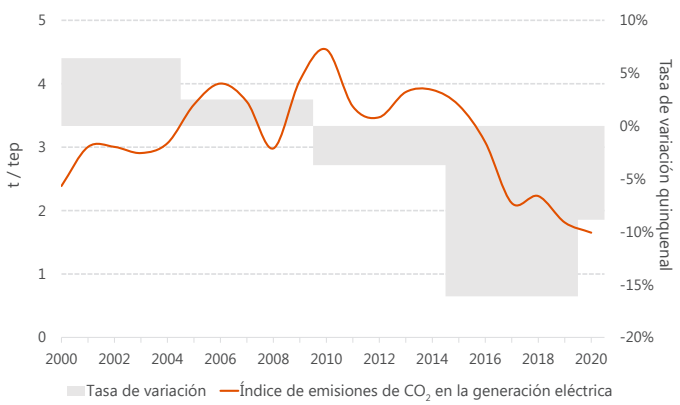
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



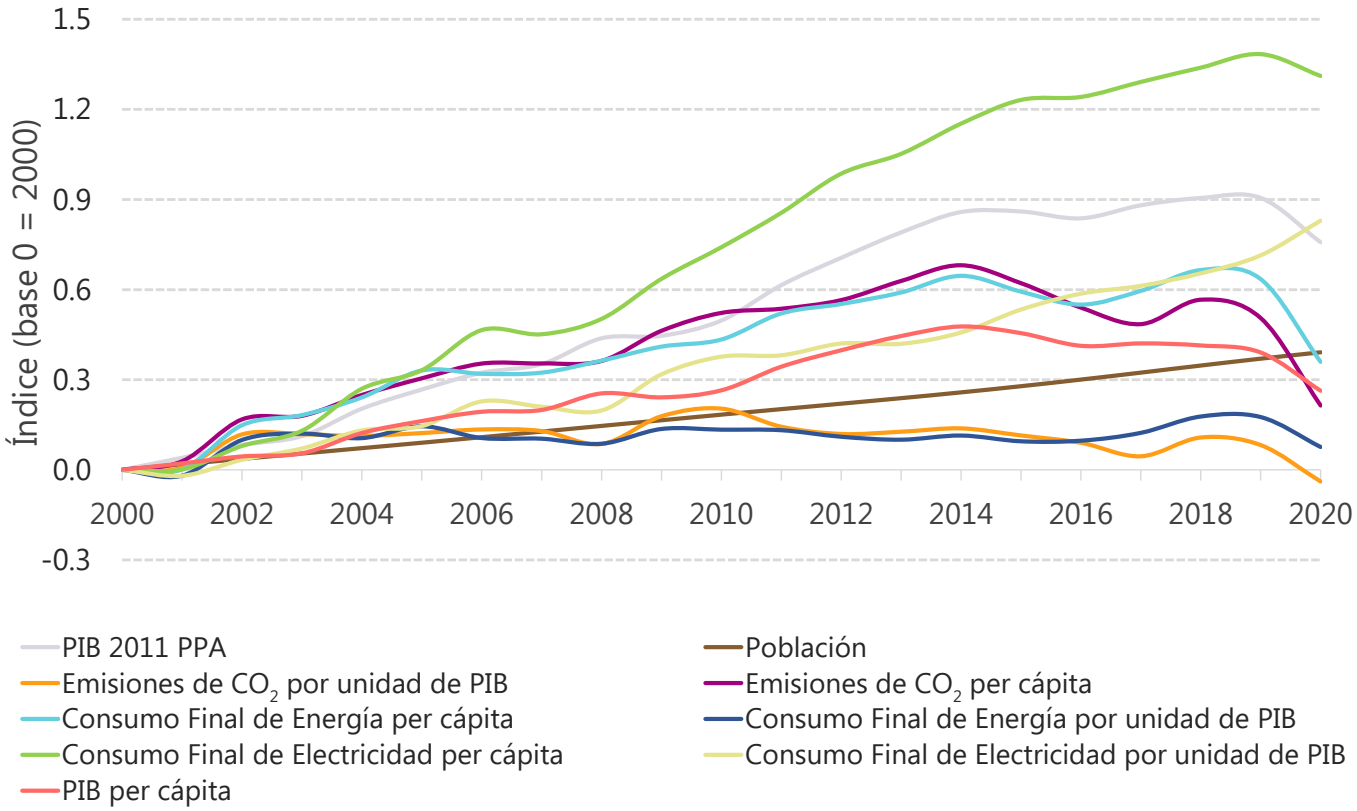
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



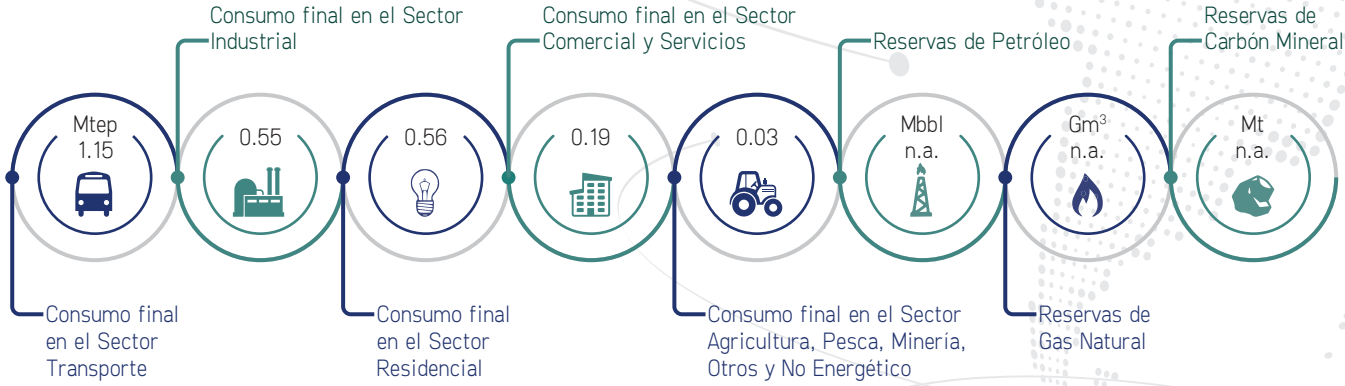
EL SALVADOR



Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	6,321 [1]
Superficie (km^2)	21,040
Densidad de población (hab. / km^2)	300
Población urbana (%)	62
PIB USD 2010 (MUSD)	21,271
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	52,256
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8

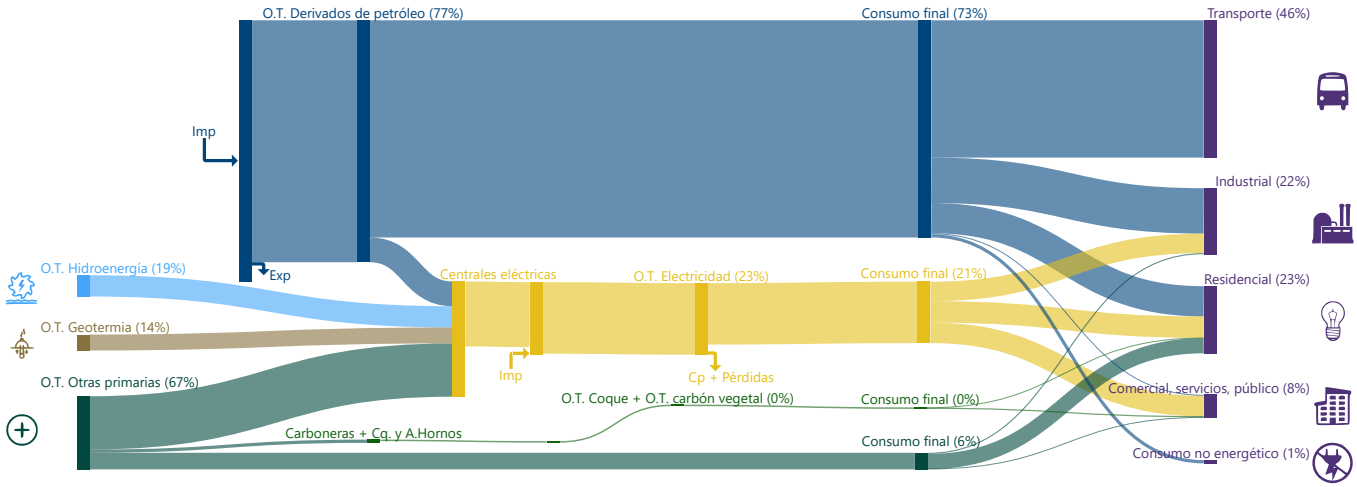
Sector Energético 2020



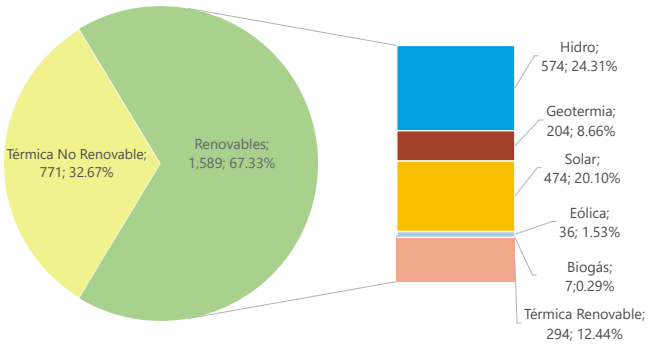
[1] Dirección General de Estadísticas y Censos - El Salvador.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
947	0.39	97.80	3.01	0.93	2.26	0.17	2.49	n.a.	2.36	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

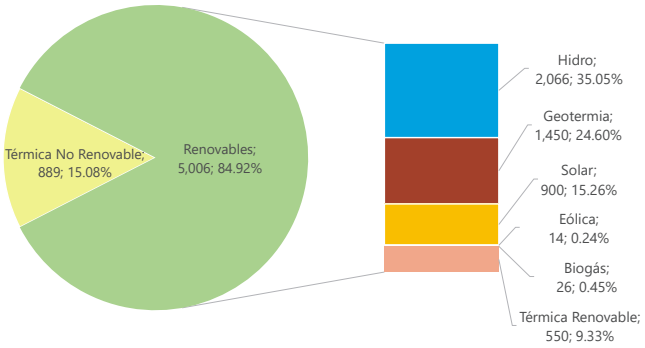
Balance energético resumido 2020



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020

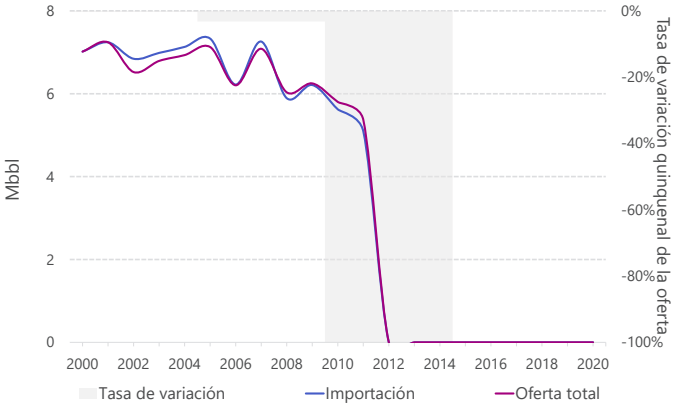


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



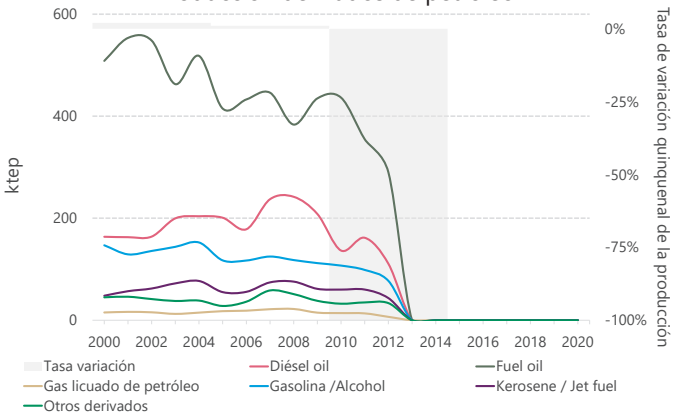
En septiembre del 2012, la Refinería Salvadoreña (RASA) en Acajutlá cerró sus operaciones.

Oferta de petróleo

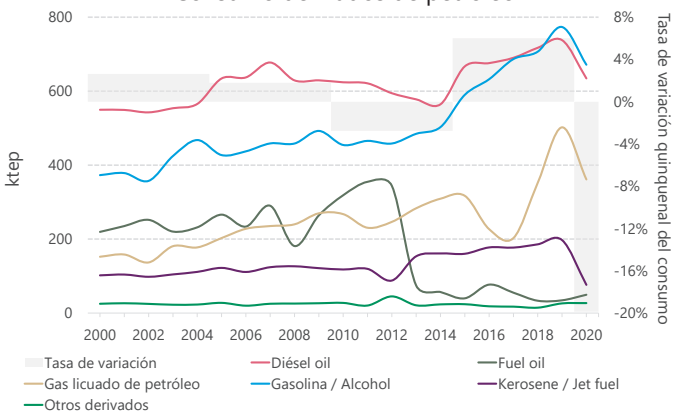


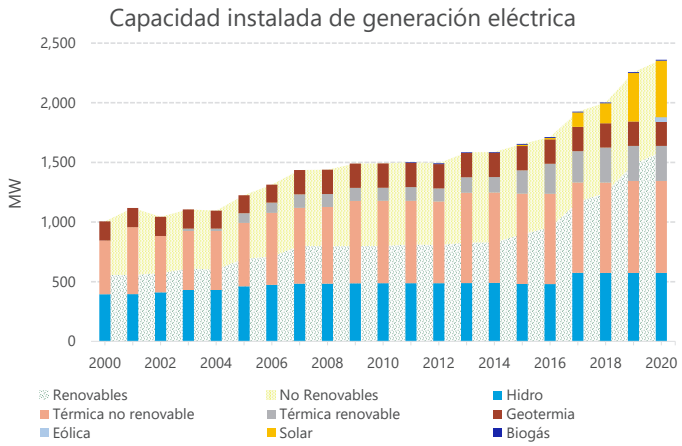
EL SALVADOR

Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo



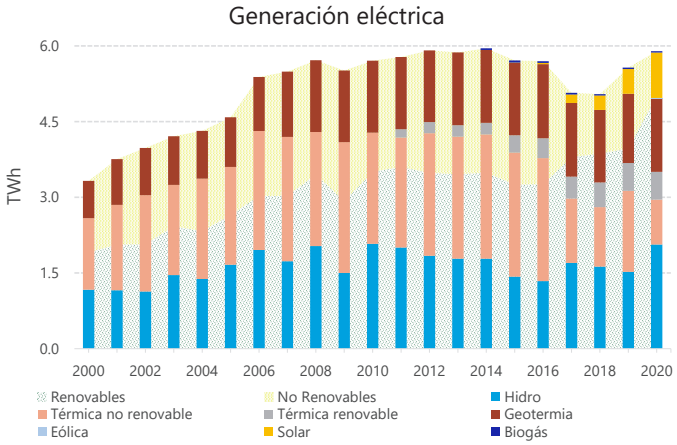


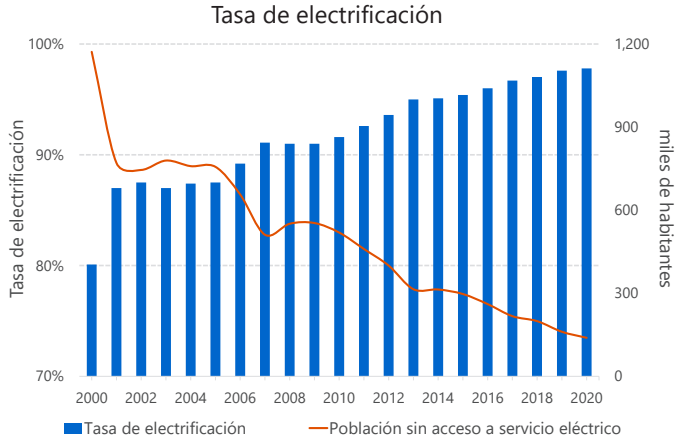
En el mes de abril del año 2020 entraron en operación comercial en el mercado mayorista de electricidad dos plantas de generación solar fotovoltaicas, que sumaron 110 MW al parque generador de El Salvador. La planta de mayor tamaño son las instalaciones de las plantas **Albireo I y II** que son de 50 MW cada una, totalizando 100 MW.

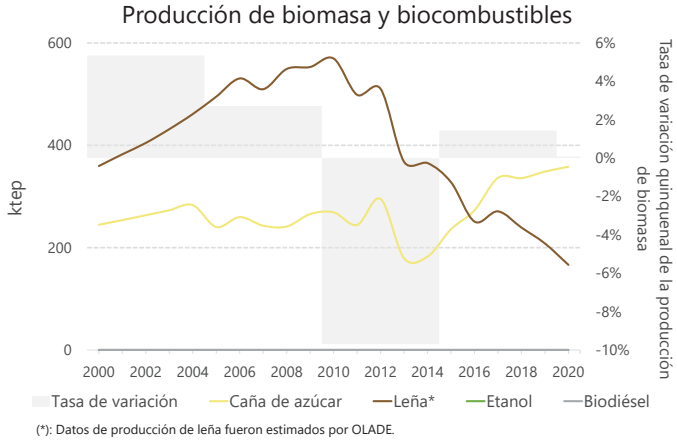
En el primer semestre del 2020 entró en operación comercial la planta de **Sonsonate Solar** de 10 MW, que cuenta con instalaciones fijas sobre el suelo. Adicionalmente, como parte del impulso de la generación distribuida renovable, en el año 2020, iniciaron operación comercial 19 proyectos que a partir de recursos hidroeléctrico y solar fotovoltaico suman una capacidad instalada de 30.93 MW.

La capacidad instalada de generación solar de El Salvador en el 2020 fue de 474.46 MW.

El parque eólico **Ventus** en el año 2020 se encontraba en construcción y a finales de diciembre tenía instalado 12 aerogeneradores, de los cuales se estaba comercializando la energía de 10 aerogeneradores al Mercado Mayorista de Electricidad, teniendo una capacidad disponible de 36 MW del total de 54 MW.

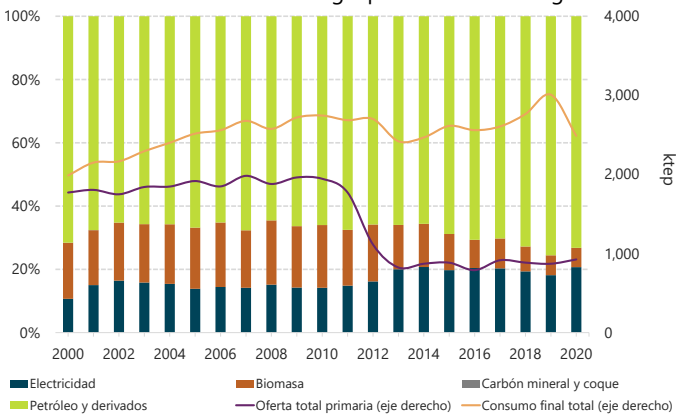




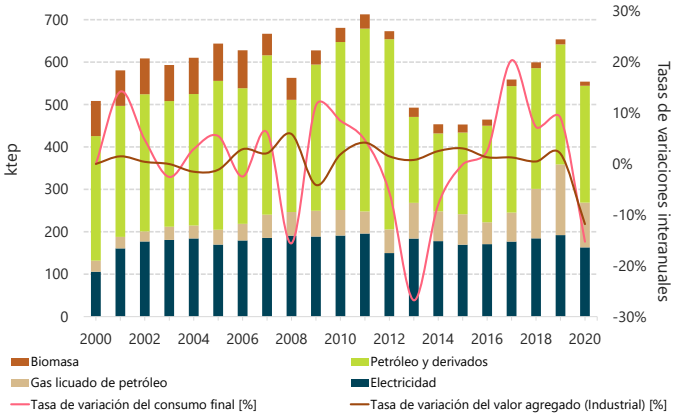


(*): Datos de producción de leña fueron estimados por OLADE.

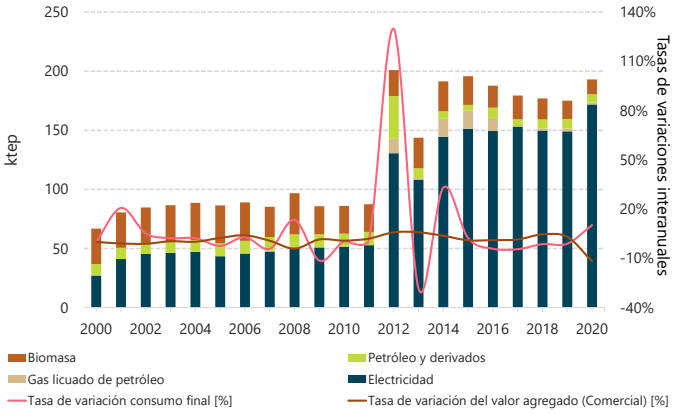
Consumo final de energía por fuente de energía



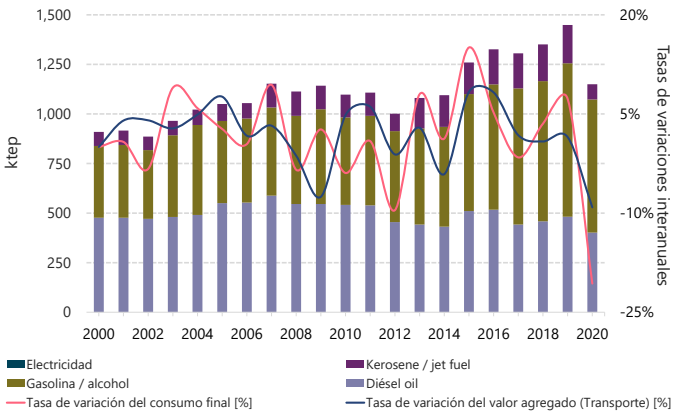
Consumo final del Sector Industrial



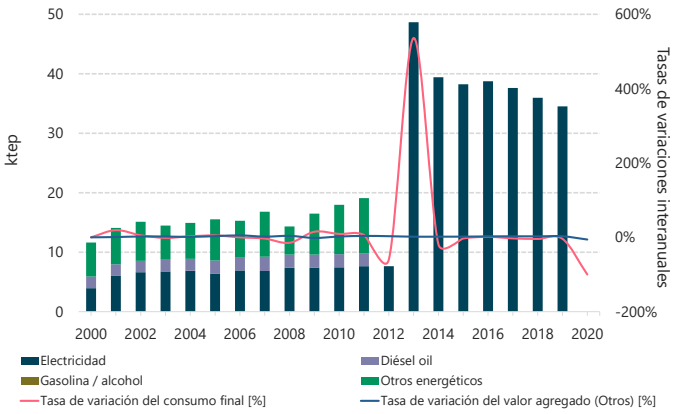
Consumo final del Sector Comercial



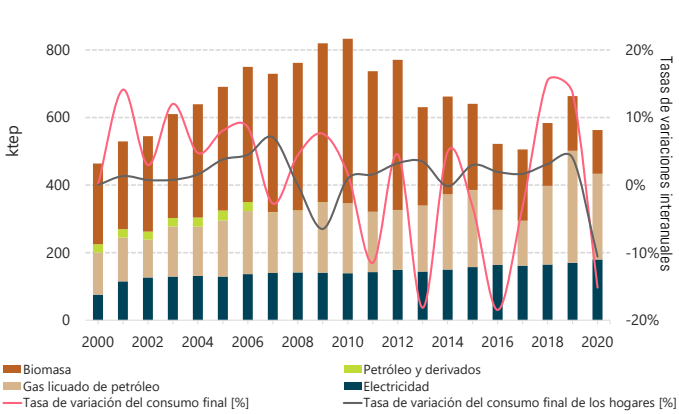
Consumo final del Sector Transporte



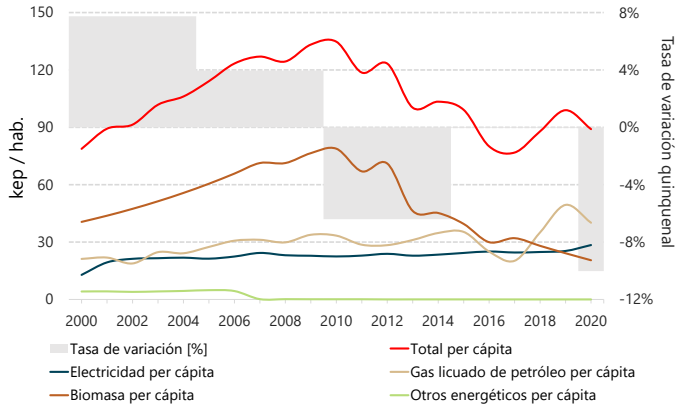
Consumo final del Sector Otros



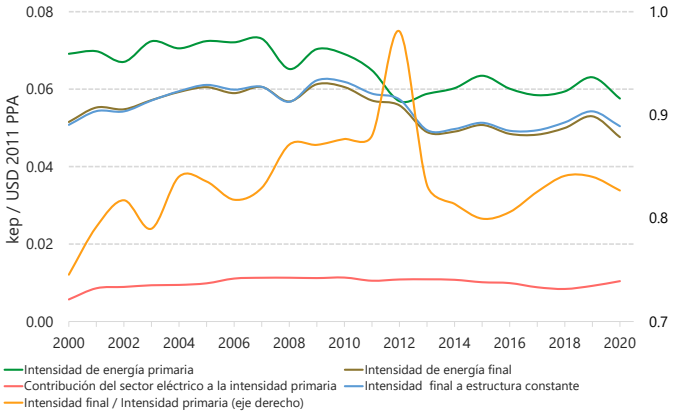
Consumo final del Sector Residencial



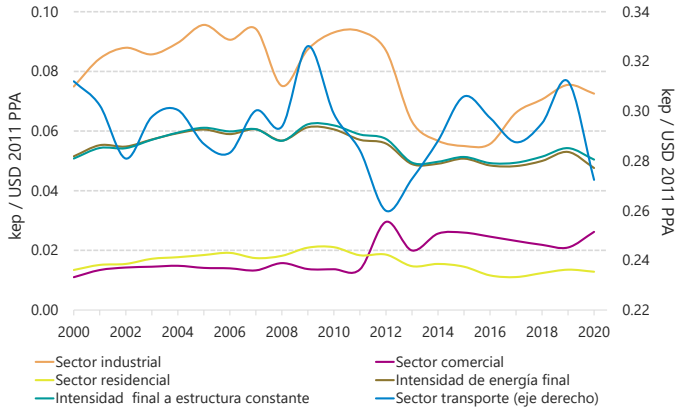
Consumo final per cápita Sector Residencial



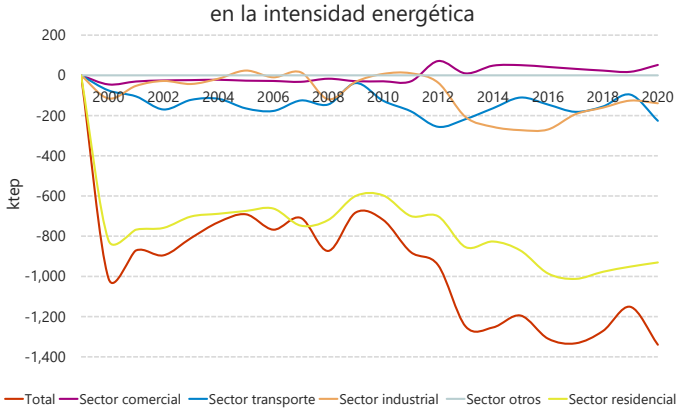
Intensidades energéticas



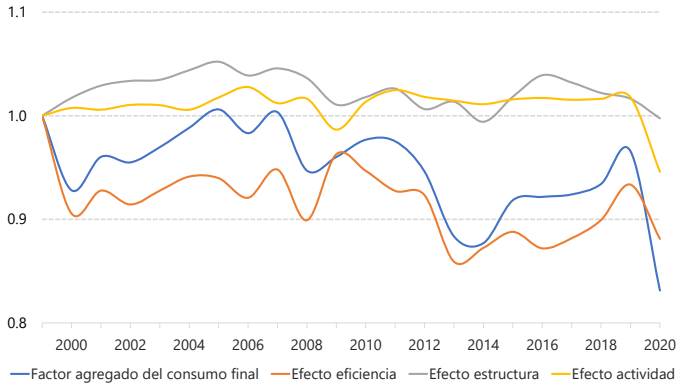
Intensidades energéticas sectoriales



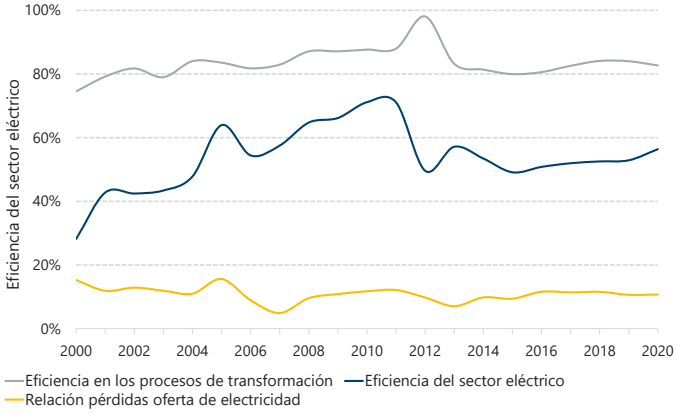
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



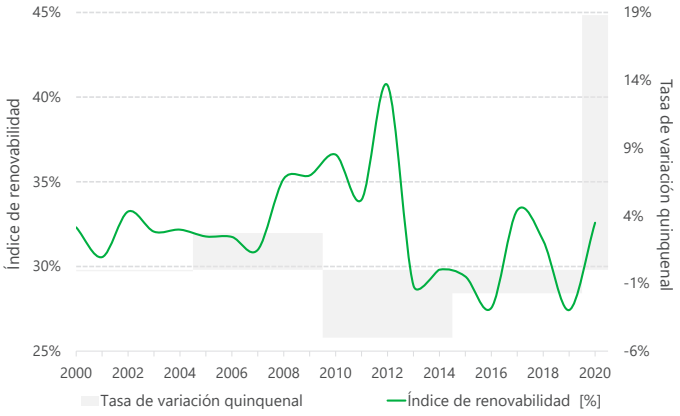
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



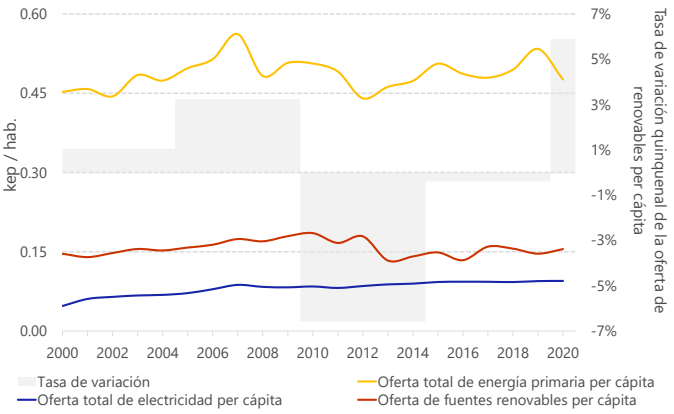
Eficiencia del sector eléctrico



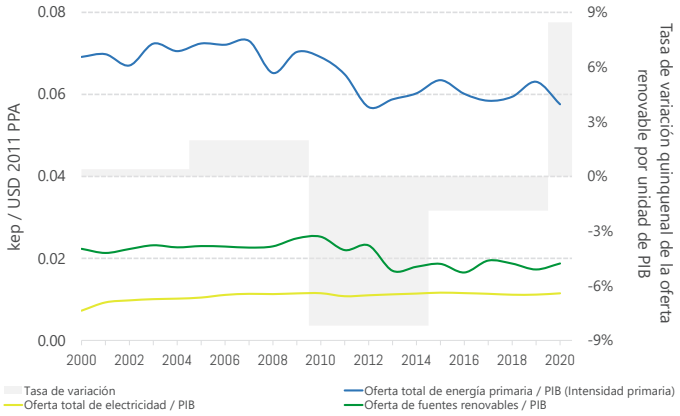
Índice de renovabilidad



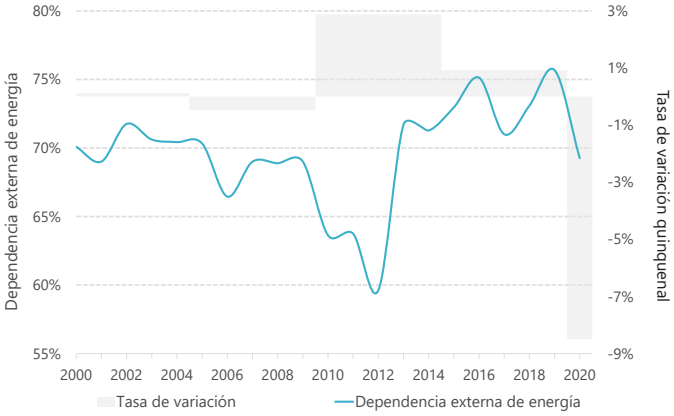
Oferta de energía per cápita



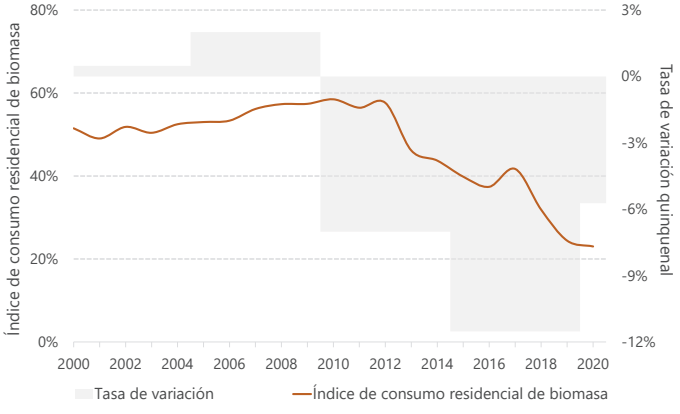
Ofertas de energía por unidad de PIB



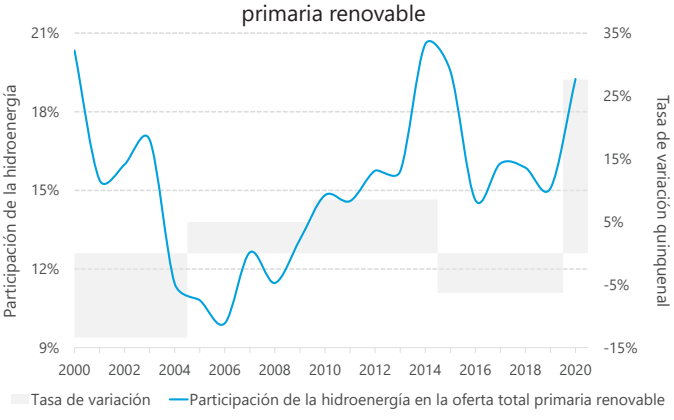
Dependencia externa de energía



Índice de consumo residencial de biomasa



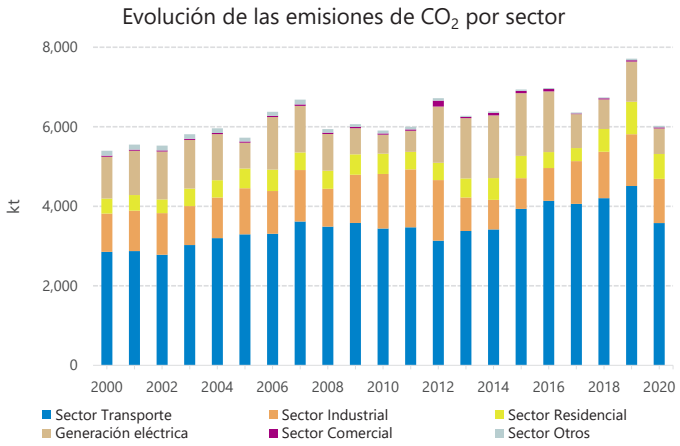
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



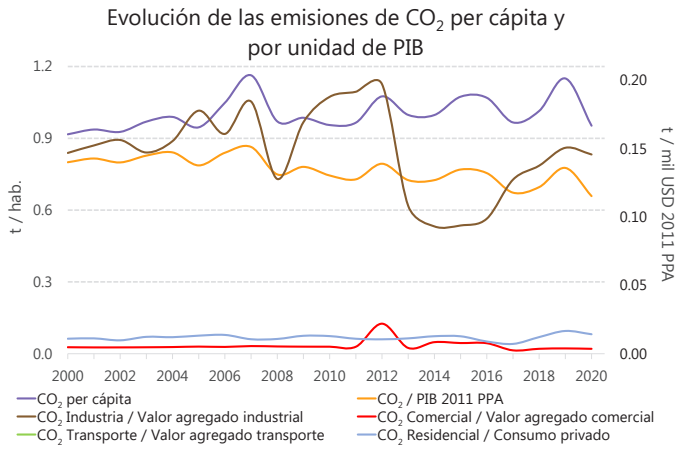
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



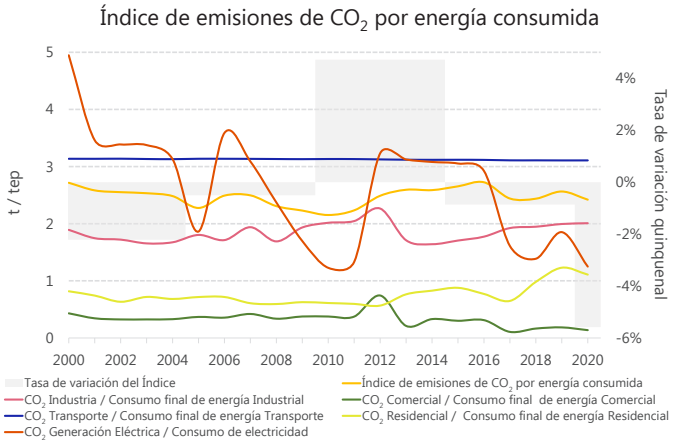
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



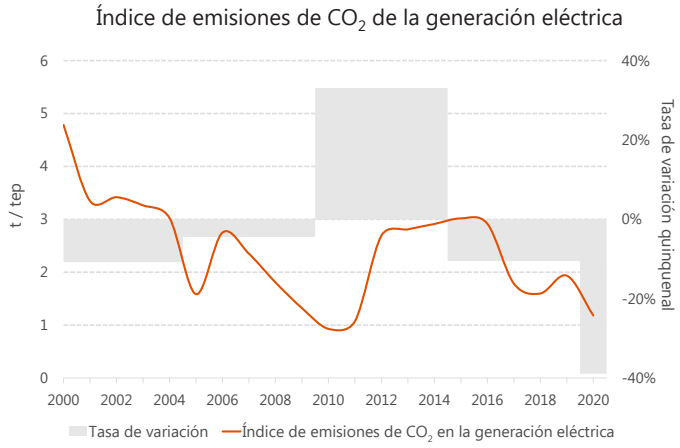
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



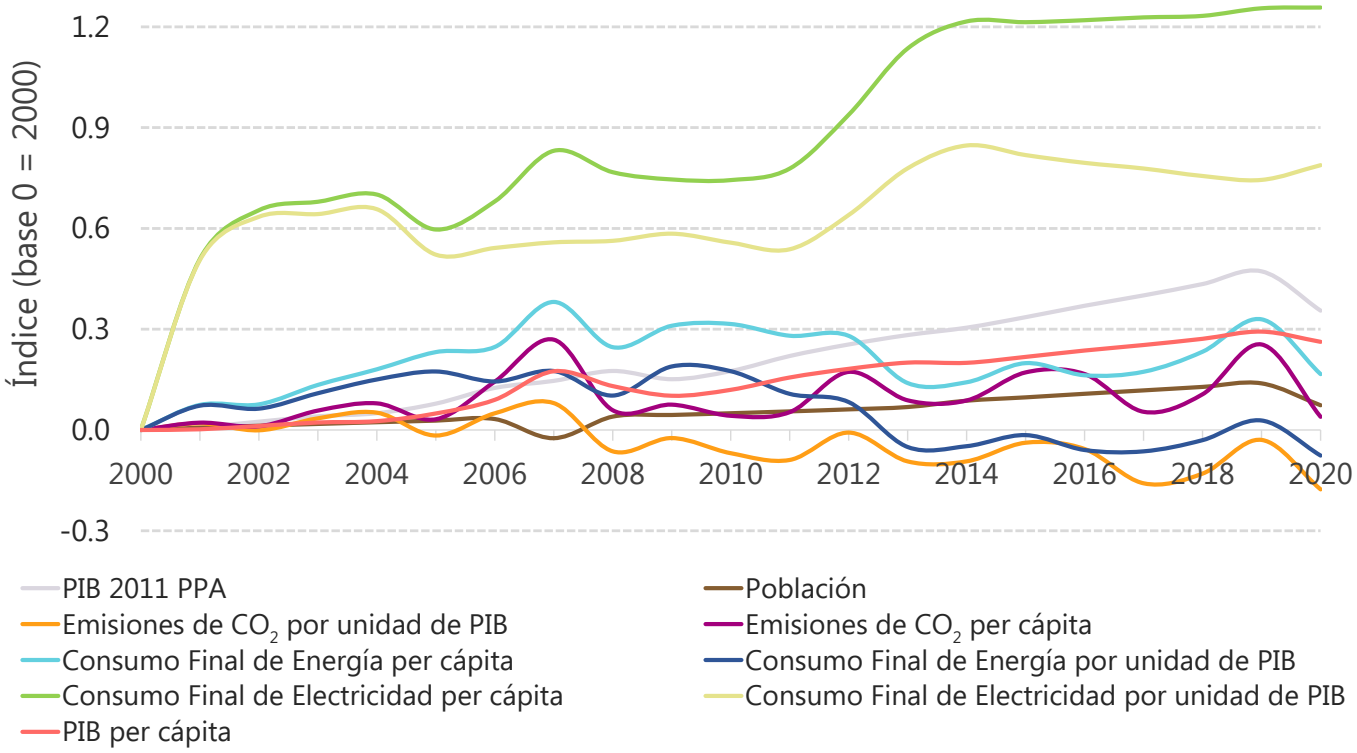
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



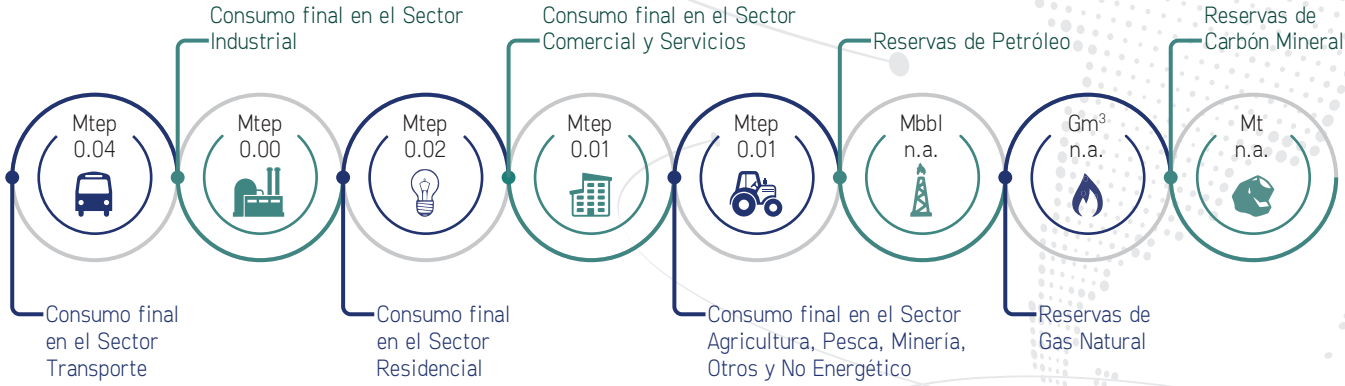
GRENADA



Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	113 [1]
Superficie (km^2)	340
Densidad de población (hab. / km^2)	331
Población urbana (%)	37
PIB USD 2010 (MUSD)	882 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,695 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

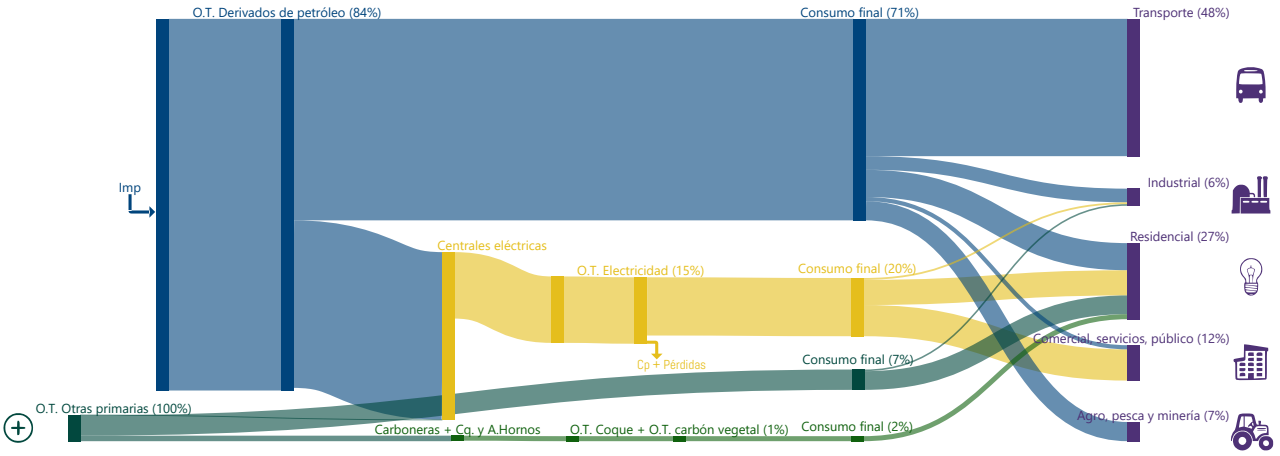
Sector Energético 2020



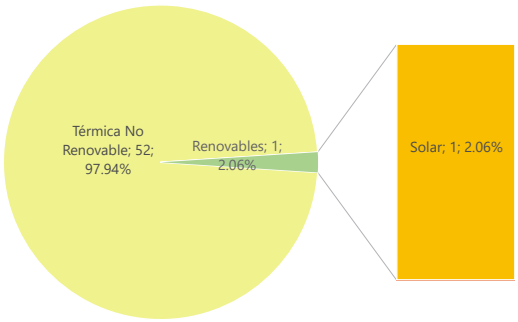
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
Nota: Los datos de oferta y demanda para el 2020 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,734	0.73	94.70	0.11	0.01	0.11	0.00	0.08	n.a.	0.05	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

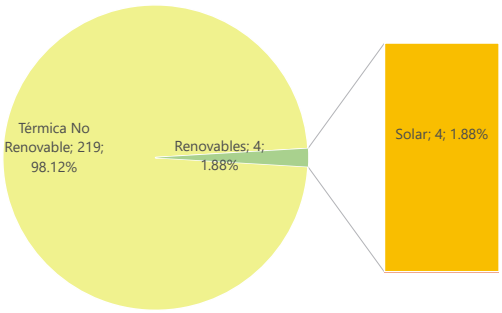
Balance energético resumido 2020



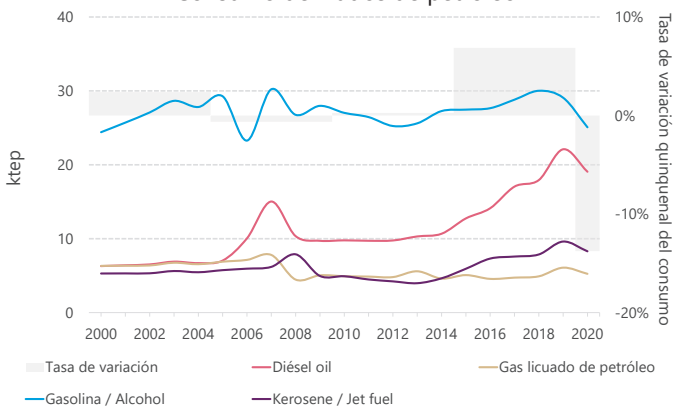
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



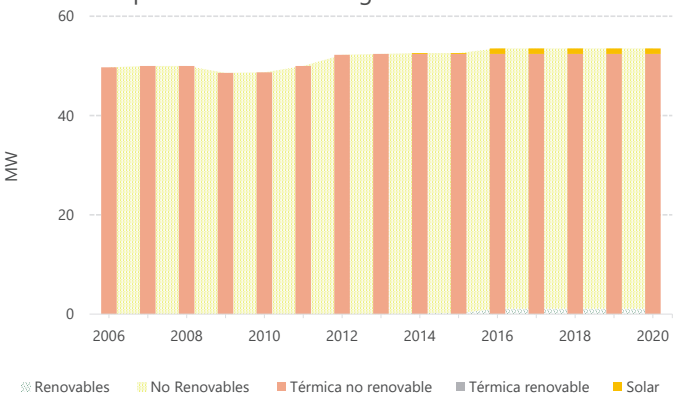
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



Consumo derivados de petróleo

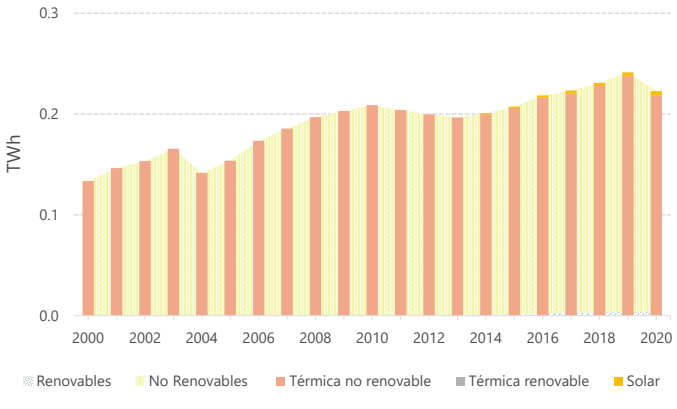


Capacidad instalada de generación eléctrica

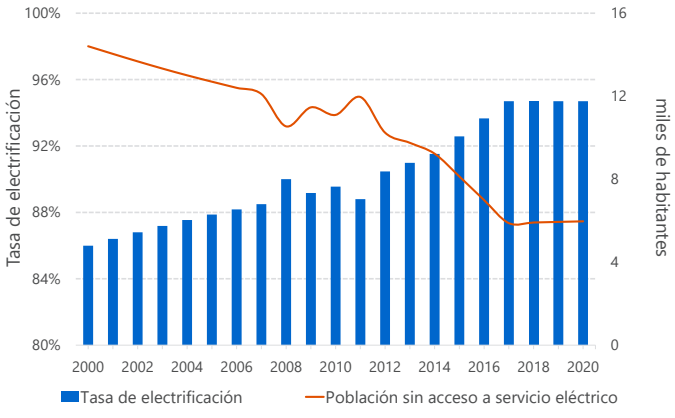


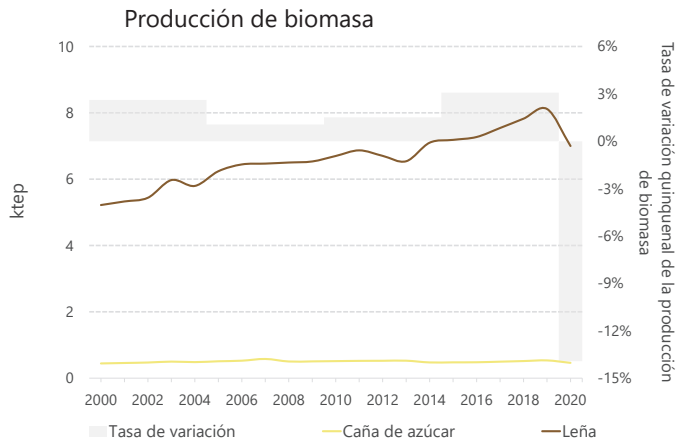
GRENADA

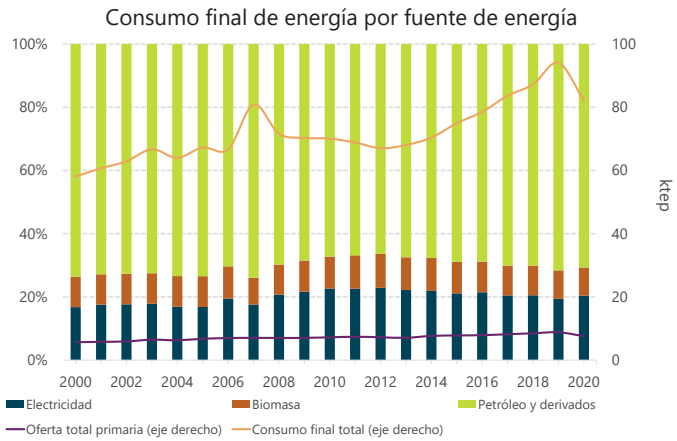
Generación eléctrica

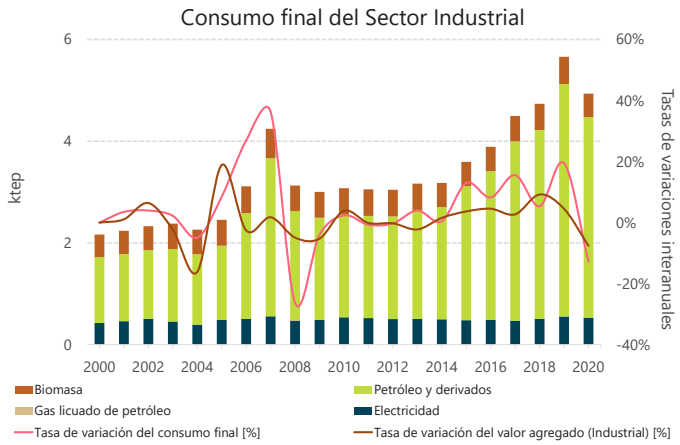


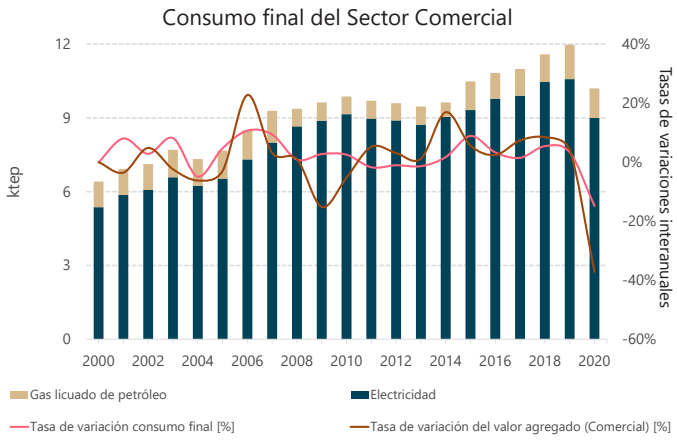
Tasa de electrificación

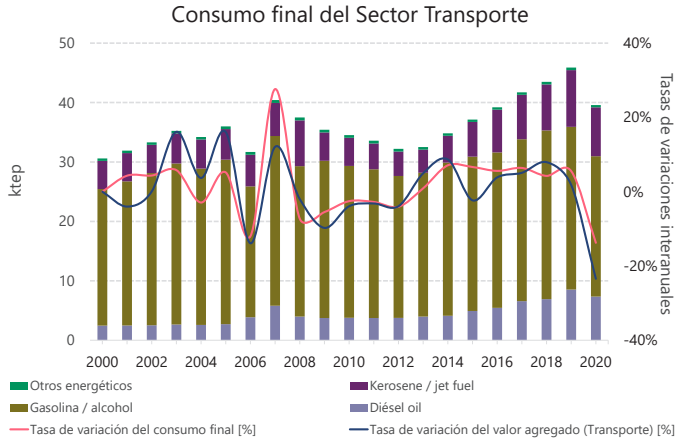


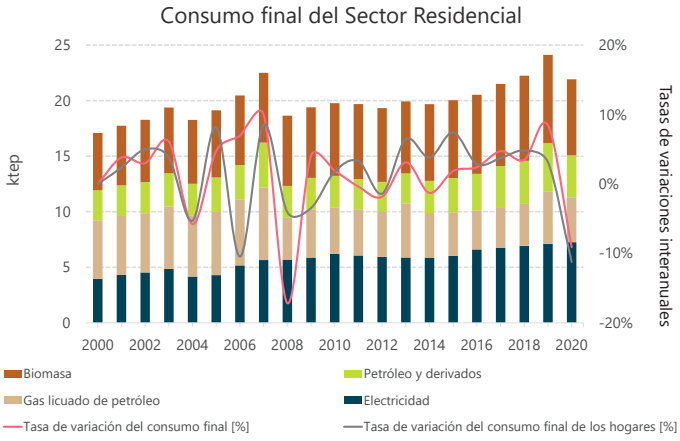

Producción de biomasa
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña


Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

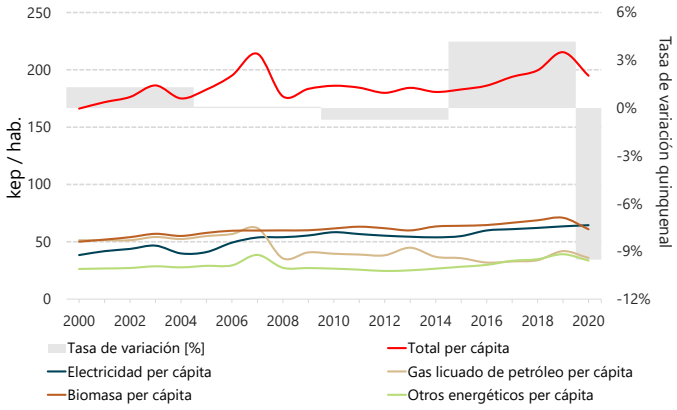

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]


Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

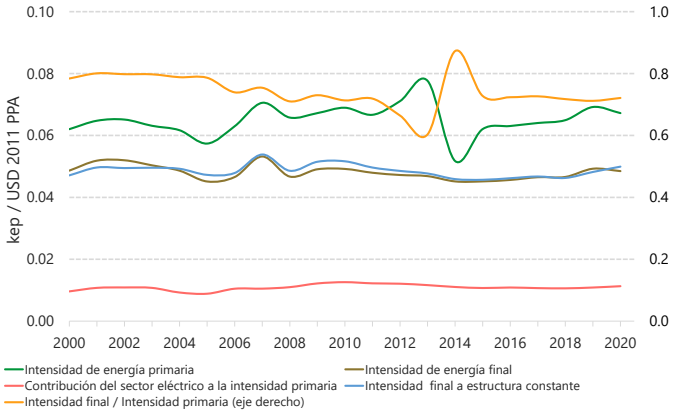

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Otros energéticos
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]


Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

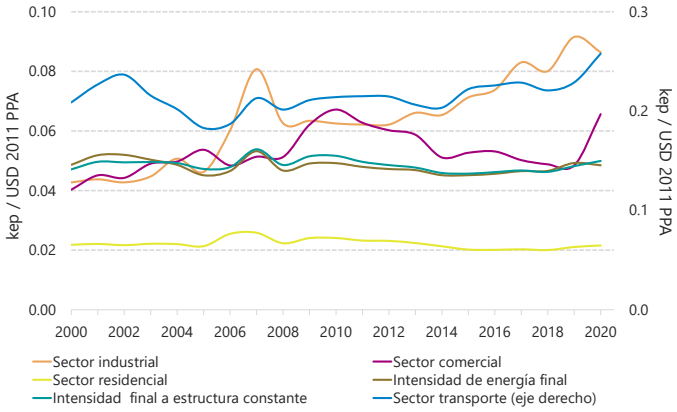
Consumo final per cápita Sector Residencial



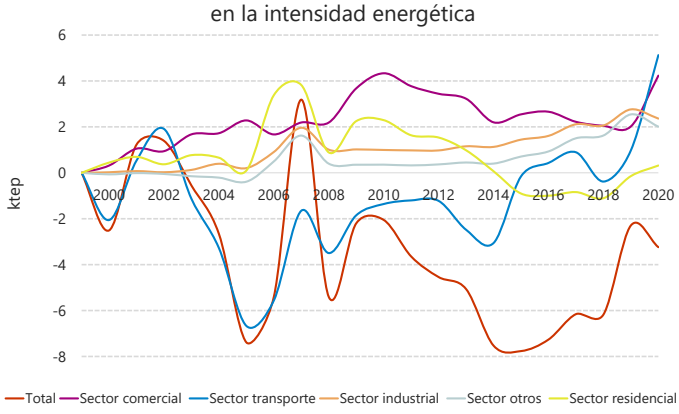
Intensidades energéticas



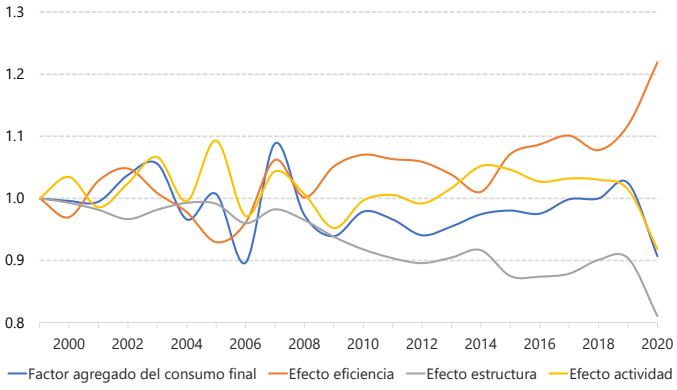
Intensidades energéticas sectoriales



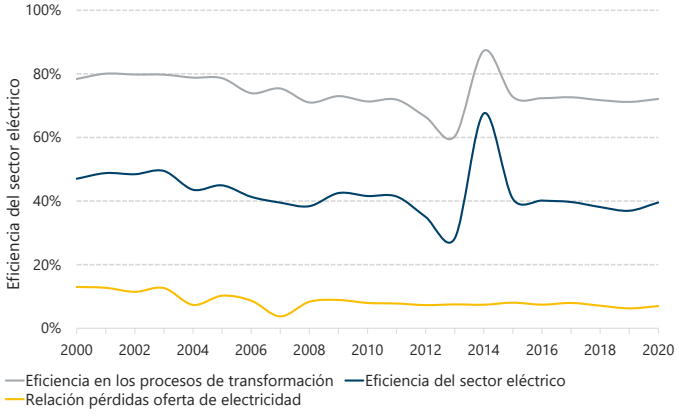
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



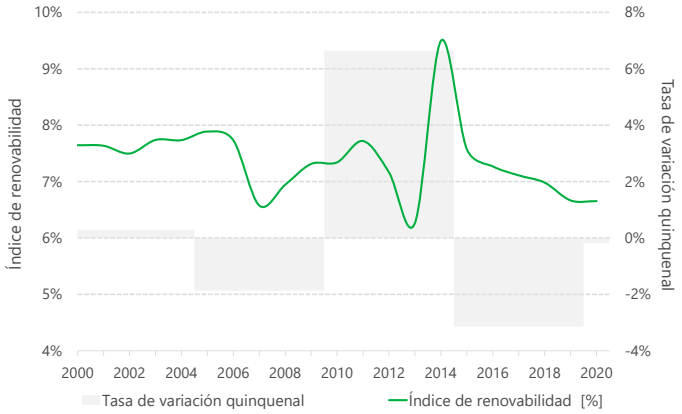
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



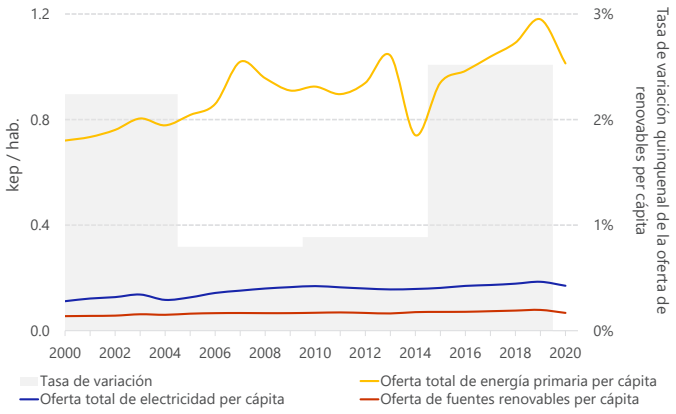
Eficiencia del sector eléctrico



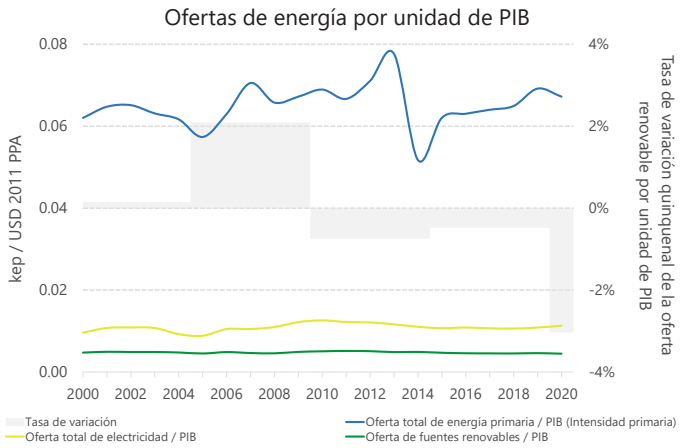
Índice de renovabilidad



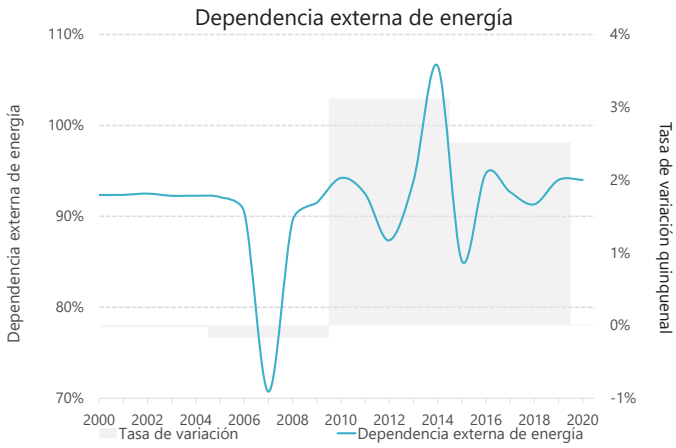
Oferta de energía per cápita



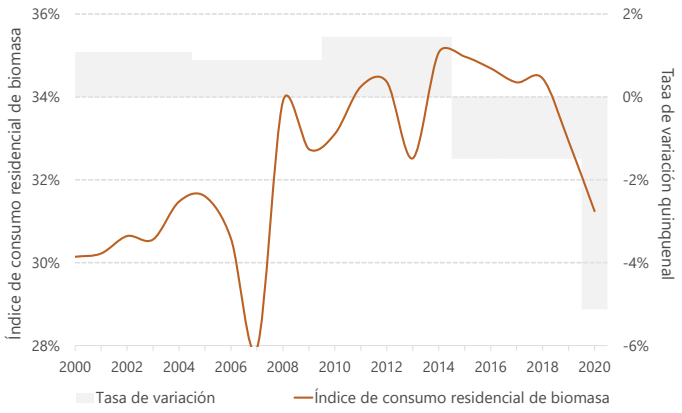
Ofertas de energía por unidad de PIB



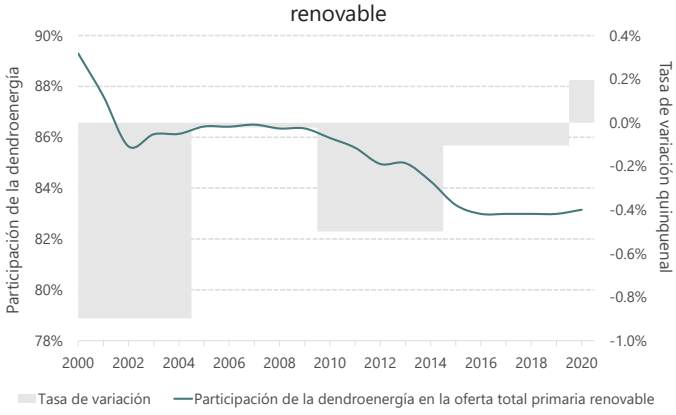
Dependencia externa de energía



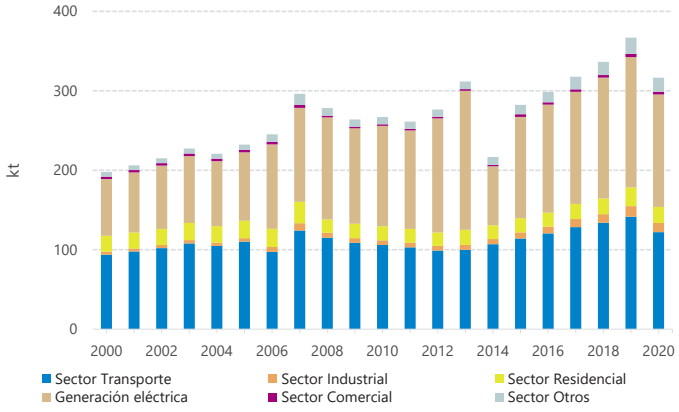
Índice de consumo residencial de biomasa



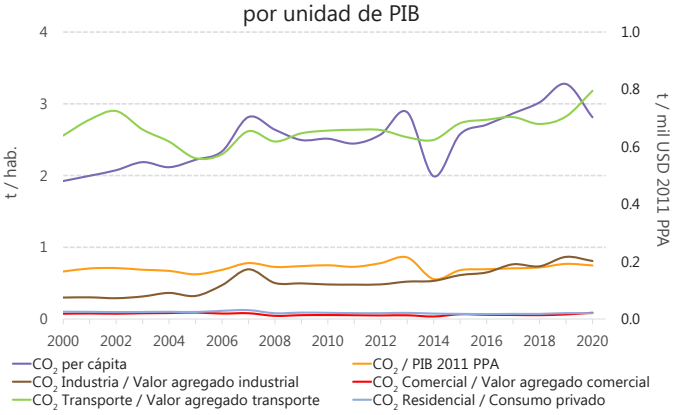
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



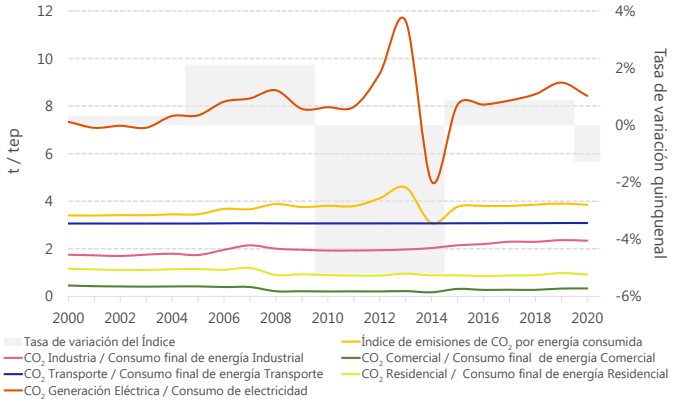
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



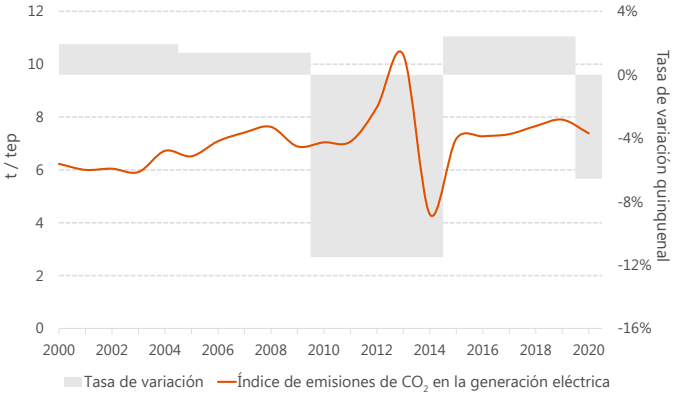
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



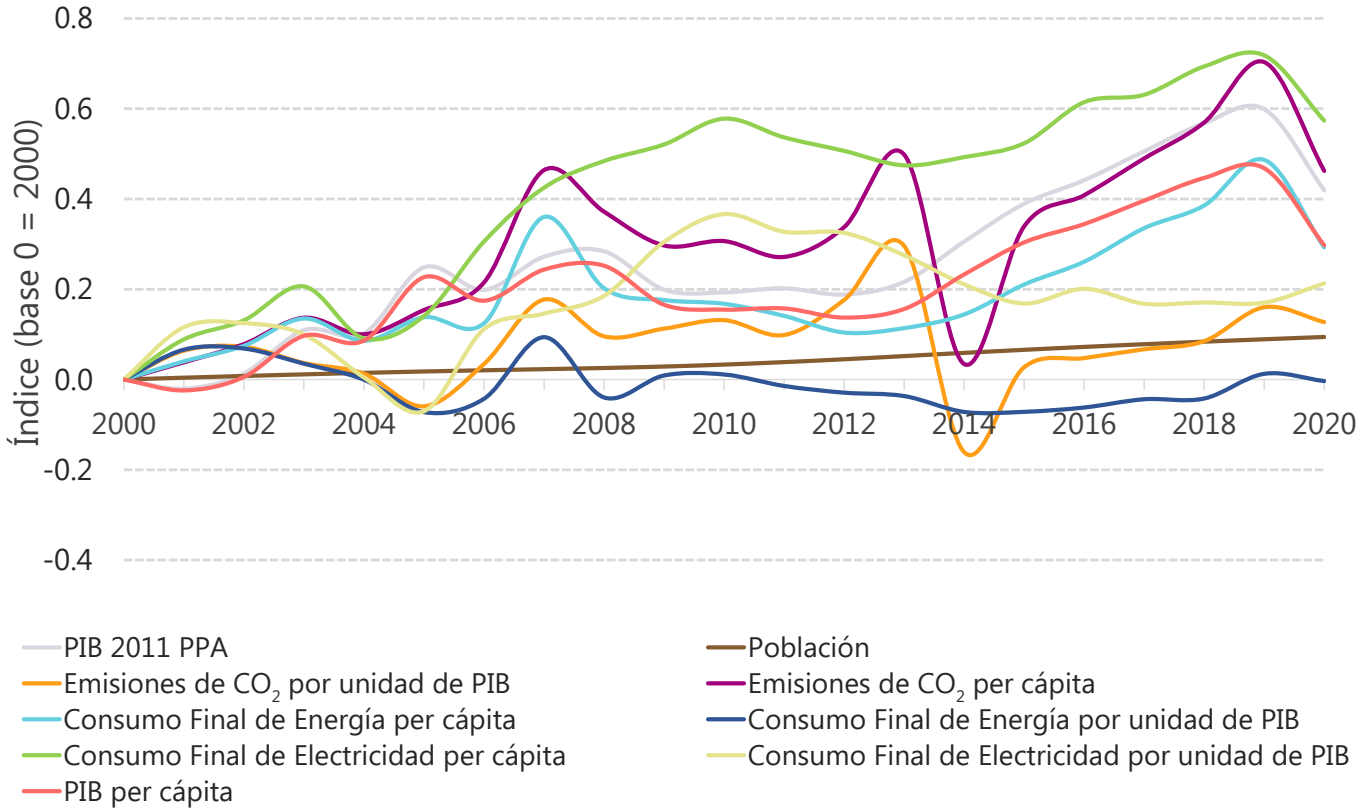
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

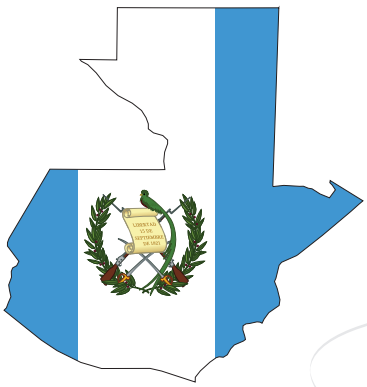


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



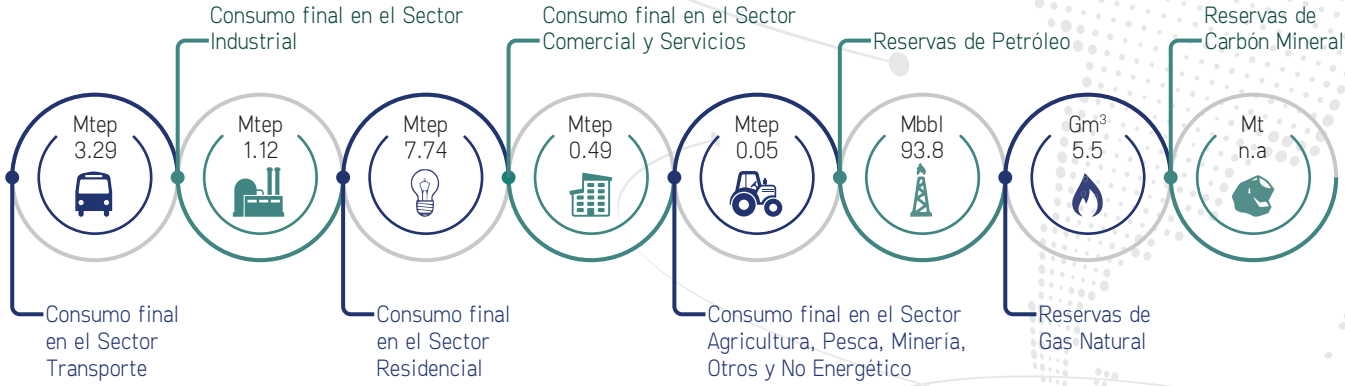


GUATEMALA

Datos Generales 2020

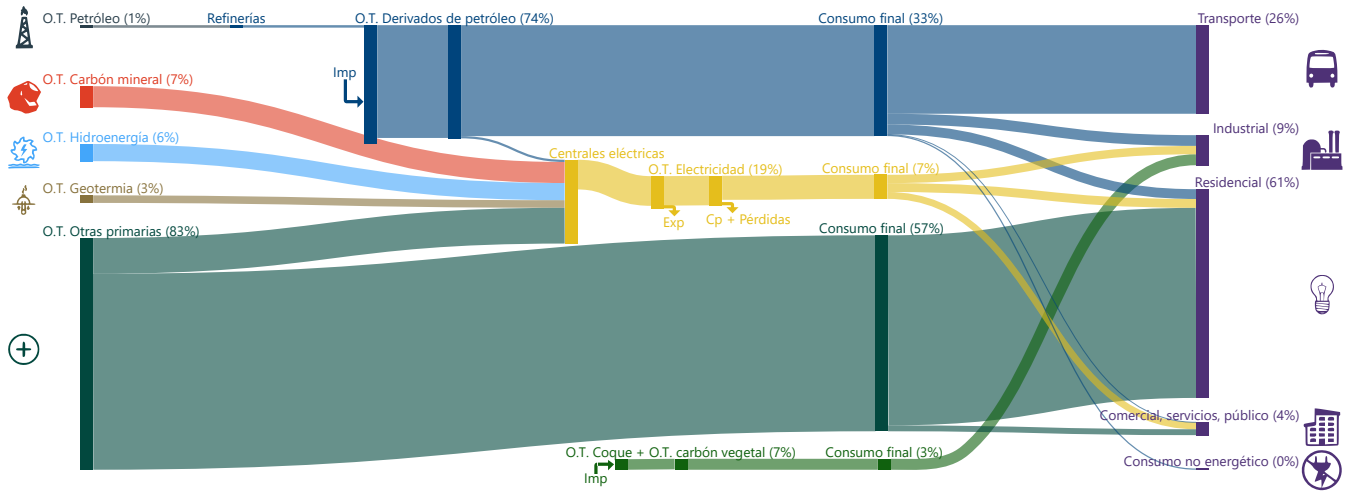
Población (mil hab.)	16,858
Superficie (km^2)	108,889
Densidad de población (hab. / km^2)	155
Población urbana (%)	52
PIB USD 2010 (MUSD)	55,026
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	141,497
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8.4

Sector Energético 2020

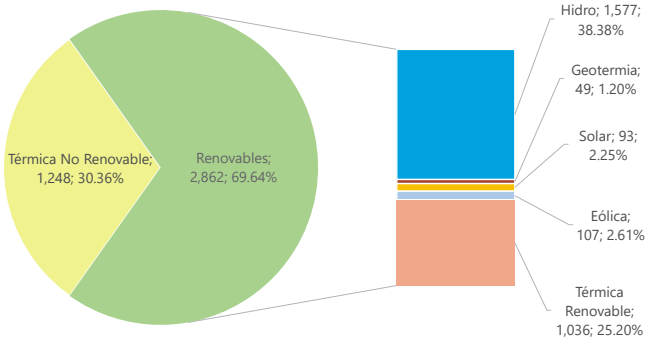


kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
615	0.75	88.95	14.89	9.90	5.57	0.51	12.68	4.2	4.11	0.11 / 0.09
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

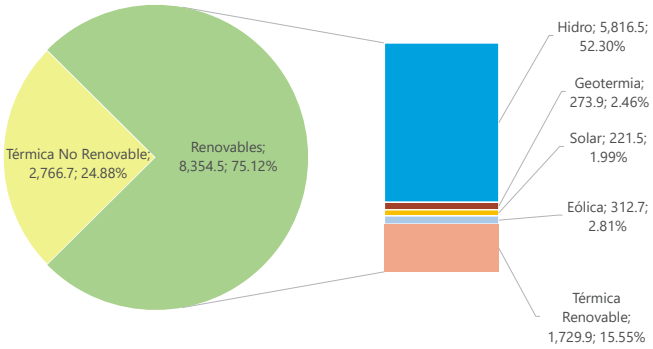
Balance energético resumido 2020



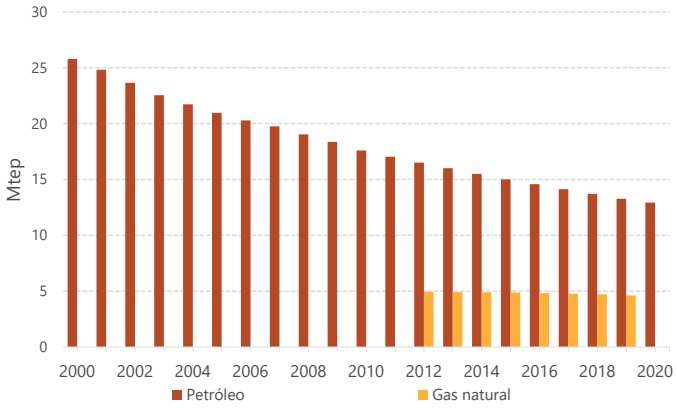
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



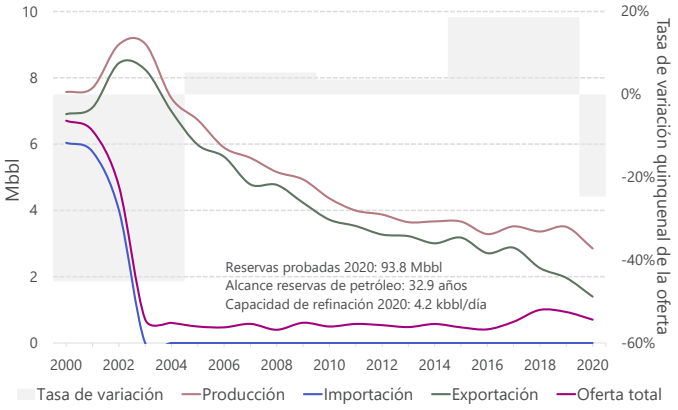
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



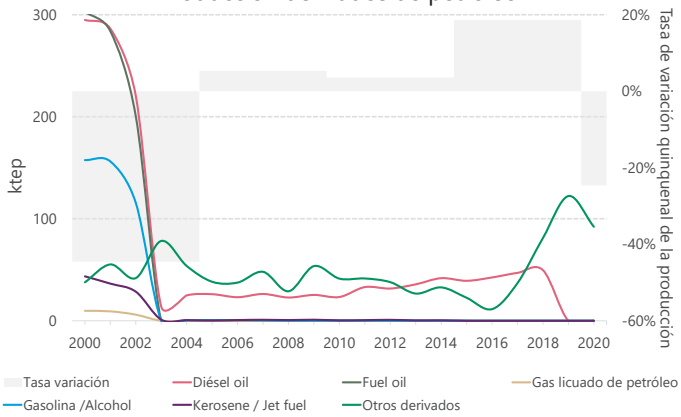
Reservas probadas de petróleo y gas natural



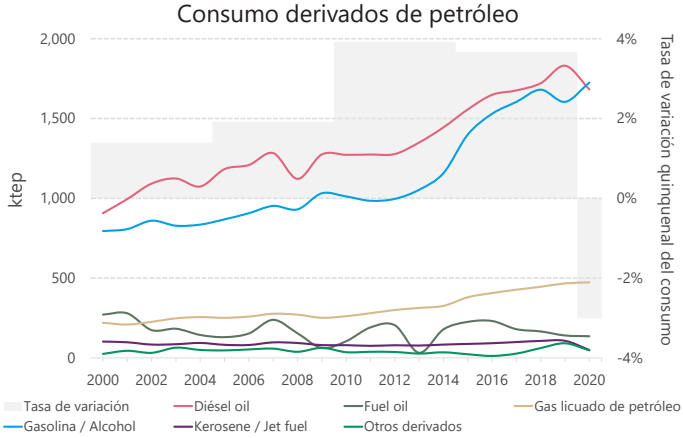
Oferta de petróleo



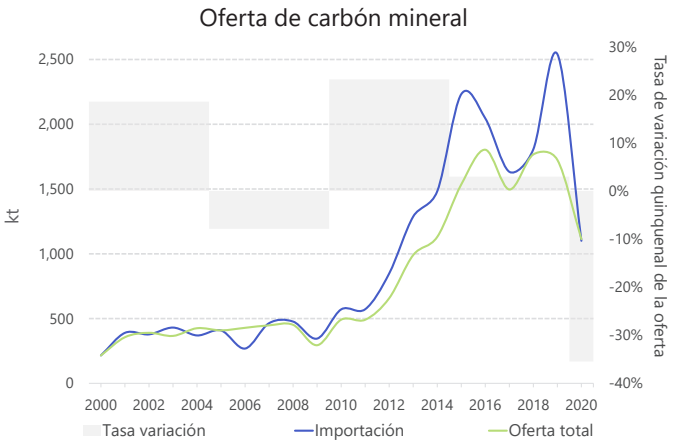
Producción derivados de petróleo

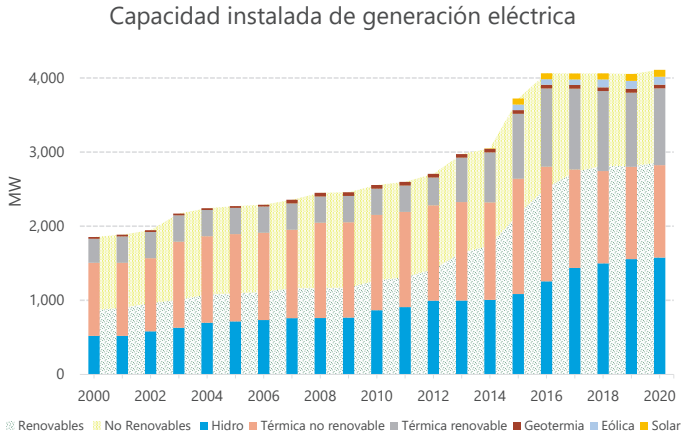


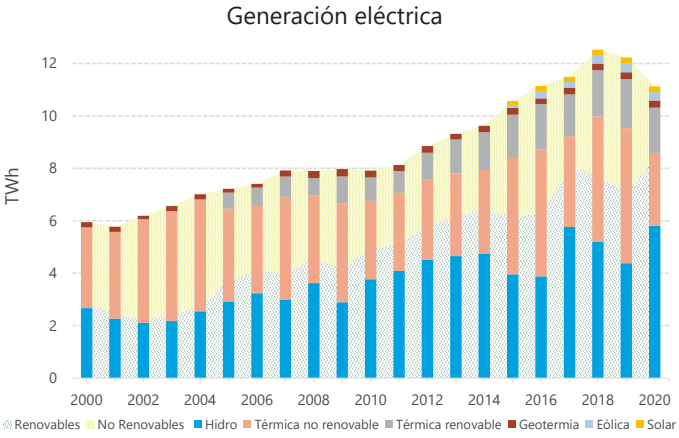
Consumo derivados de petróleo

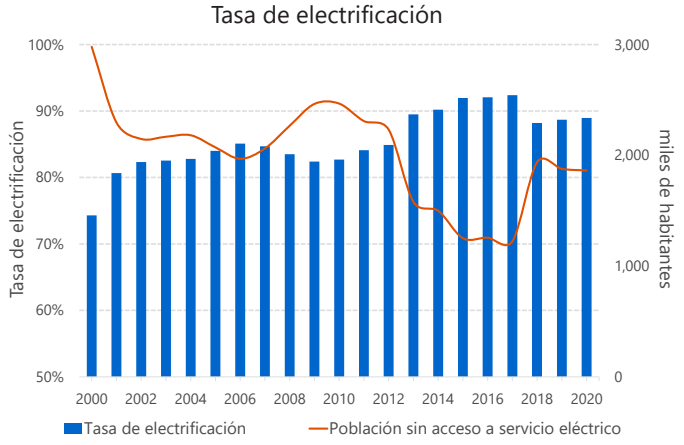


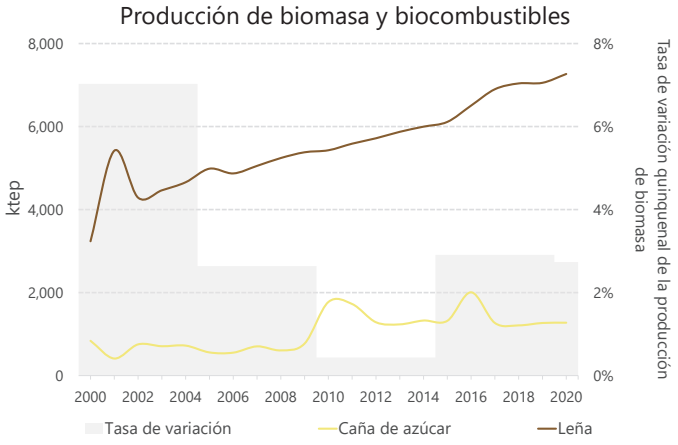
Guatemala anunció la entrada en operación de la Hidroeléctrica Hidrosan II, con una potencia de placa 1.5 MW, y la Hidroeléctrica los Encuentros con 1.25 MW, ambas en el Departamento de Chimaltenango.

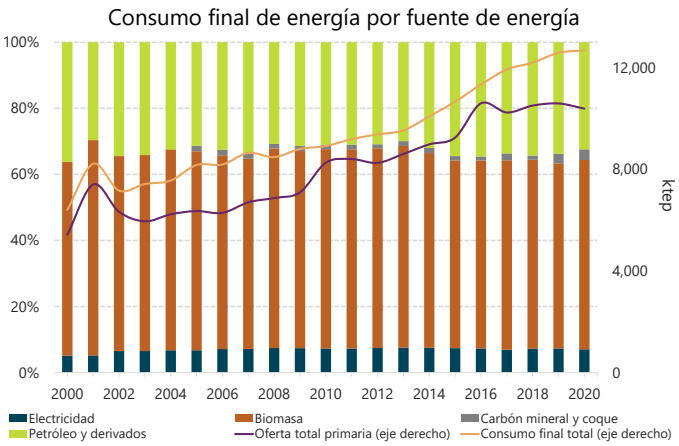


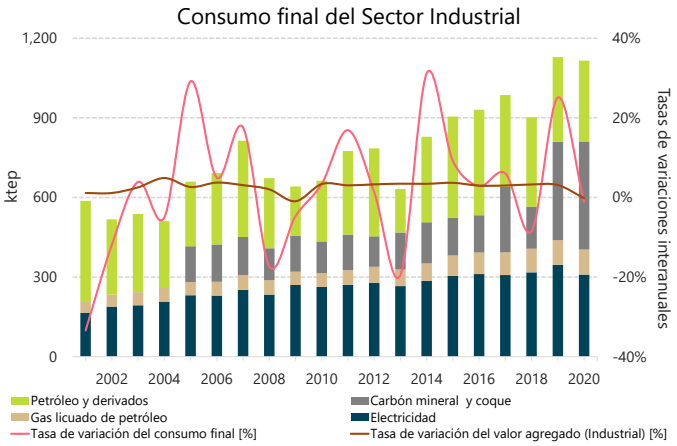


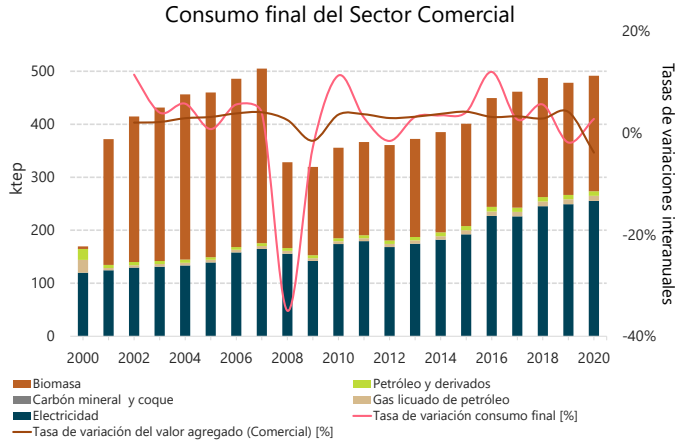


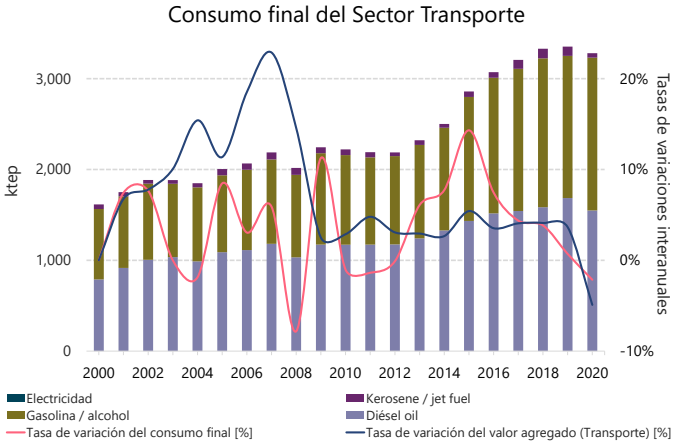






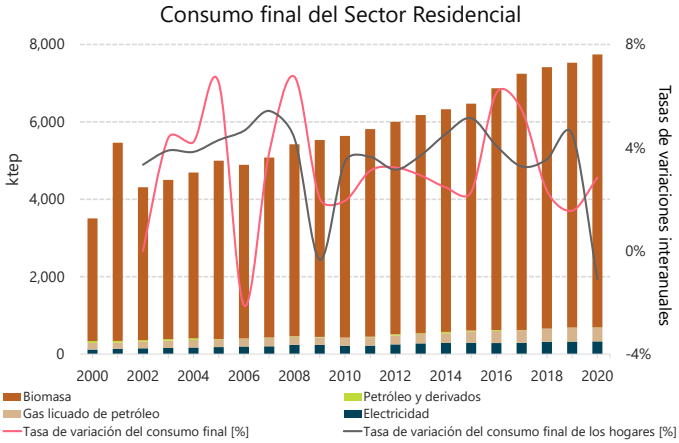




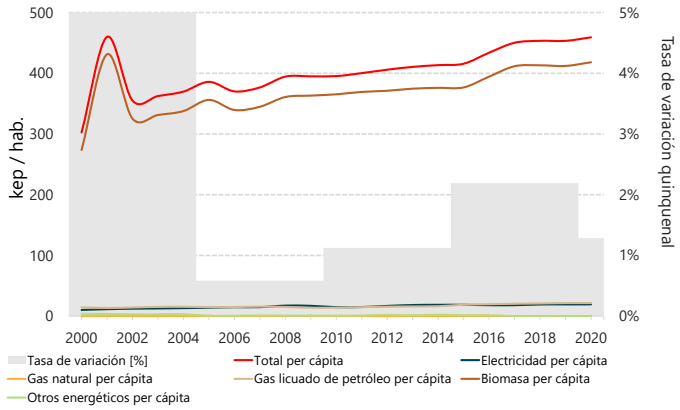


GUATEMALA

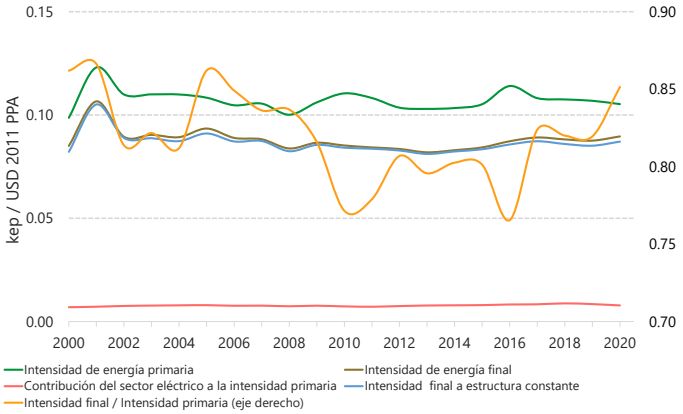
Guatemala informó que, de la nueva capacidad de generación eléctrica instalada en el año 2020, el 41% utiliza un recurso renovable.



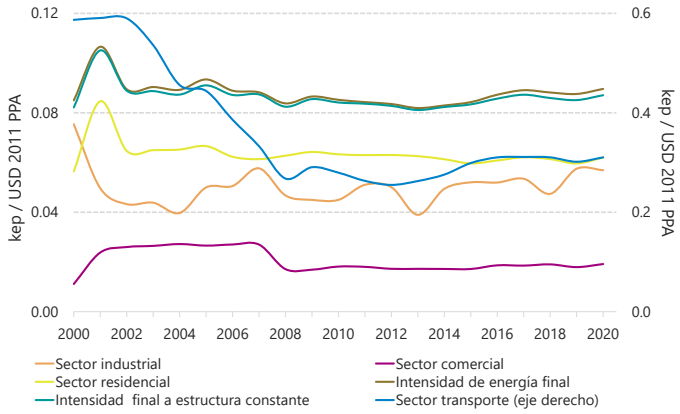
Consumo final per cápita Sector Residencial



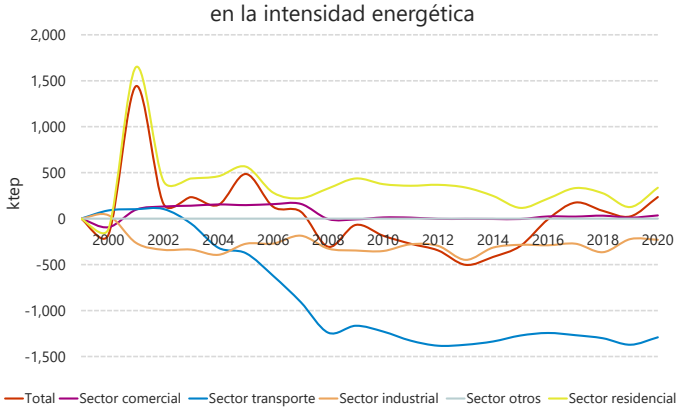
Intensidades energéticas



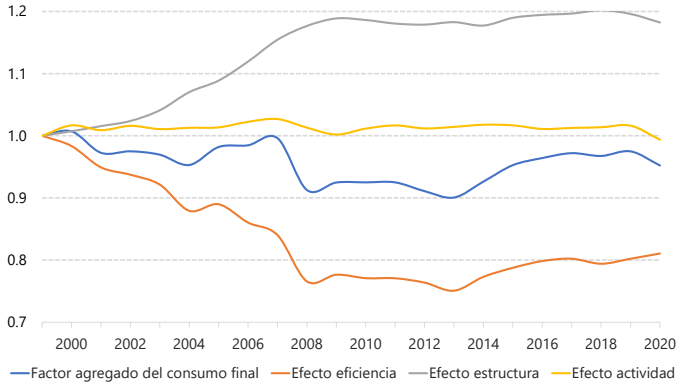
Intensidades energéticas sectoriales



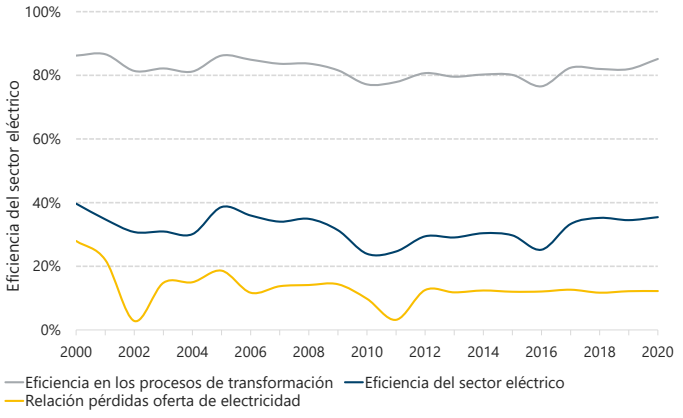
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



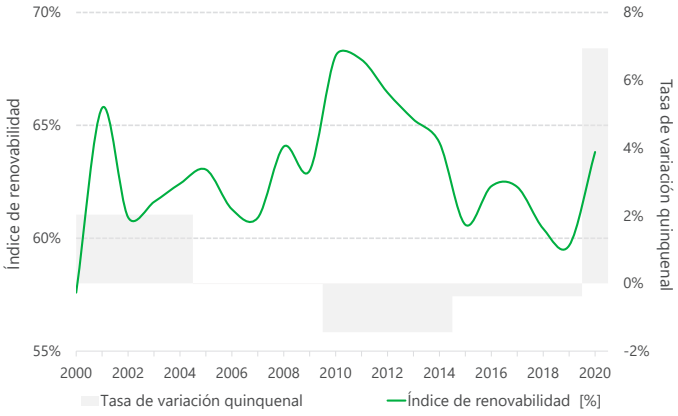
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



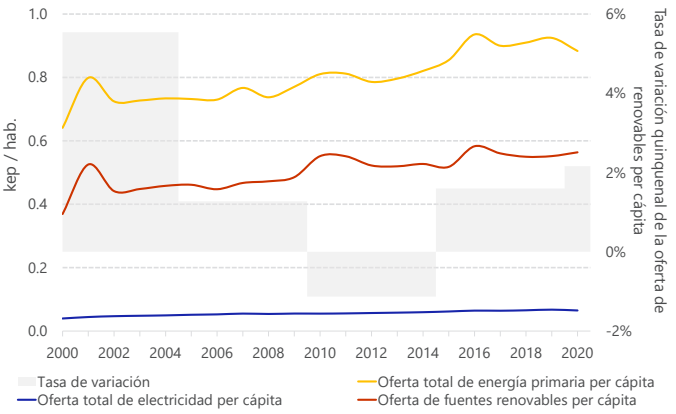
Eficiencia del sector eléctrico



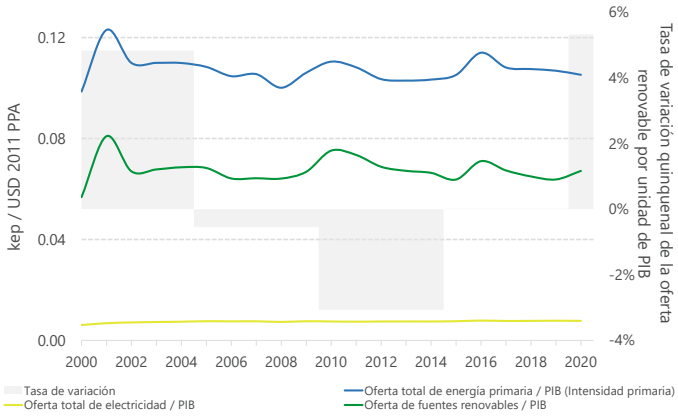
Índice de renovabilidad



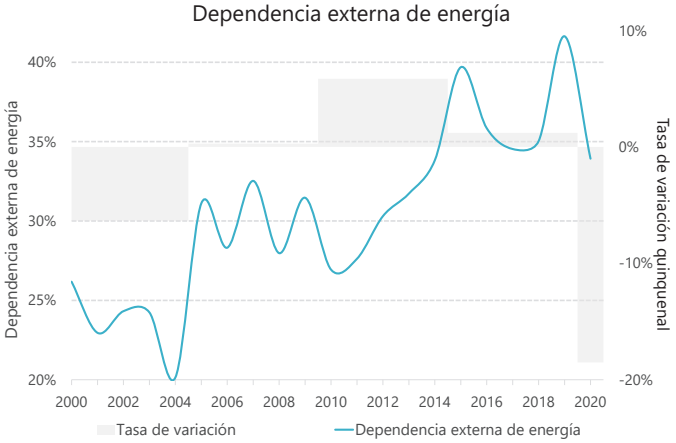
Oferta de energía per cápita



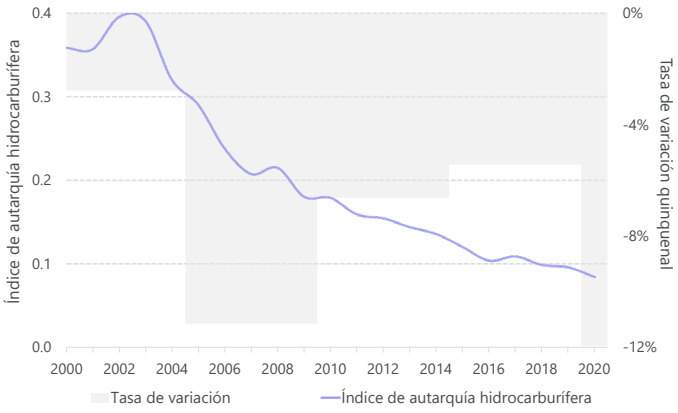
Ofertas de energía por unidad de PIB



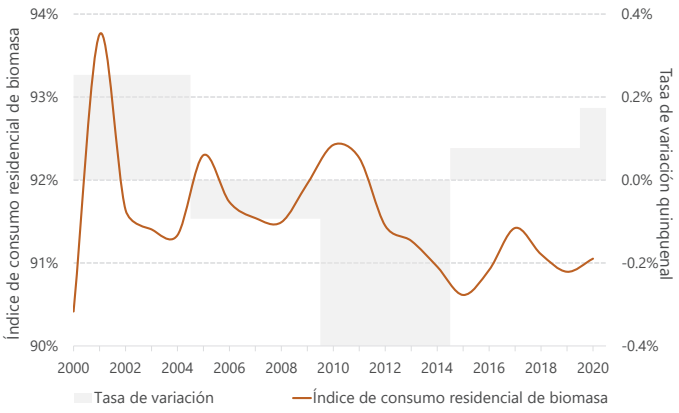
Dependencia externa de energía



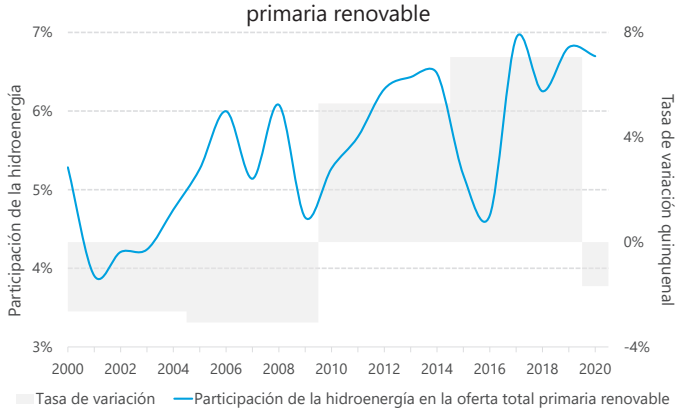
Índice de autarquía hidrocarburífera



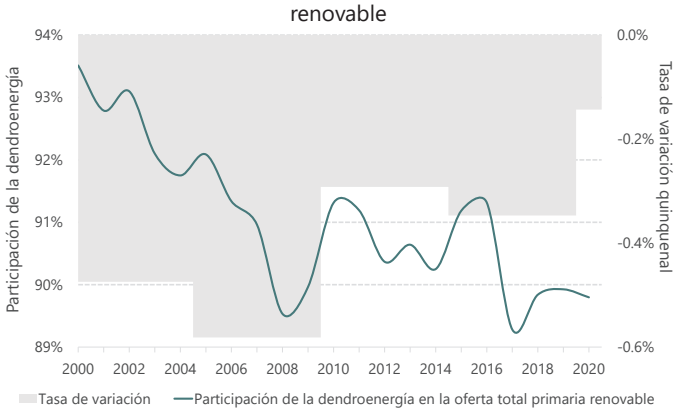
Índice de consumo residencial de biomasa



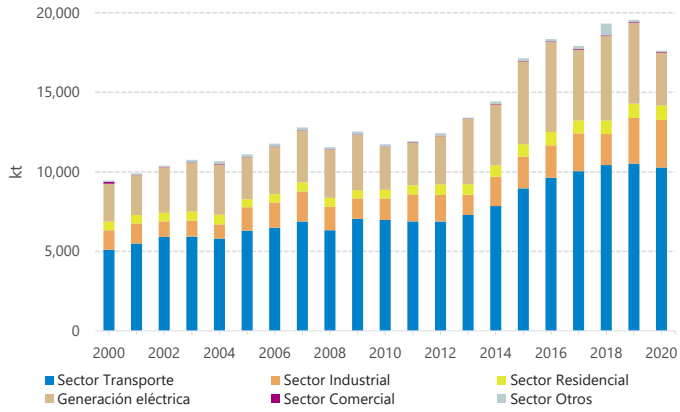
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



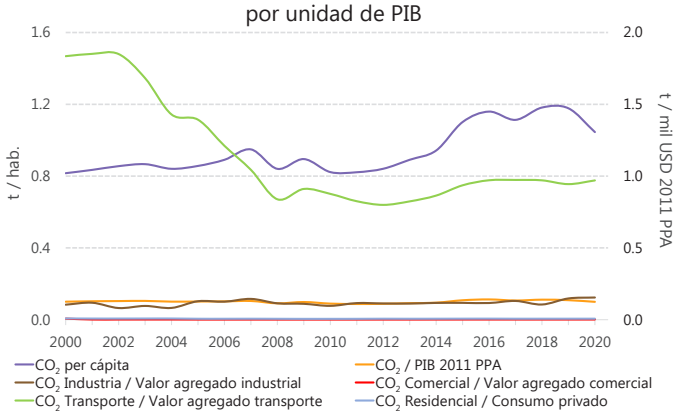
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



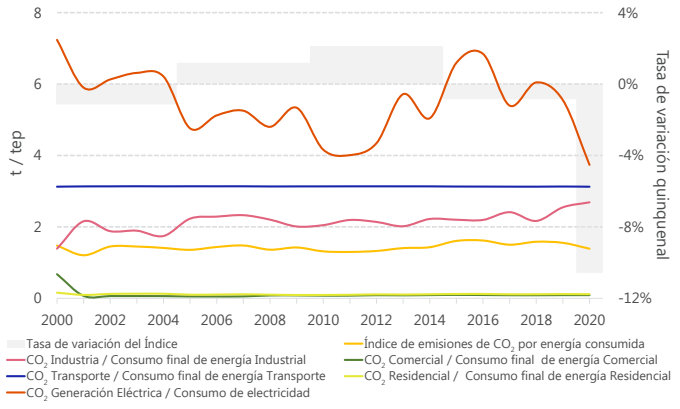
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



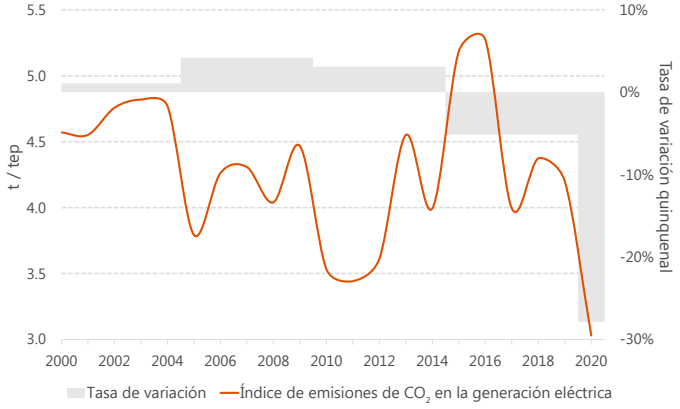
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



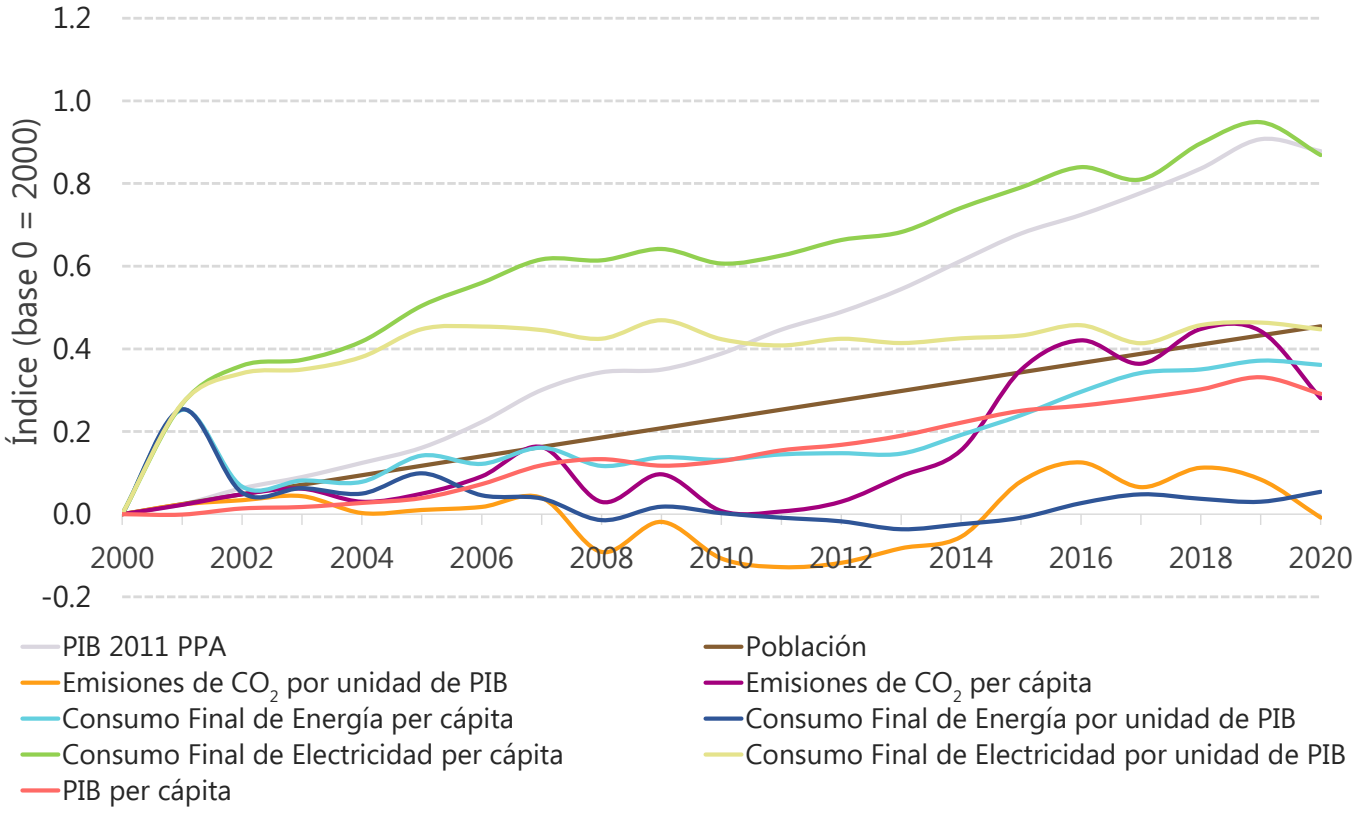
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



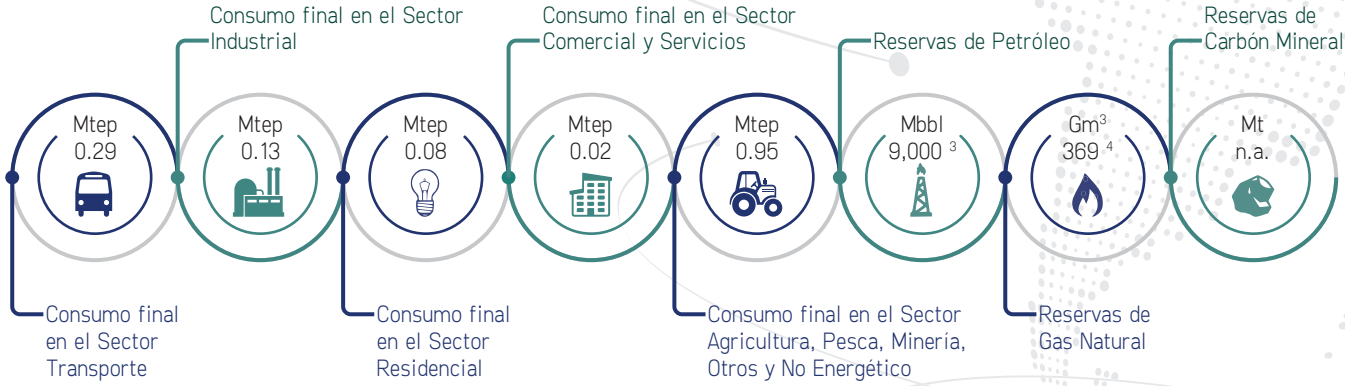


GUYANA

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	787 [1]
Superficie (km^2)	214,970
Densidad de población (hab. / km^2)	4
Población urbana (%)	27
PIB USD 2010 (MUSD)	6,859 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	14,693 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	19

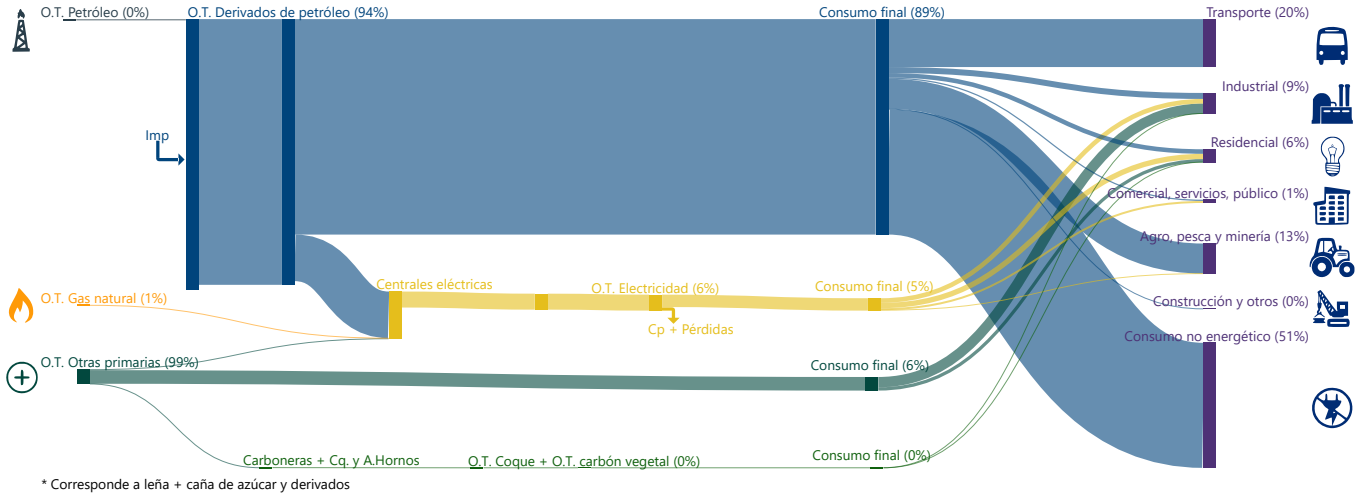
Sector Energético 2020



[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Fuente: Ministerio de Recursos Naturales.
[4] Dato correspondiente al 2019.

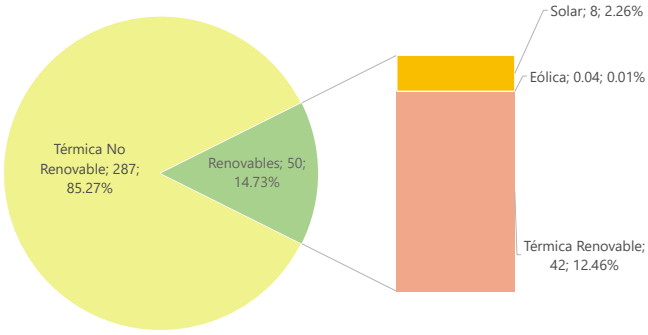
kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,120	1.88	91.44	1.69	3.87	1.66	3.73	1.48	0.00	0.34	0.12 / 0.10
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales 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 2020



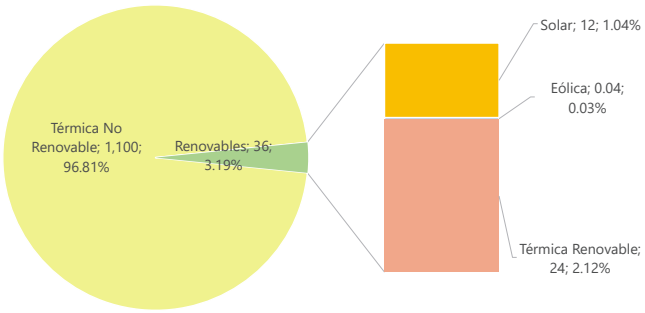
* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



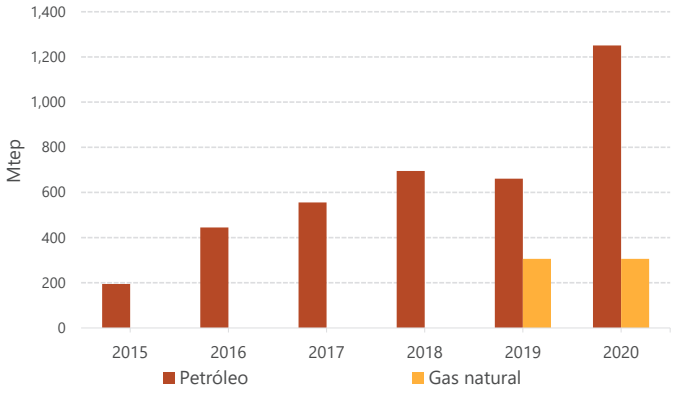
(*): A partir del año 2018, tres de los mayores ingenios azucareros cerraron sus operaciones.

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020

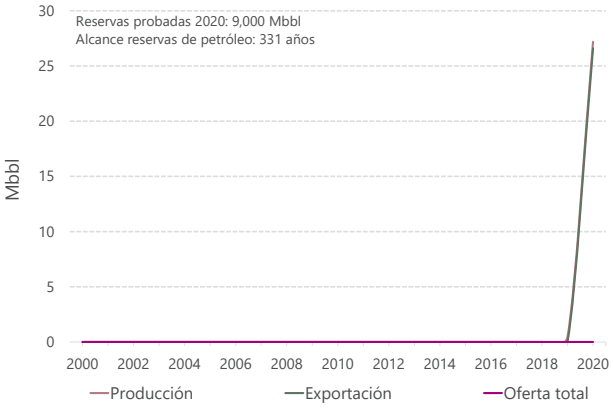


(*): A partir del año 2018, tres de los mayores ingenios azucareros cerraron sus operaciones.

Reservas probadas de petróleo y gas natural

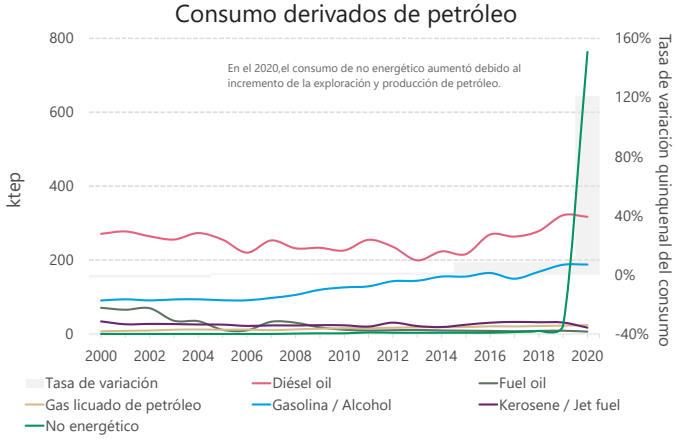


Oferta de petróleo

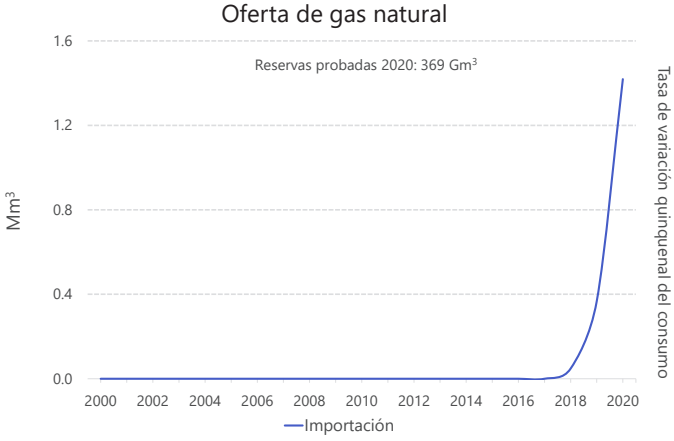


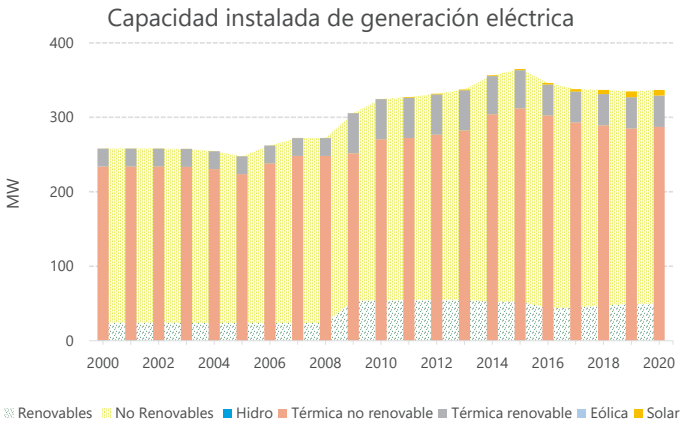
GUYANA

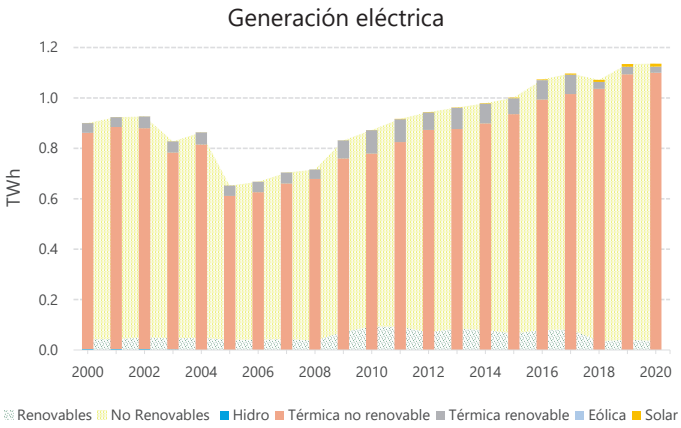
Consumo derivados de petróleo

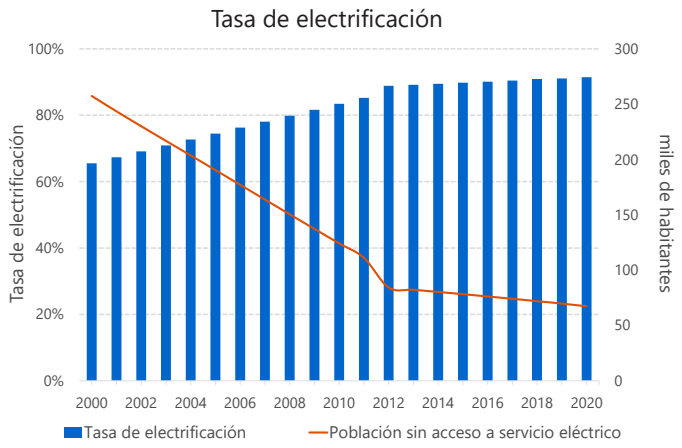


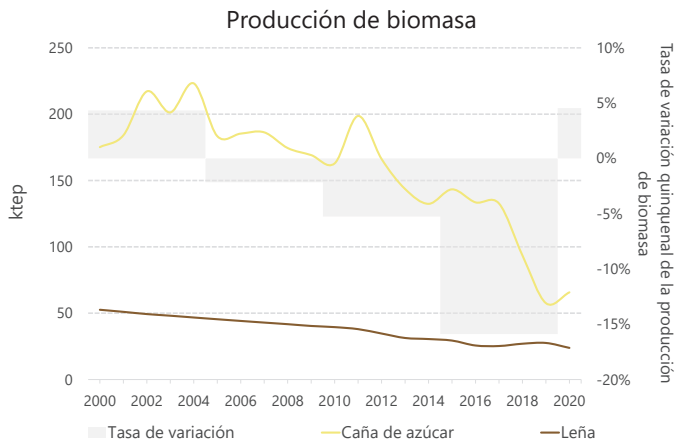
Oferta de gas natural

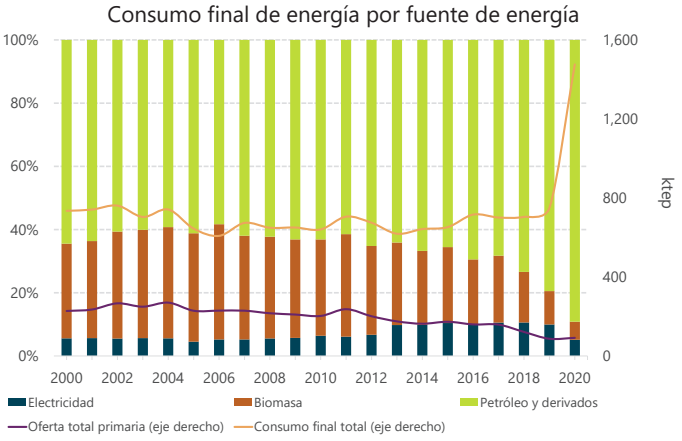


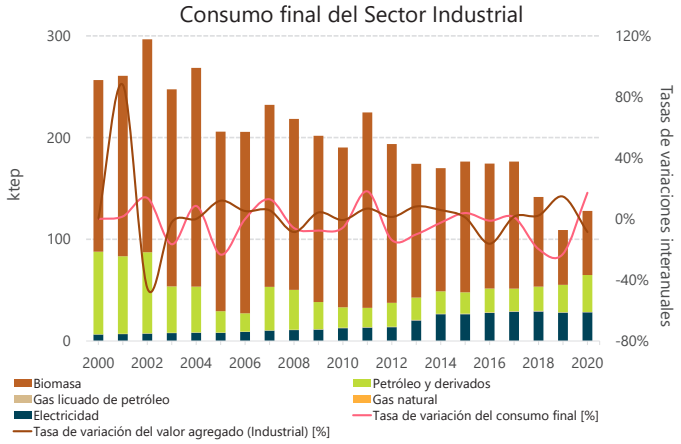

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
400
300
200
100
0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Renovables No Renovables Hidro Térmica no renovable Térmica renovable Eólica Solar


Generación eléctrica
TWh
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Renovables No Renovables Hidro Térmica no renovable Térmica renovable Eólica Solar

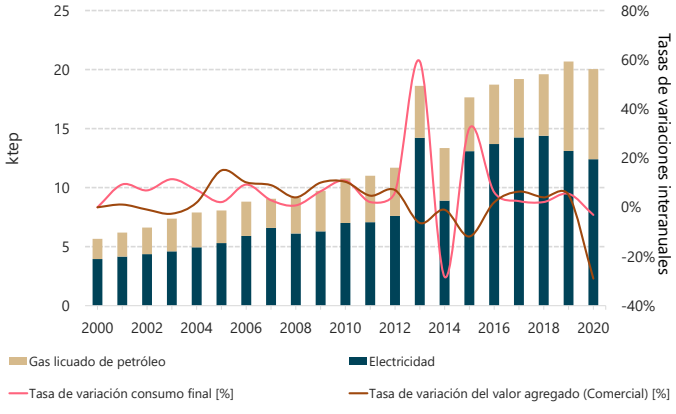

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
100%
80%
60%
40%
20%
0%
miles de habitantes
300
250
200
150
100
50
0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa
ktep
250
200
150
100
50
0
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
-20%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña

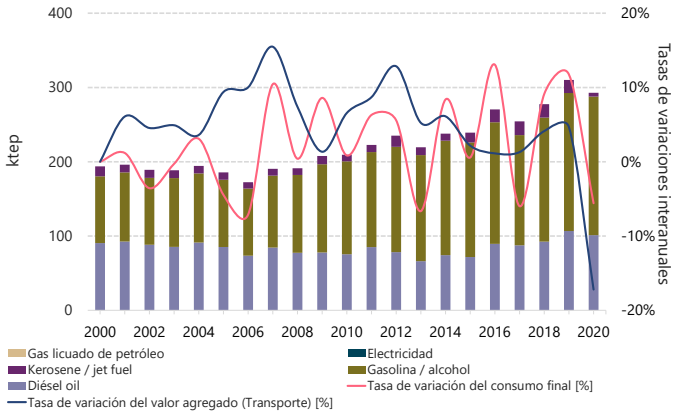

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
ktep
1,600
1,200
800
400
0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
ktep
300
200
100
0
Tasas de variaciones interanuales
120%
80%
40%
0%
-40%
-80%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

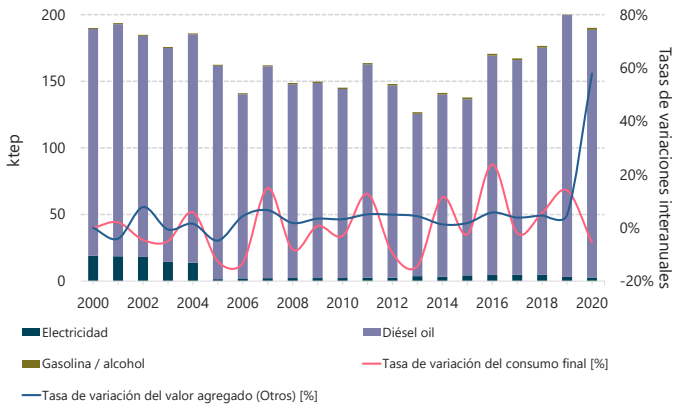
Consumo final del Sector Comercial



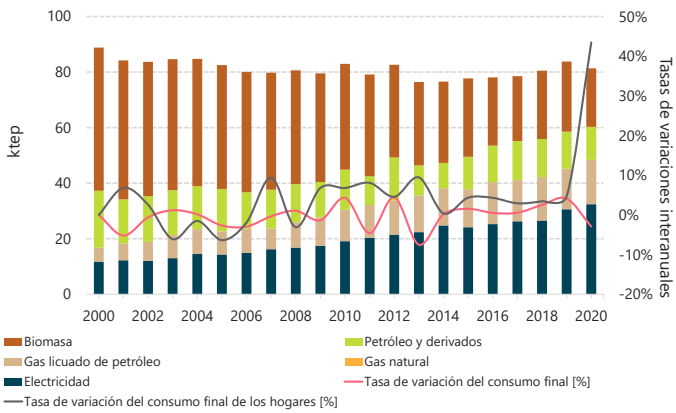
Consumo final del Sector Transporte



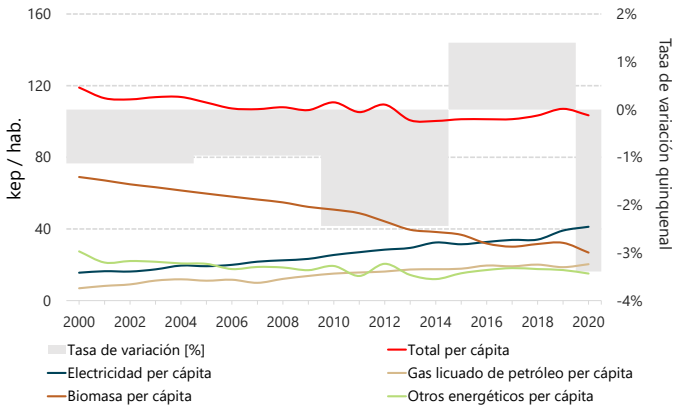
Consumo final del Sector Otros



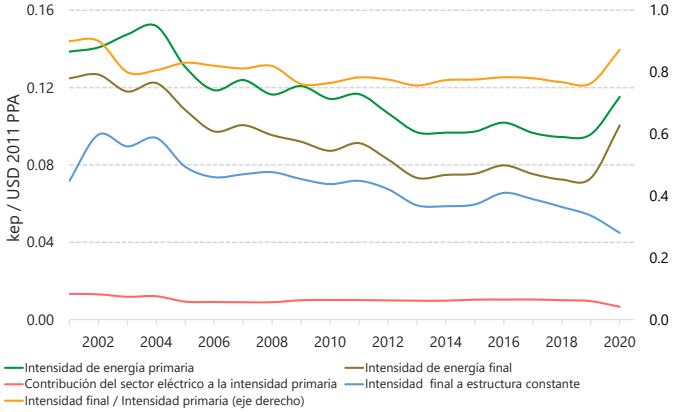
Consumo final del Sector Residencial



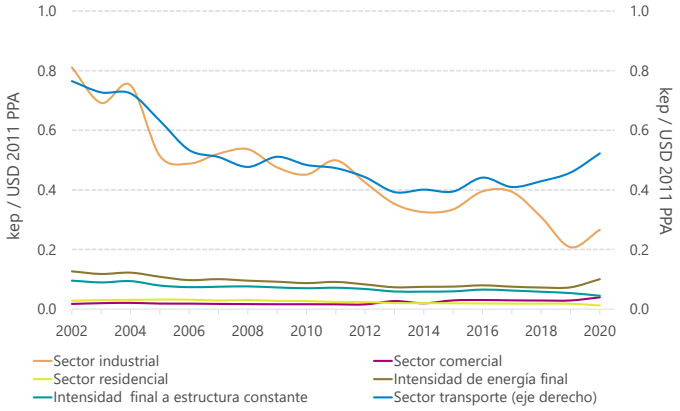
Consumo final per cápita Sector Residencial



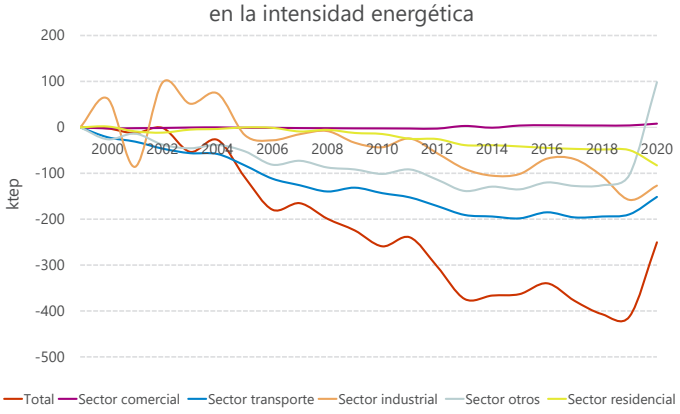
Intensidades energéticas



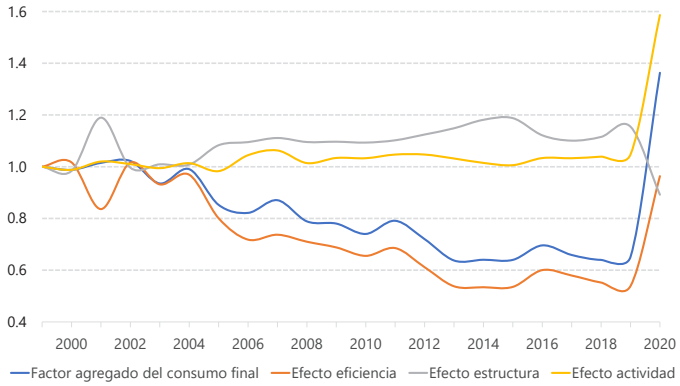
Intensidades energéticas sectoriales



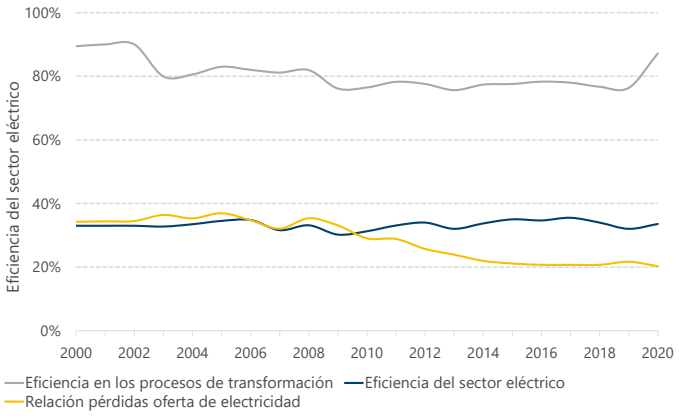
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



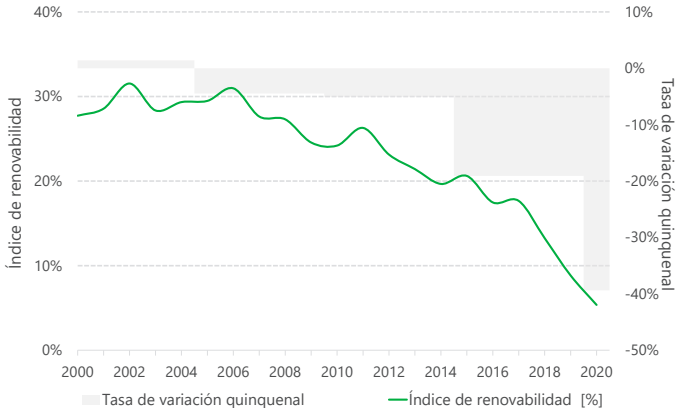
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



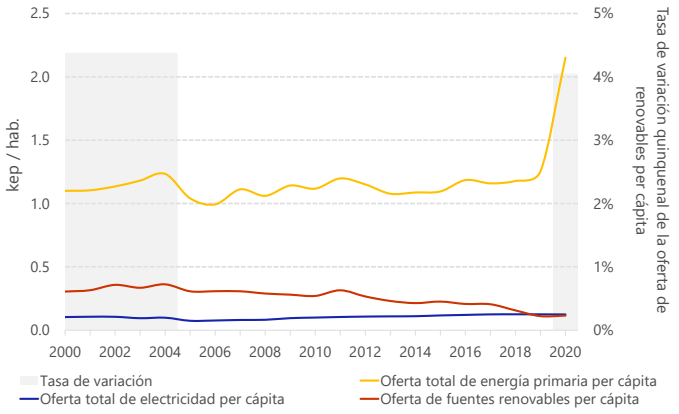
Eficiencia del sector eléctrico



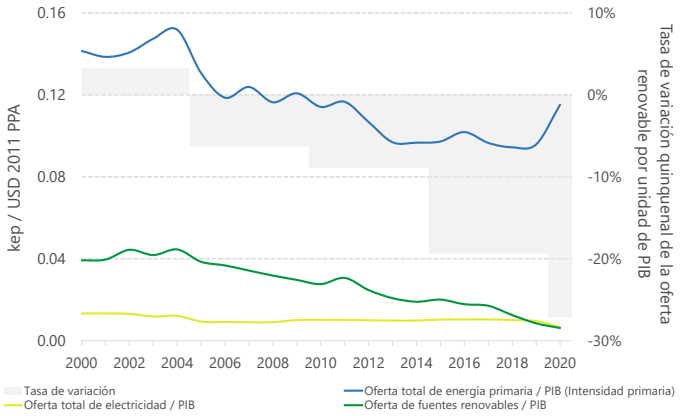
Índice de renovabilidad



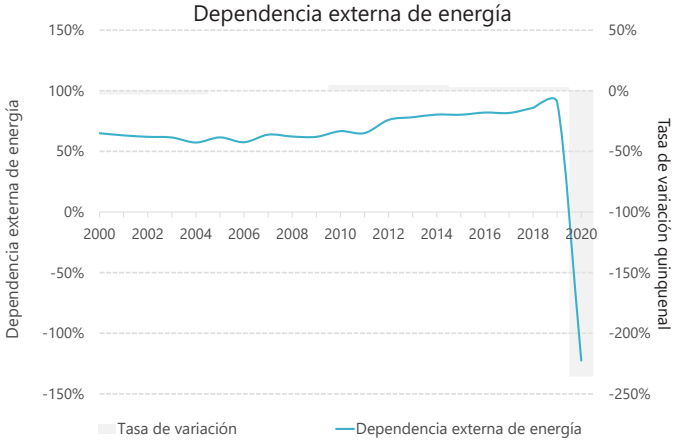
Oferta de energía per cápita



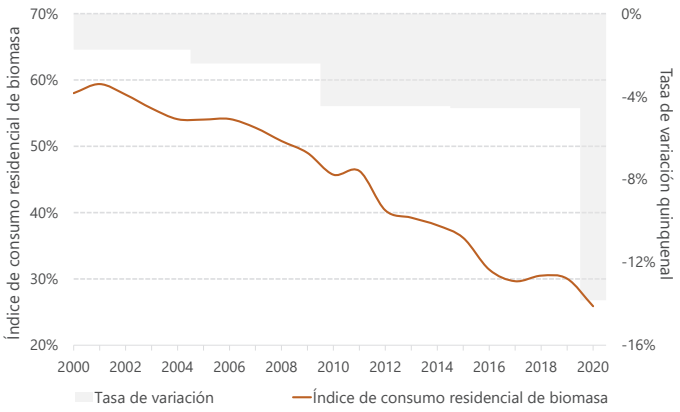
Ofertas de energía por unidad de PIB



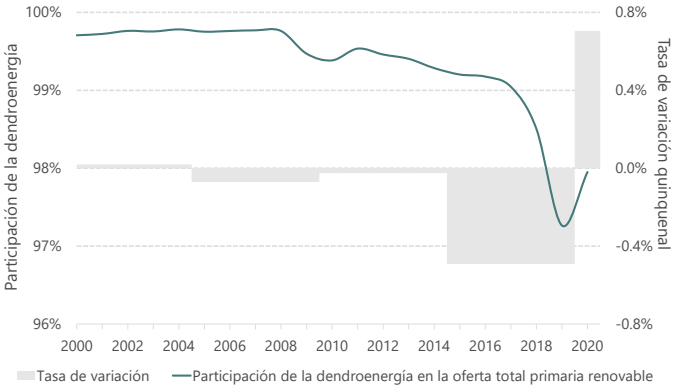
Dependencia externa de energía



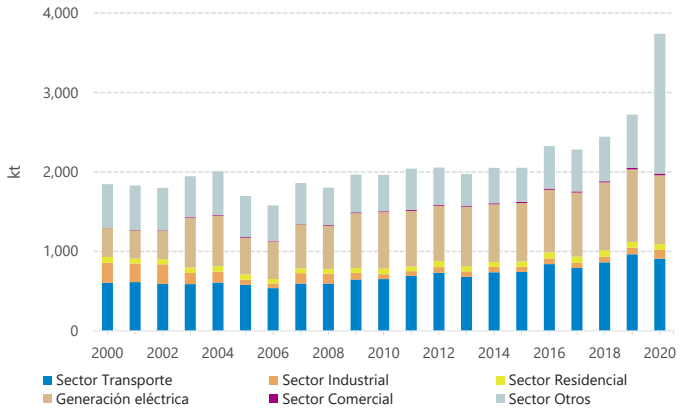
Índice de consumo residencial de biomasa



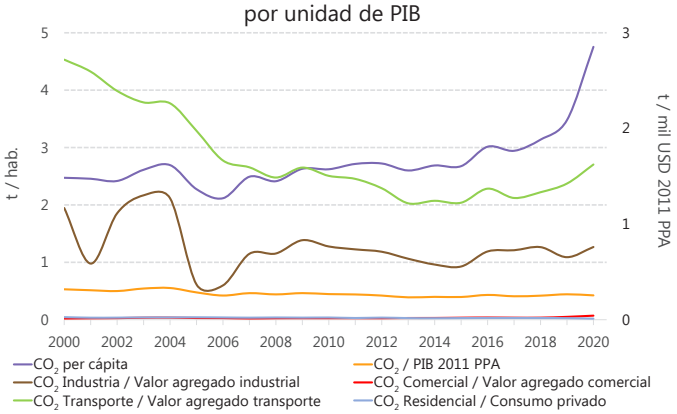
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



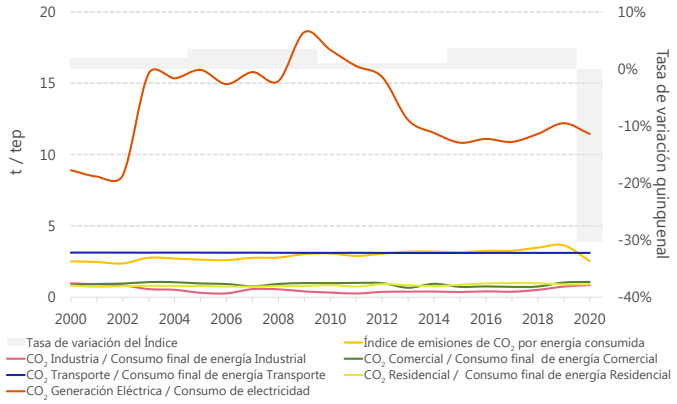
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



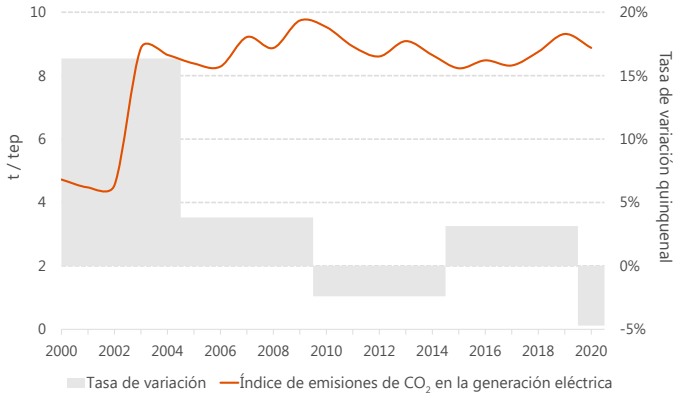
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



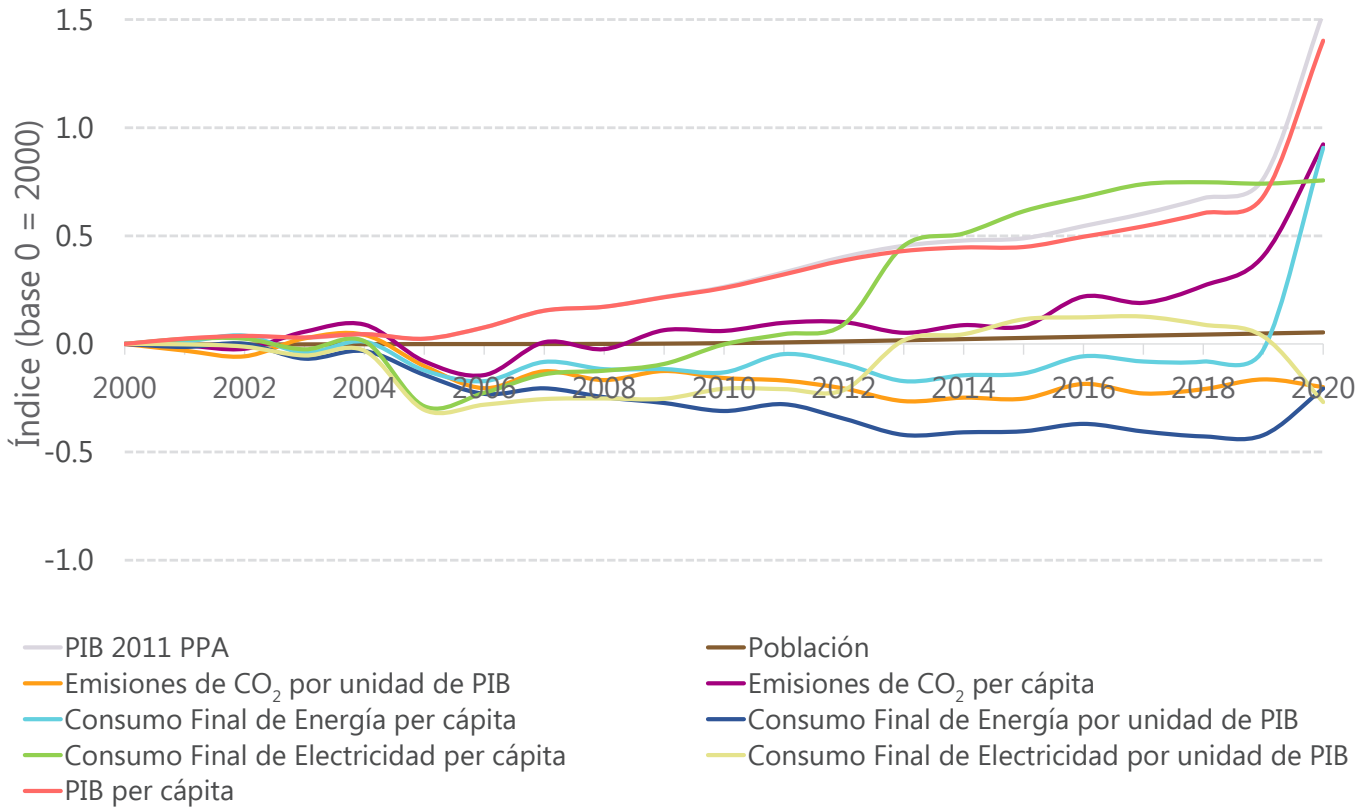
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



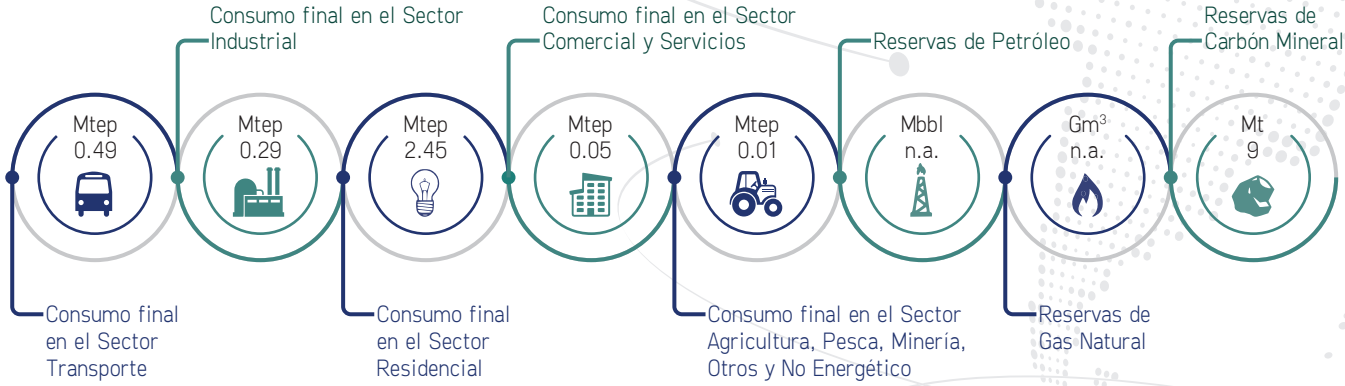


HAITÍ

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	11,403 [1]
Superficie (km^2)	27,750
Densidad de población (hab. / km^2)	411
Población urbana (%)	57
PIB USD 2010 (MUSD)	13,931 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	31,620 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	3

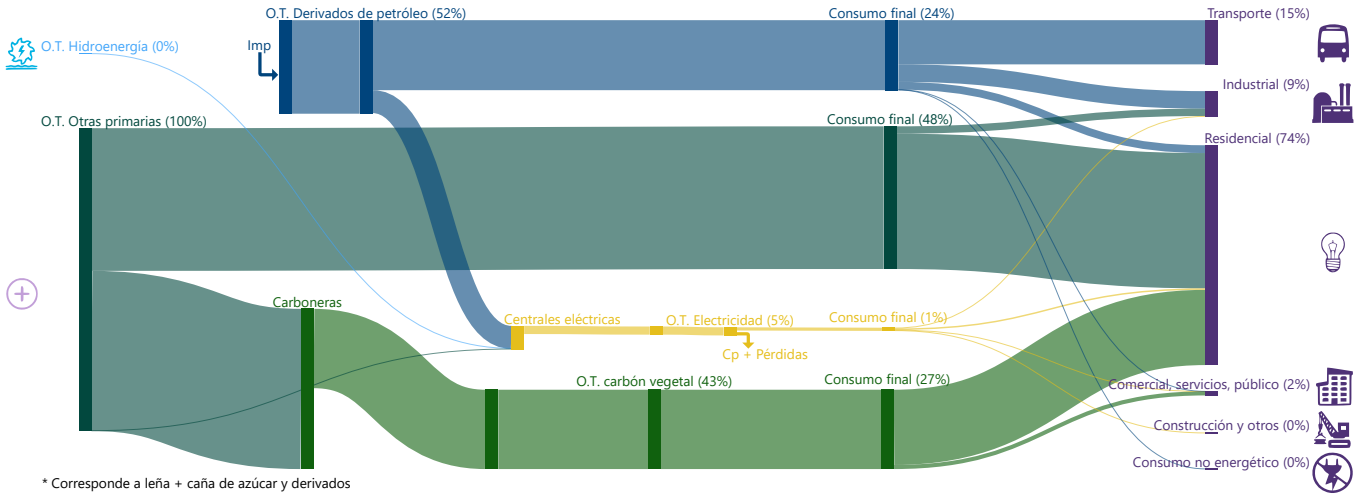
Sector Energético 2020



[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
Nota: Los datos de oferta y demanda para el período 2000 - 2020 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

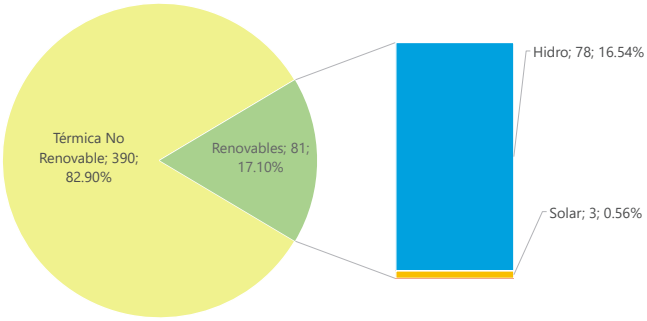
kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
37	0.29	45.37 [2]	4.43	3.44	1.04	0.00	3.30	n.a.	0.47	0.14 / 0.10
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones 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 2020

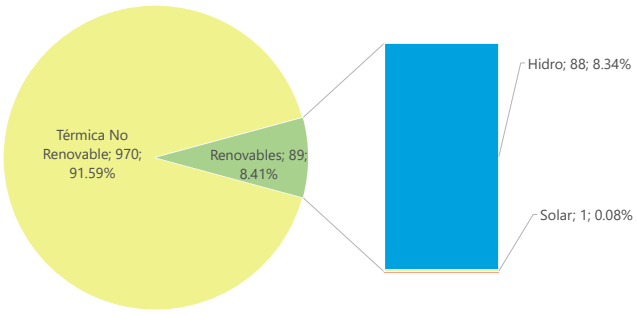


* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

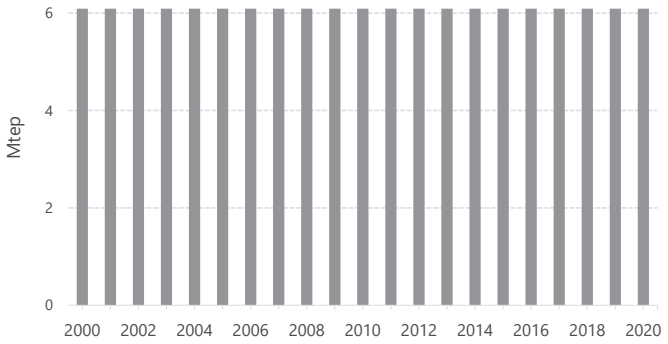
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



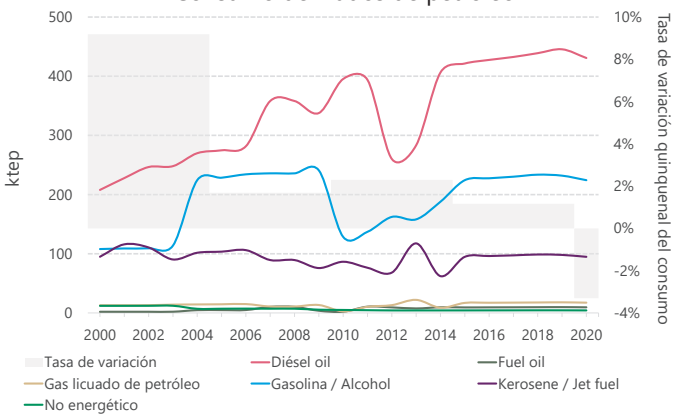
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



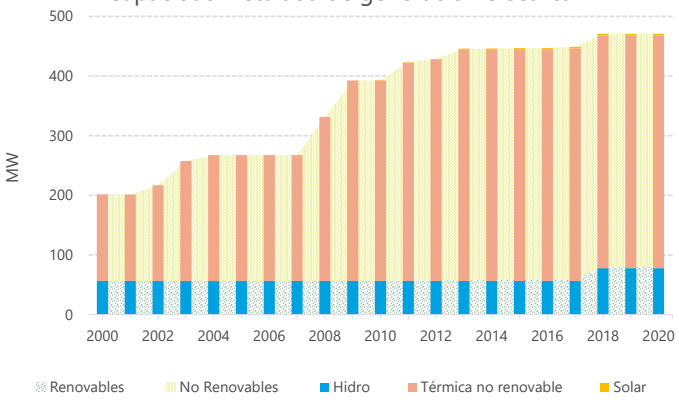
Reservas probadas de carbón mineral



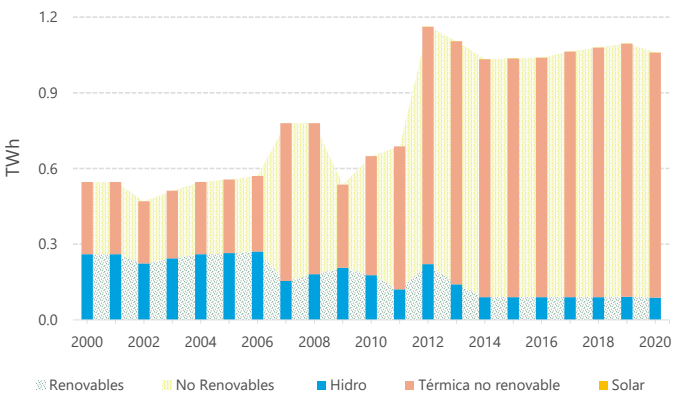
Consumo derivados de petróleo



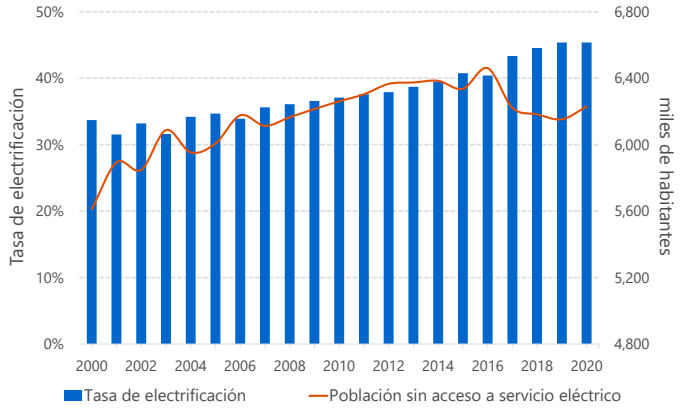
Capacidad instalada de generación eléctrica



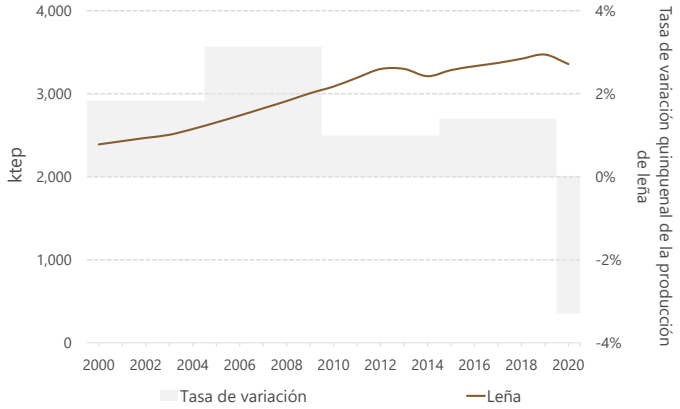
Generación eléctrica



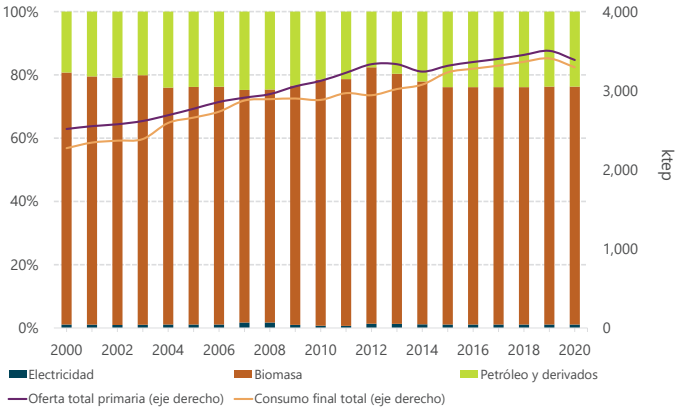
Tasa de electrificación



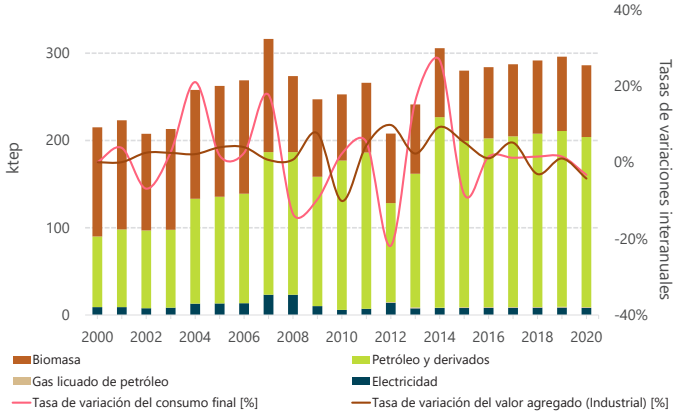
Producción de leña



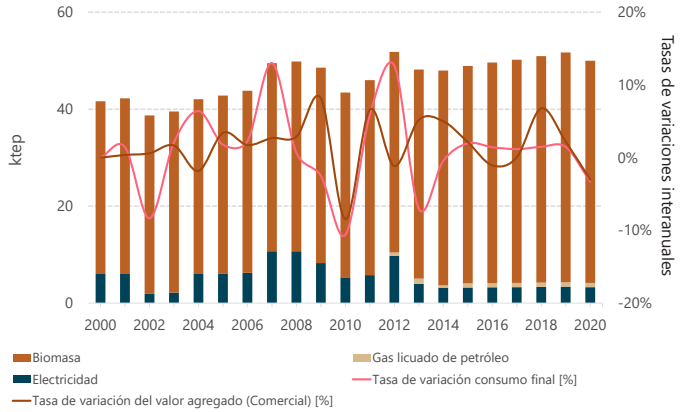
Consumo final de energía por fuente de energía



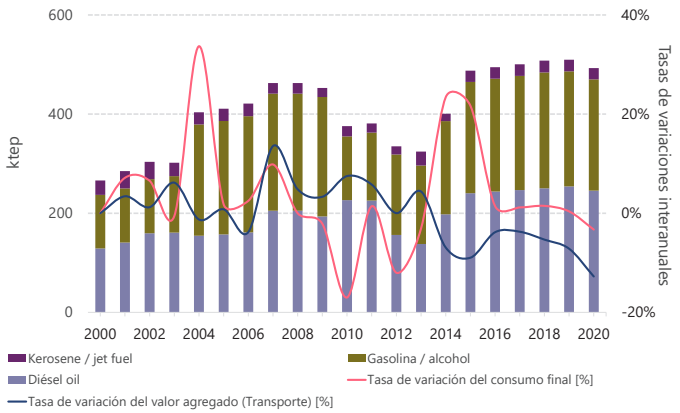
Consumo final del Sector Industrial



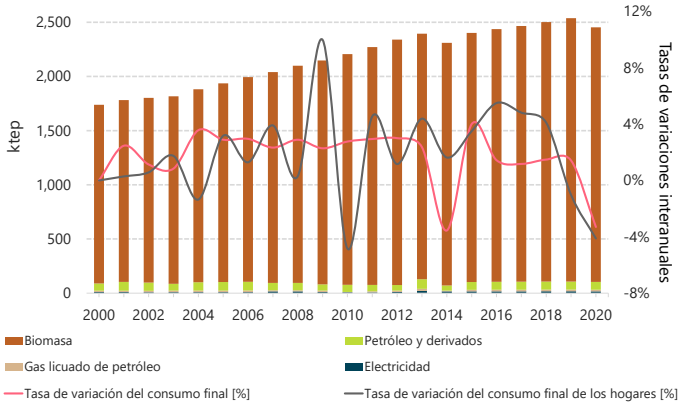
Consumo final del Sector Comercial



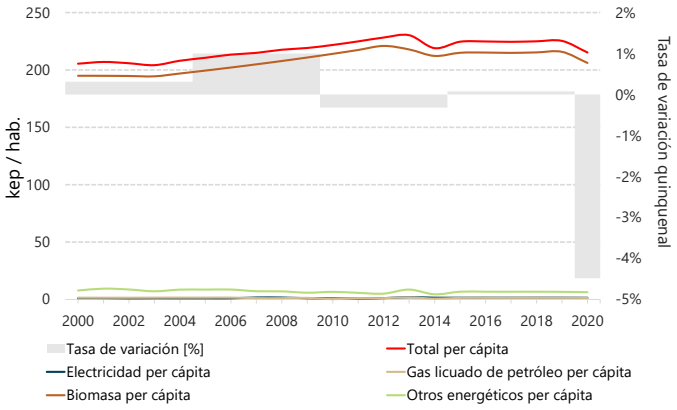
Consumo final del Sector Transporte



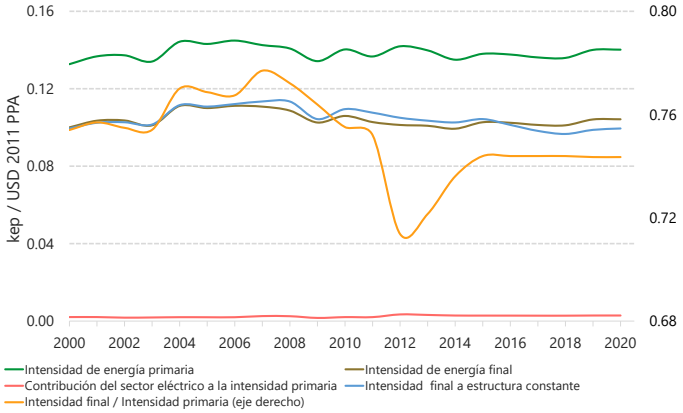
Consumo final del Sector Residencial



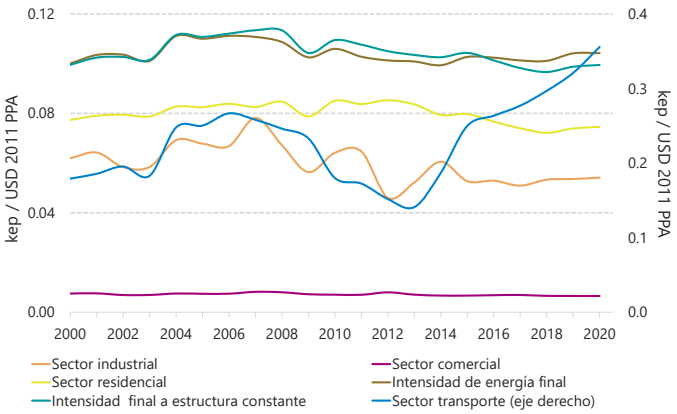
Consumo final per cápita Sector Residencial



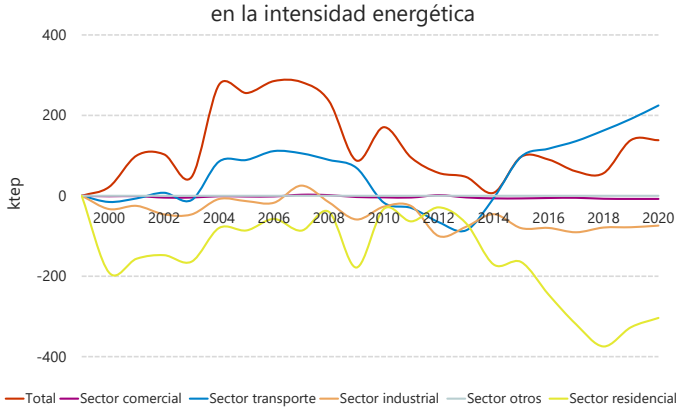
Intensidades energéticas



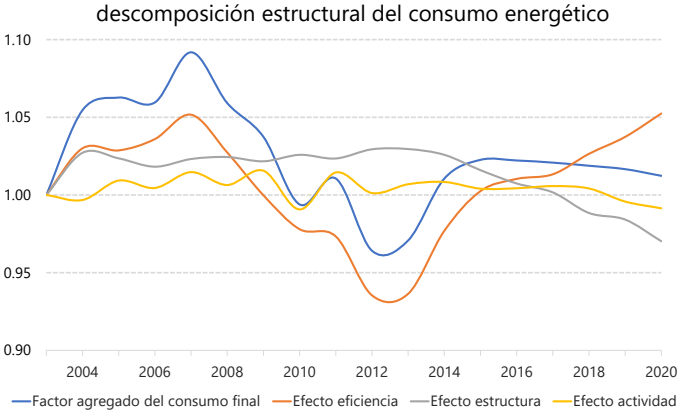
Intensidades energéticas sectoriales



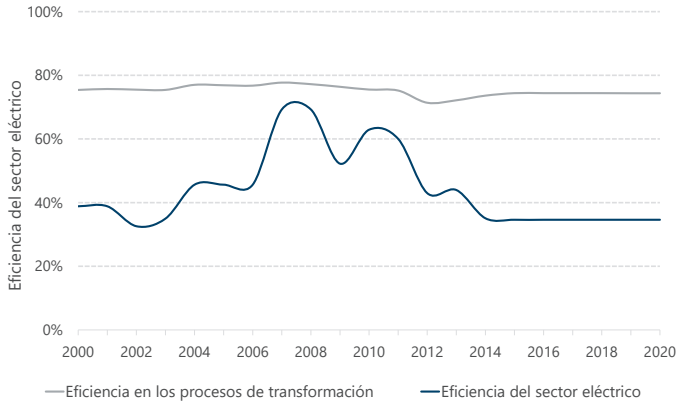
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



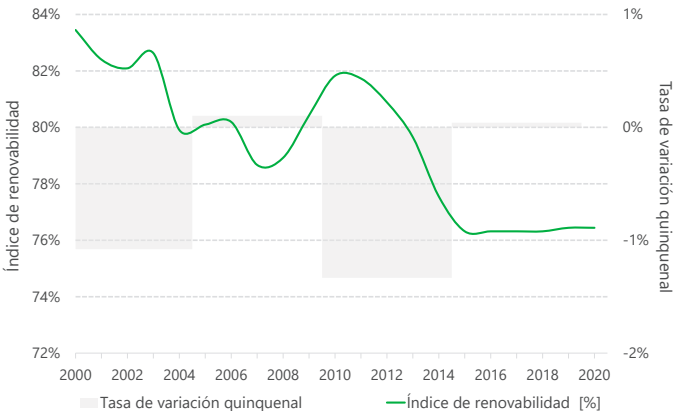
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



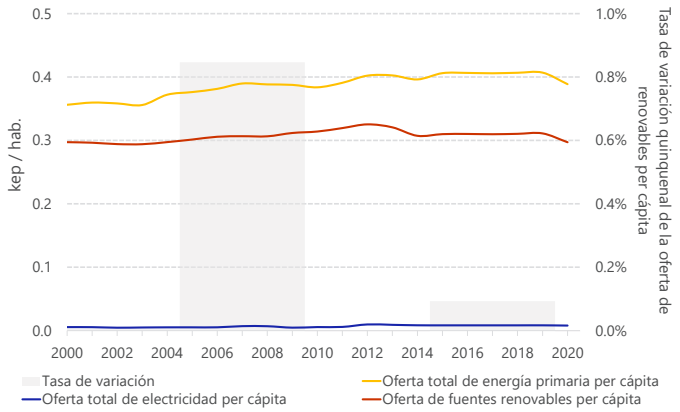
Eficiencia del sector eléctrico



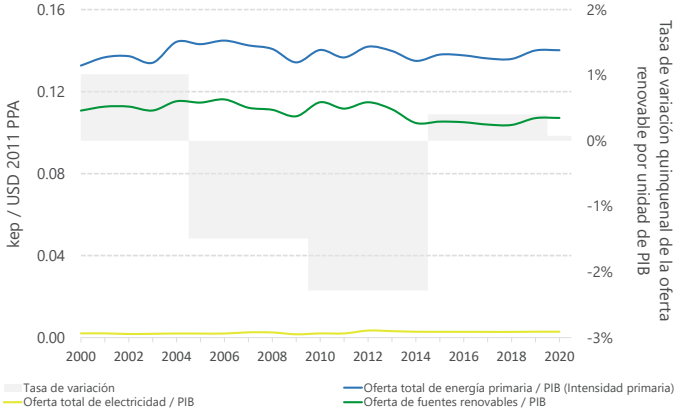
Índice de renovabilidad



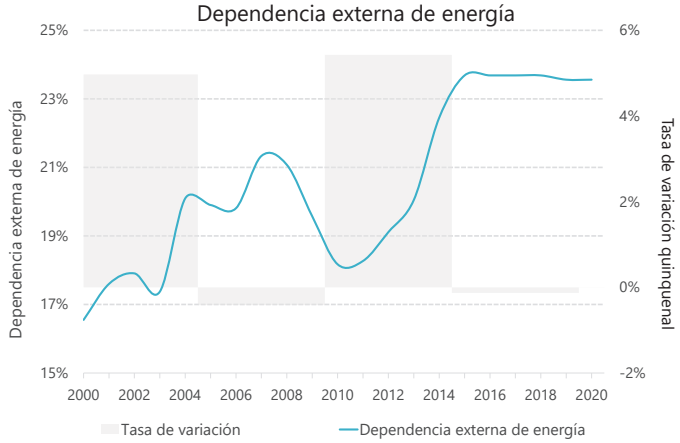
Oferta de energía per cápita



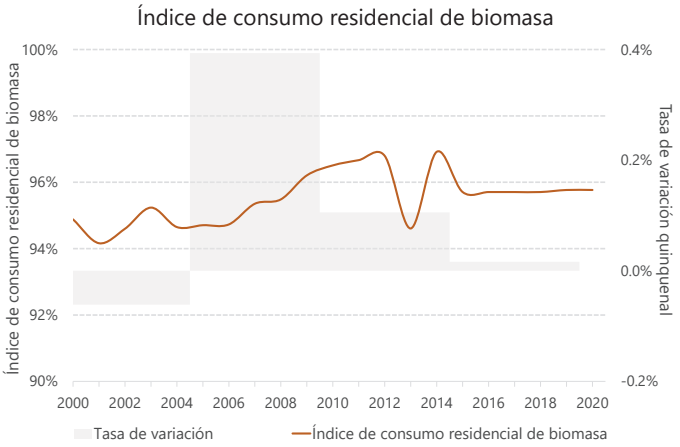
Ofertas de energía por unidad de PIB



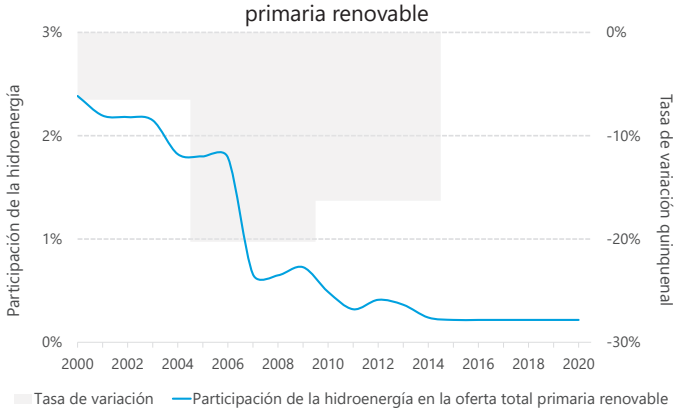
Dependencia externa de energía



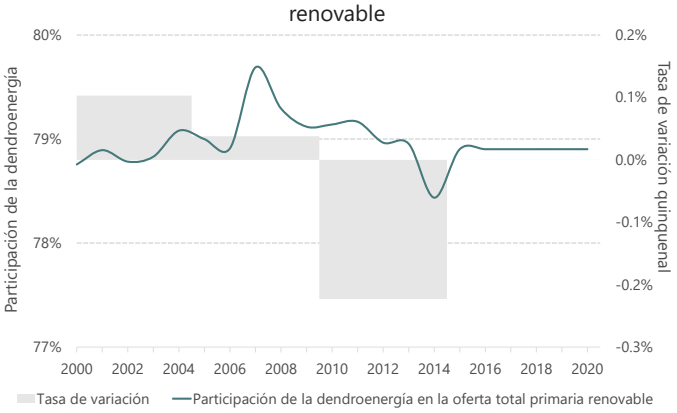
Índice de consumo residencial de biomasa



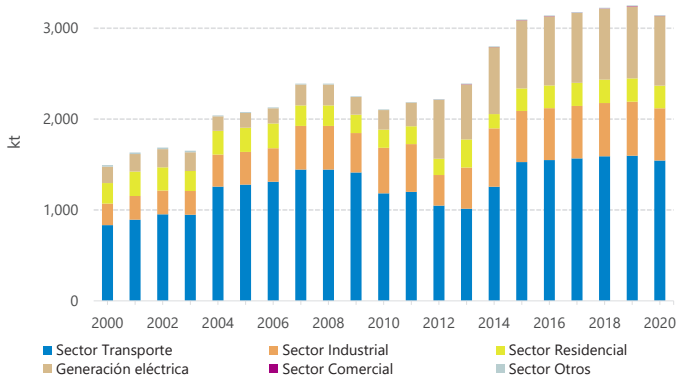
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



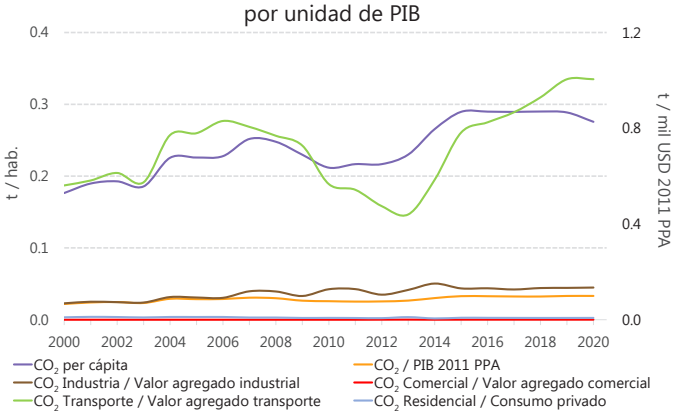
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



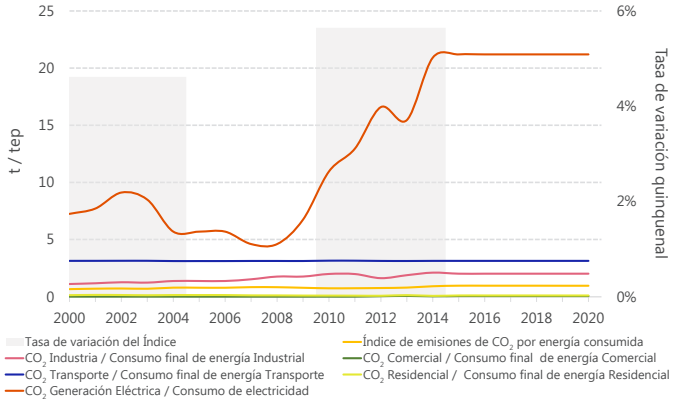
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



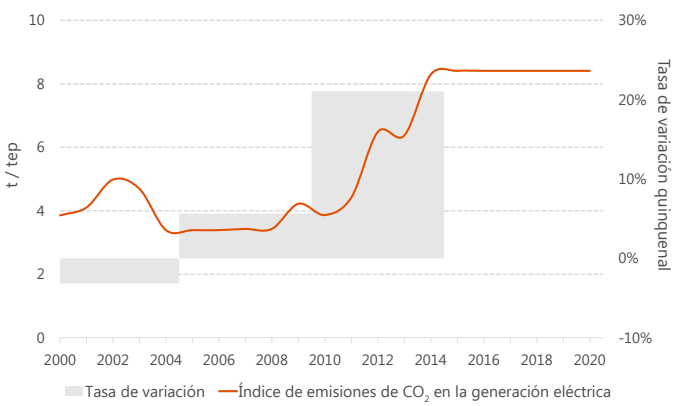
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



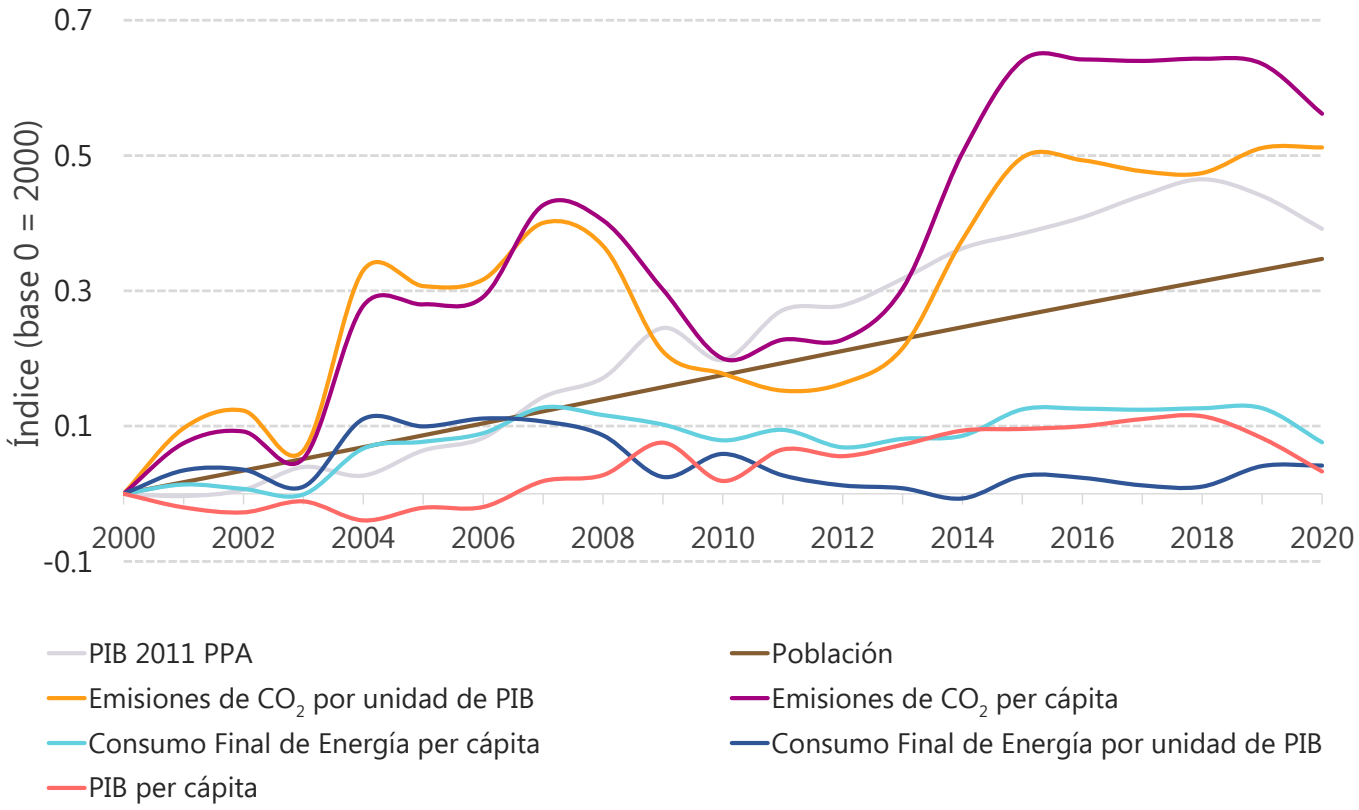
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



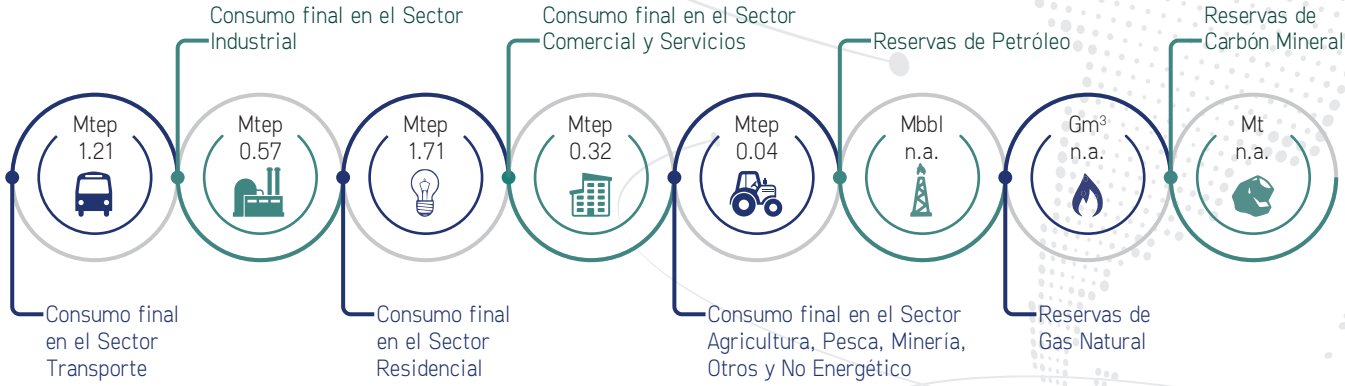


HONDURAS

Datos Generales 2020

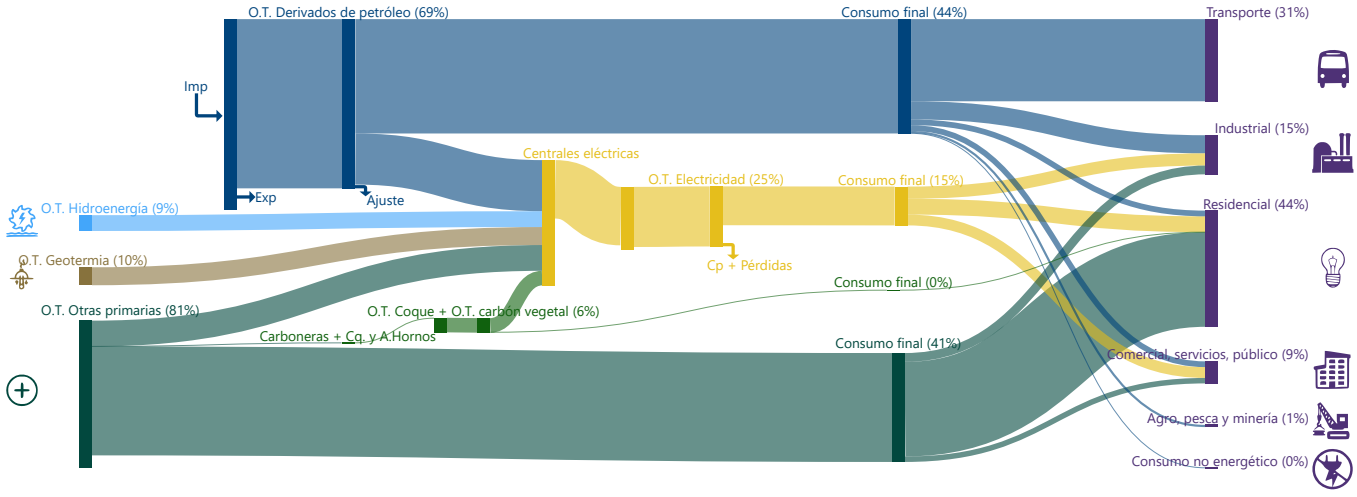
Población (mil hab.)	9,363
Superficie (km^2)	112,492
Densidad de población (hab. / km^2)	83
Población urbana (%)	55
PIB USD 2010 (MUSD)	19,914
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	50,894
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	5.4

Sector Energético 2020

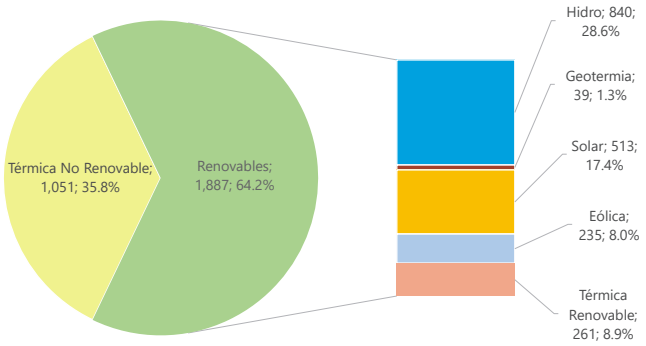


kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
708	0.41	85.02	5.37	2.66	3.07	0.34	3.85	n.a.	2.94	0.11 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

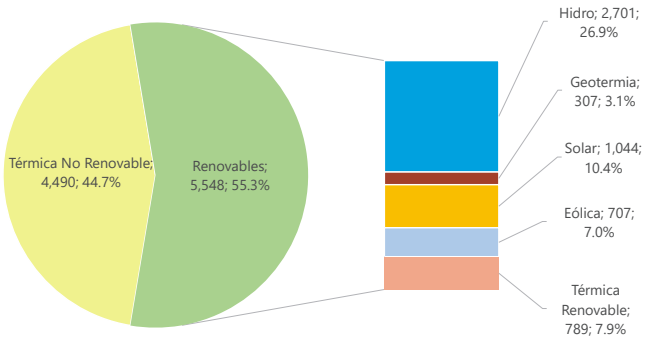
Balance energético resumido 2020



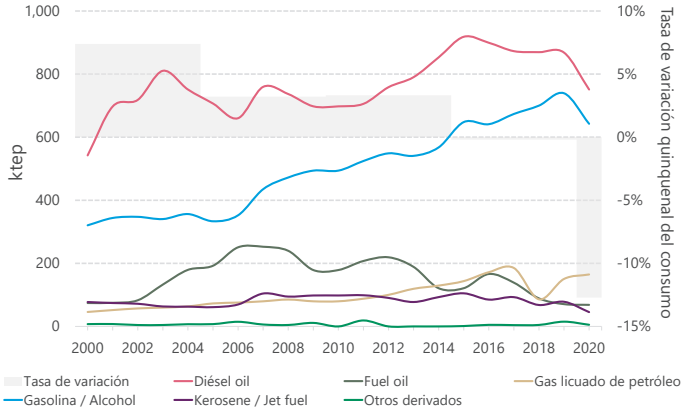
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



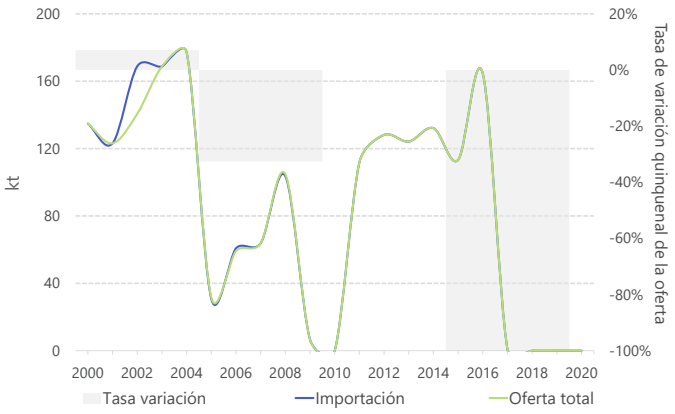
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



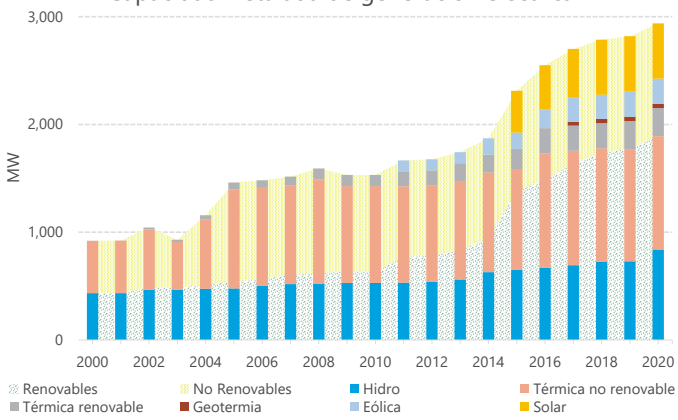
Consumo derivados de petróleo



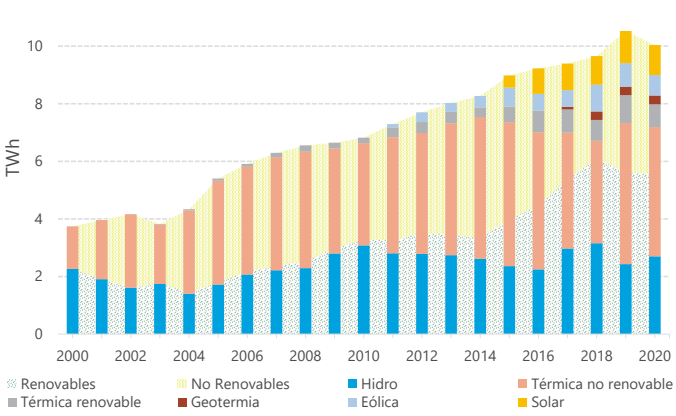
Oferta de carbón mineral



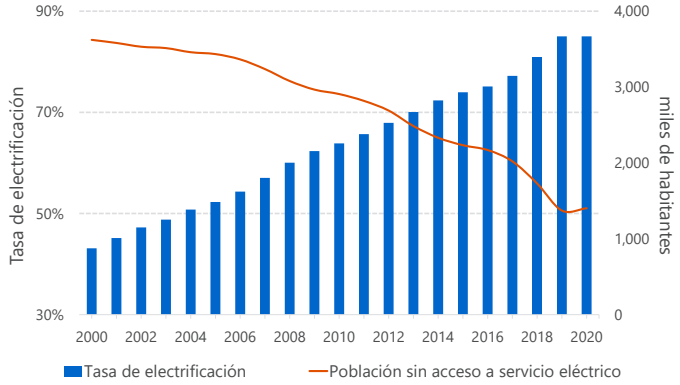
Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

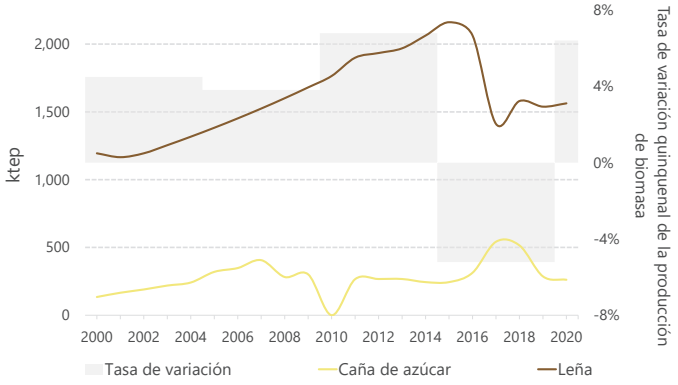


Tasa de electrificación



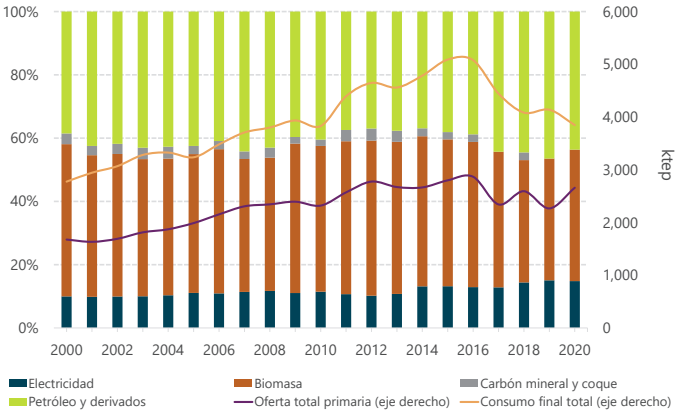
* A partir del año 2019 se cambió de metodología de cálculo realizado ahora por la Secretaría de Energía.

Producción de biomasa y biocombustibles *

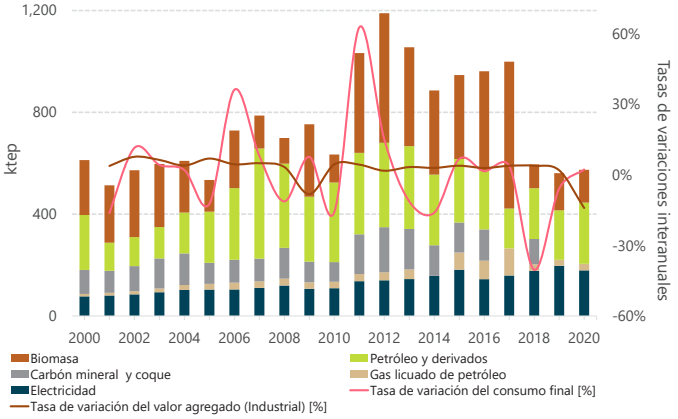


* A partir de 2017, se modifica la metodología que mejora la estimación del consumo de leña.

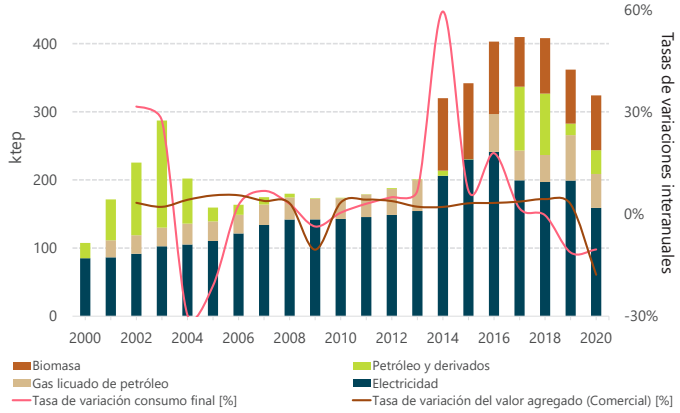
Consumo final de energía por fuente de energía



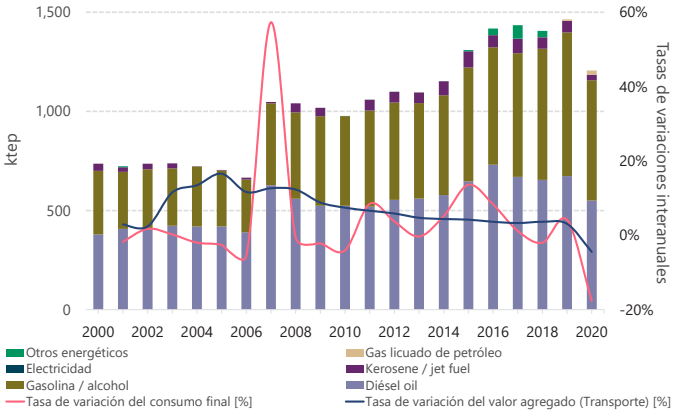
Consumo final del Sector Industrial



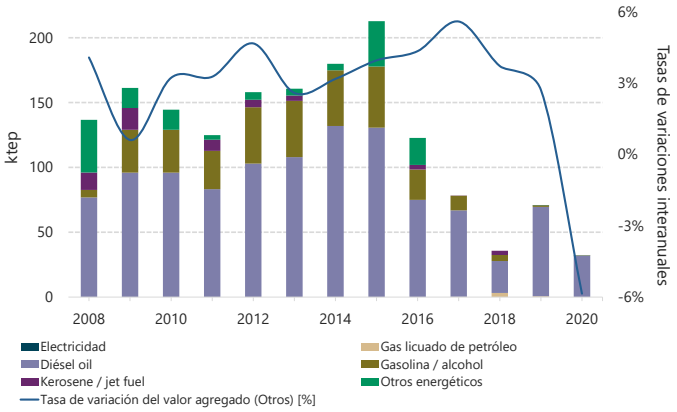
Consumo final del Sector Comercial



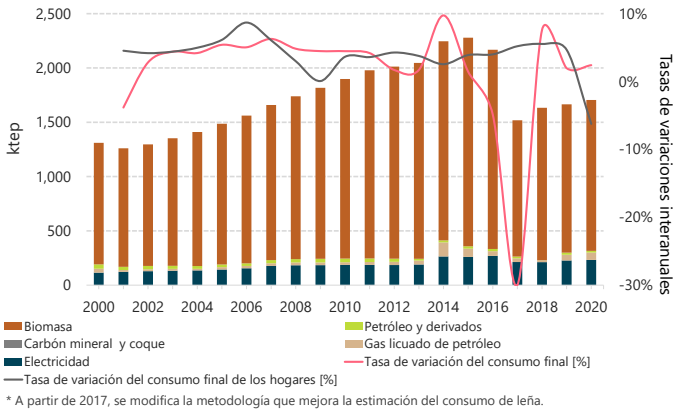
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

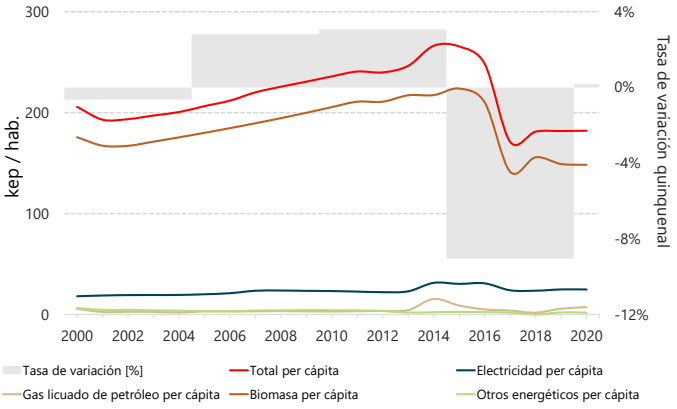


Consumo final del Sector Residencial

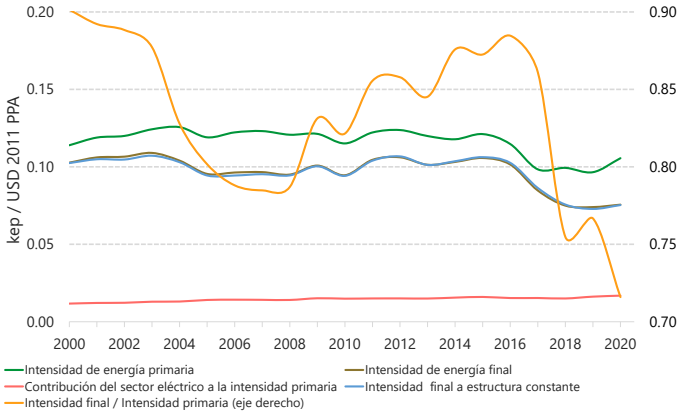


* A partir de 2017, se modifica la metodología que mejora la estimación del consumo de leña.

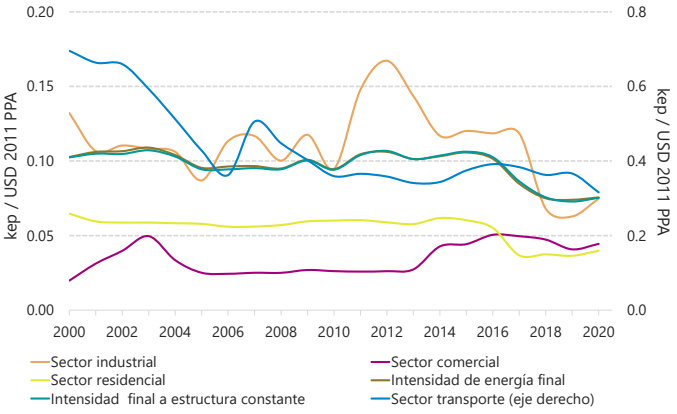
Consumo final per cápita Sector Residencial



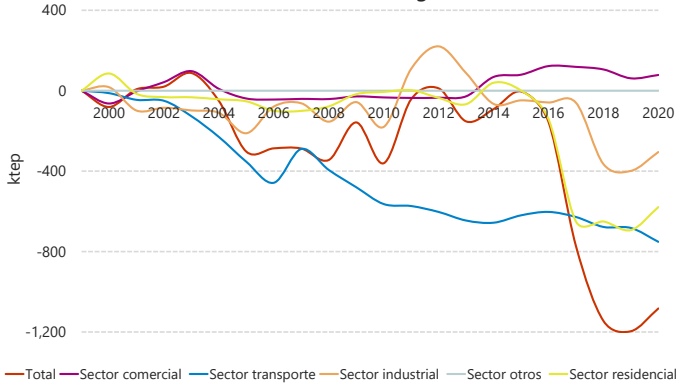
Intensidades energéticas



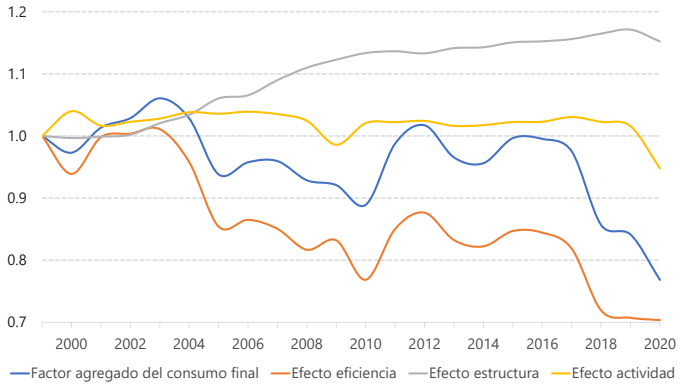
Intensidades energéticas sectoriales



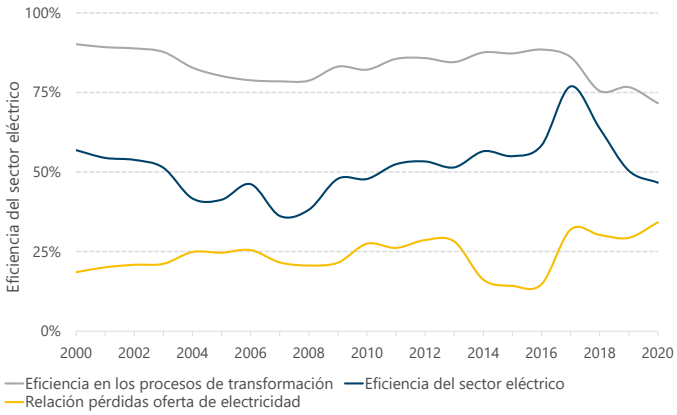
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



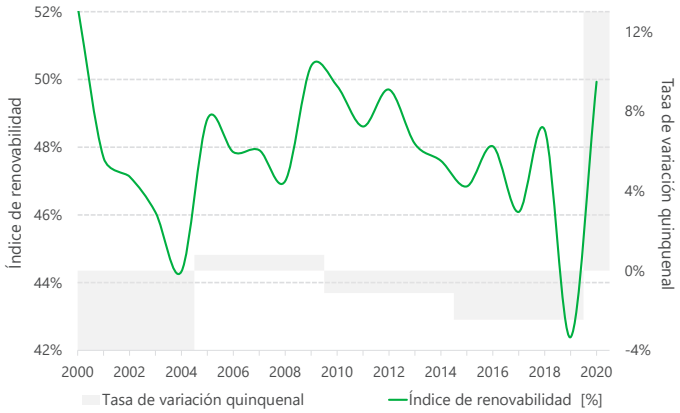
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



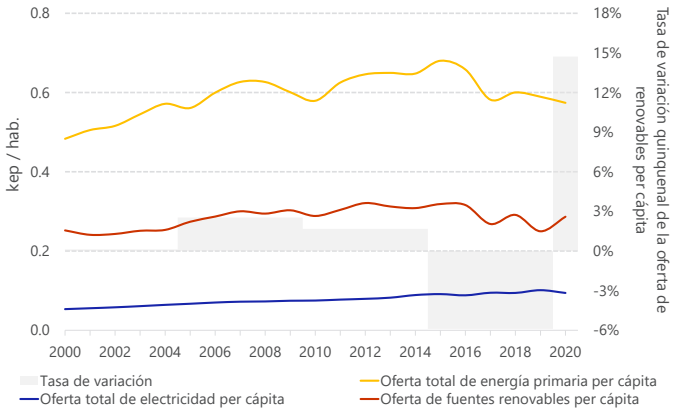
Eficiencia del sector eléctrico



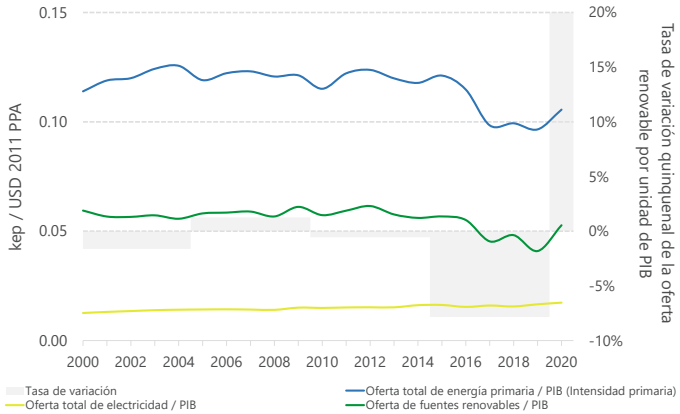
Índice de renovabilidad



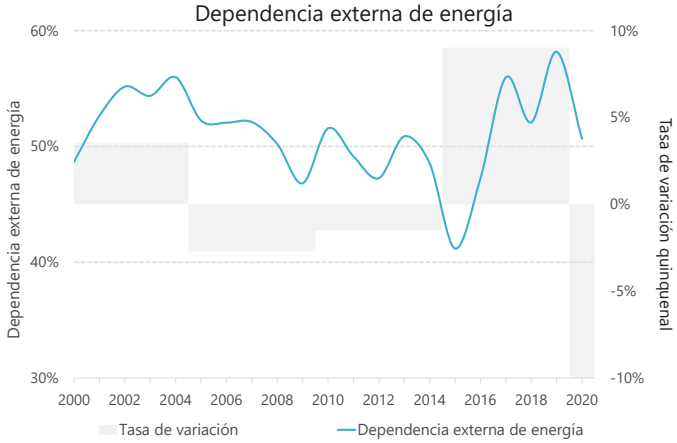
Oferta de energía per cápita



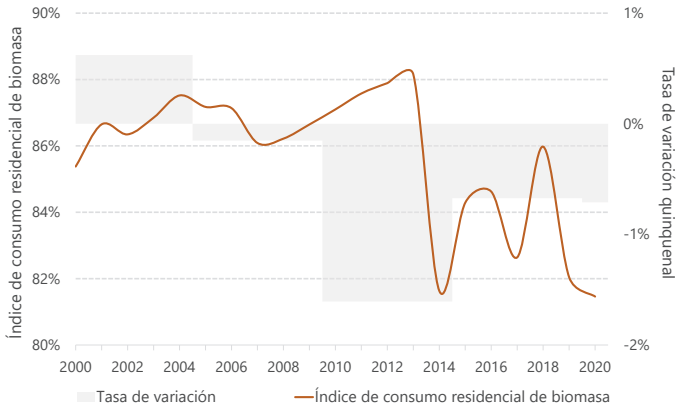
Ofertas de energía por unidad de PIB



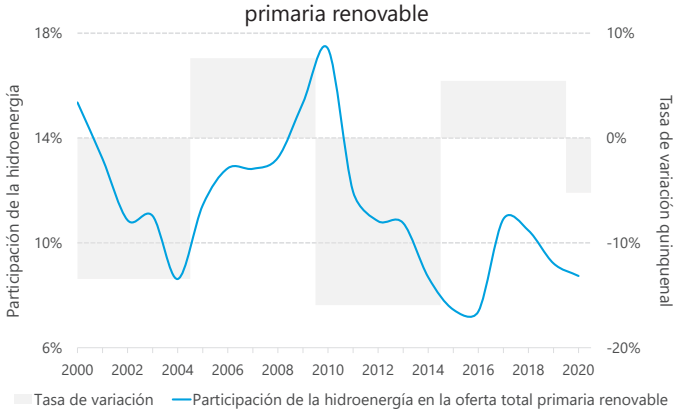
Dependencia externa de energía



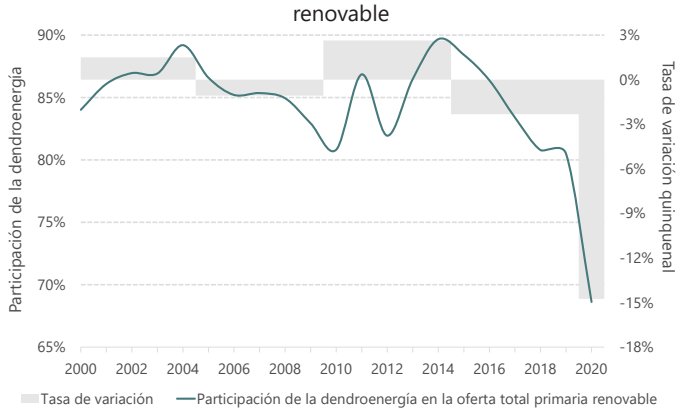
Índice de consumo residencial de biomasa



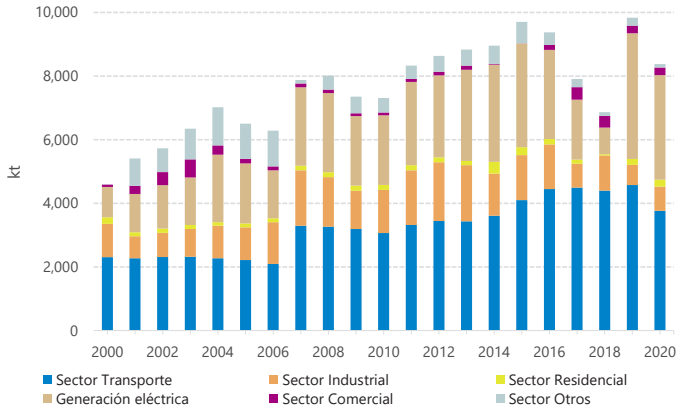
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



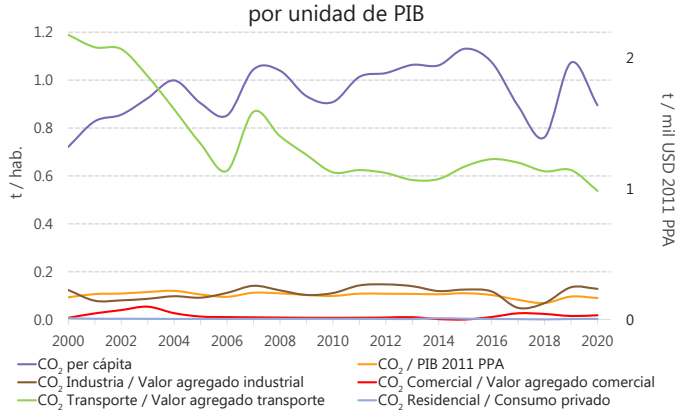
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



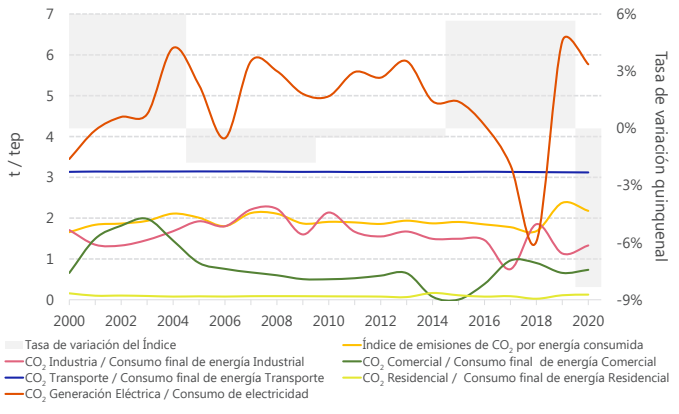
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector

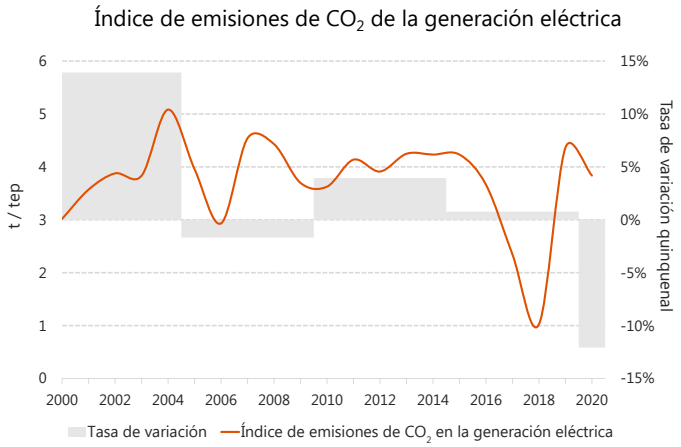


Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

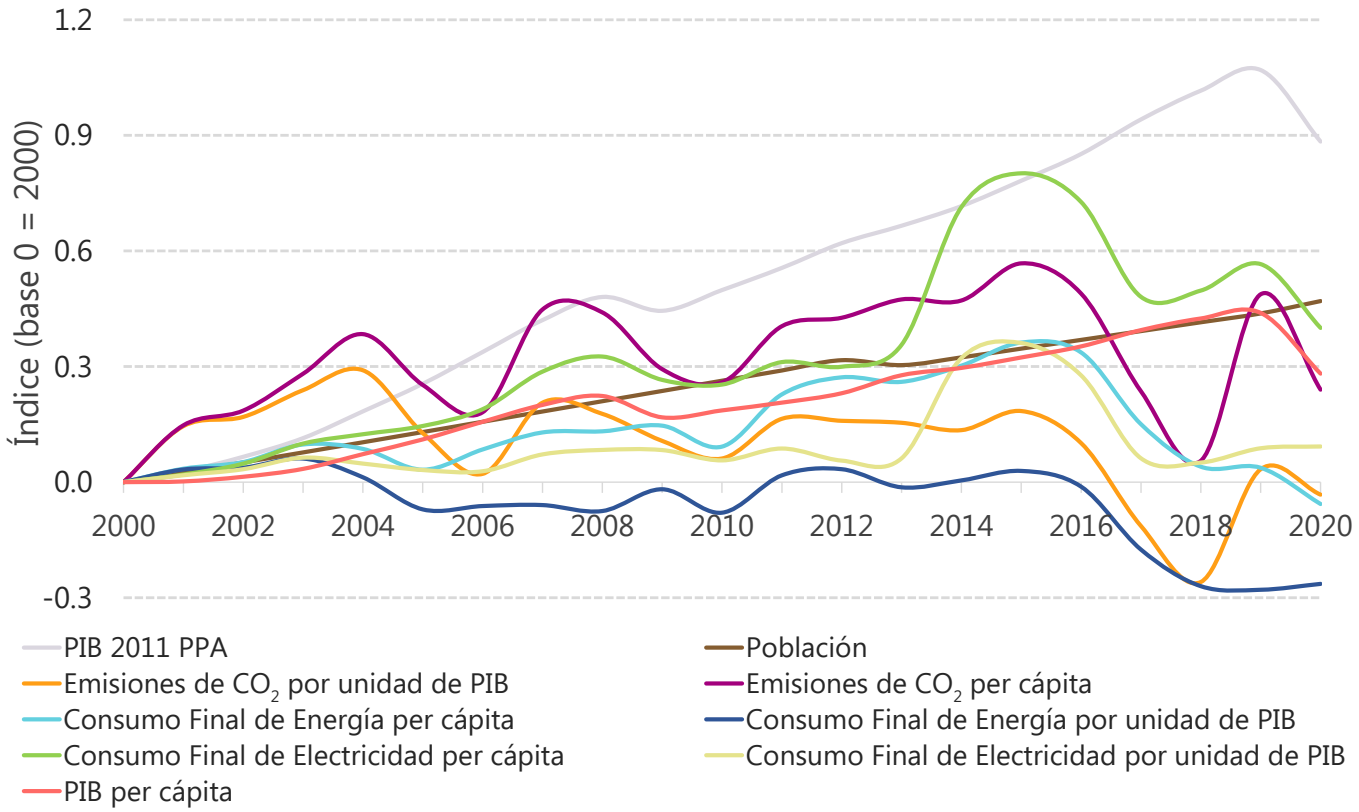


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida





Resumen de los principales indicadores



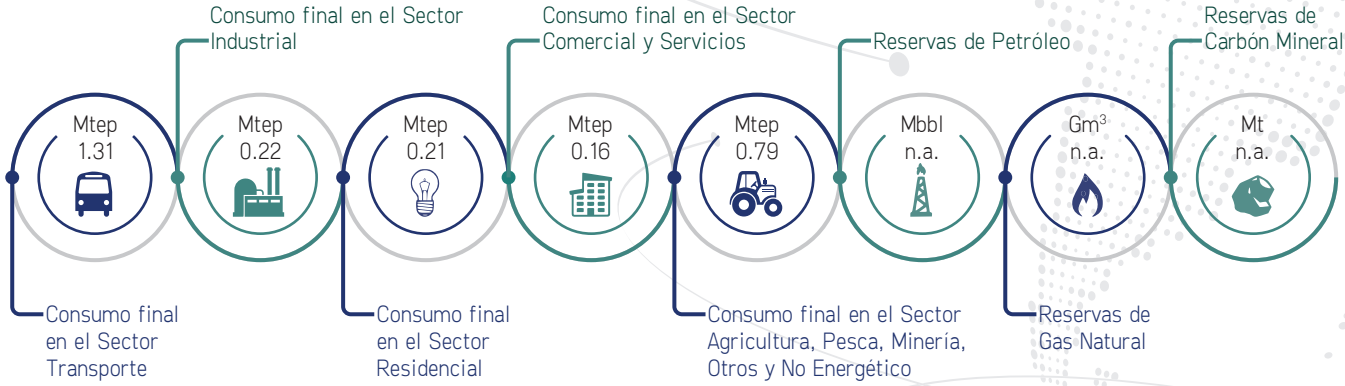
JAMAICA



Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	2,961 [1]
Superficie (km^2)	10,990
Densidad de población (hab. / km^2)	269
Población urbana (%)	56
PIB USD 2010 (MUSD)	12,945 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	25,885 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9

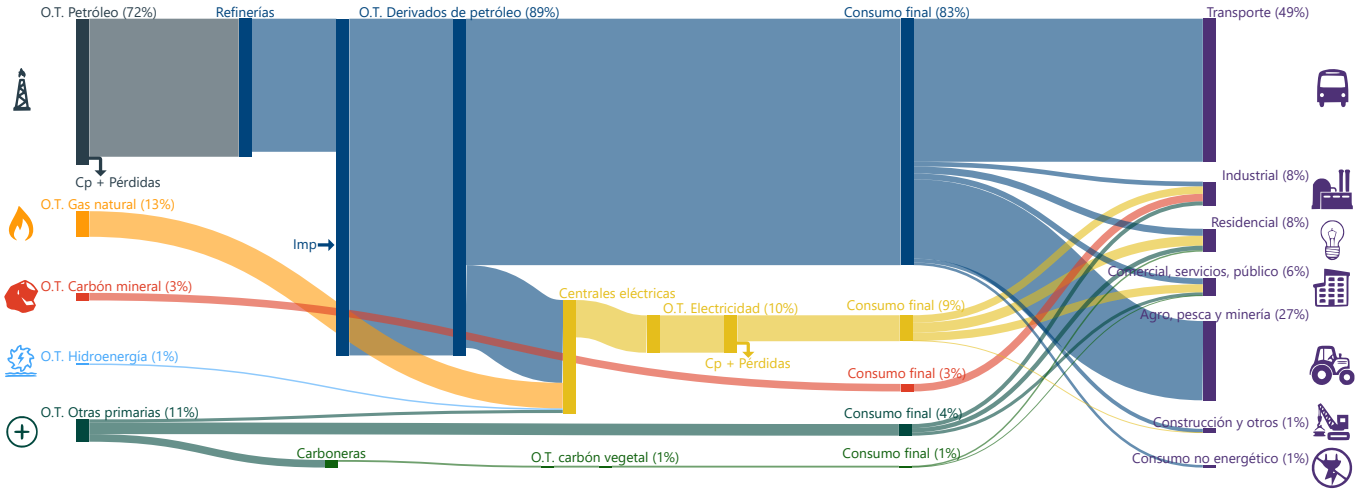
Sector Energético 2020



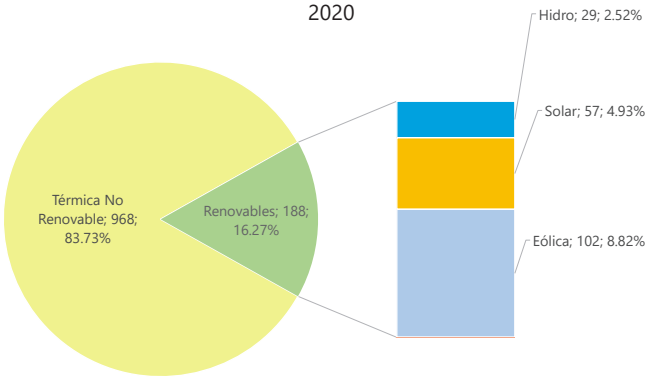
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
Nota: Los datos correspondientes al 2020 son preliminares y están sujetos a revisión del país.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
929	0.90	97.50	3.64	0.22	0.21	0.16	0.79	35	1.16	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

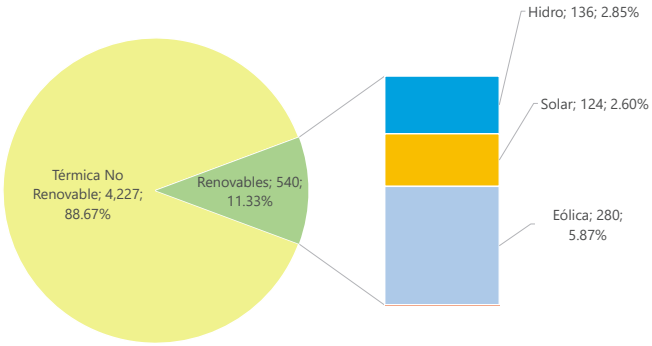
Balance energético resumido 2020



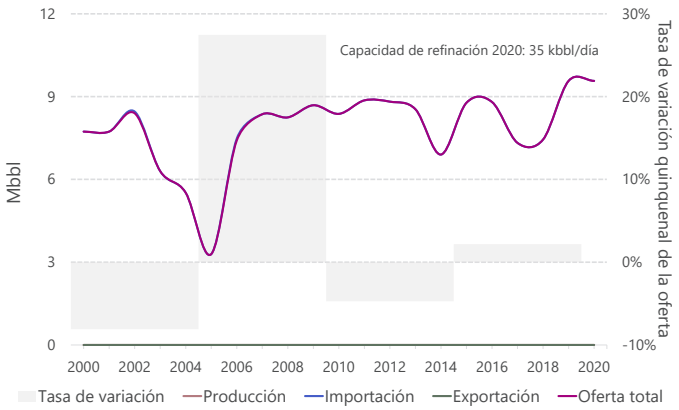
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



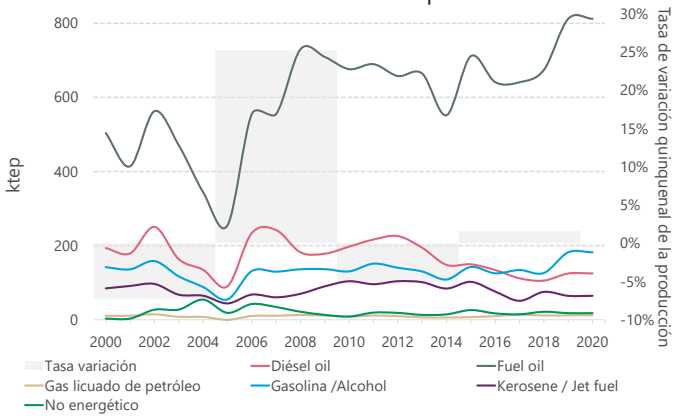
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



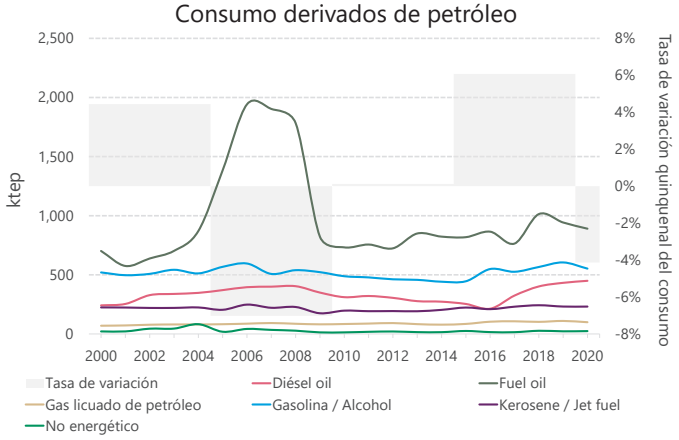
Oferta de petróleo



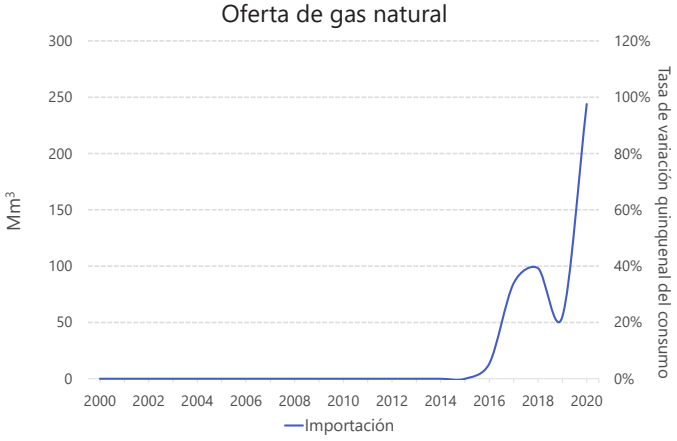
Producción derivados de petróleo



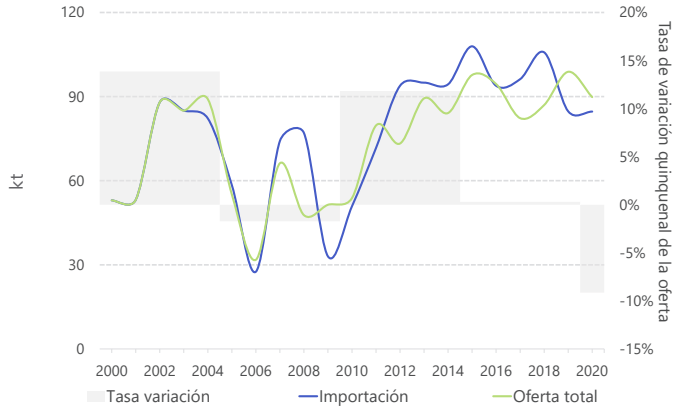
Consumo derivados de petróleo



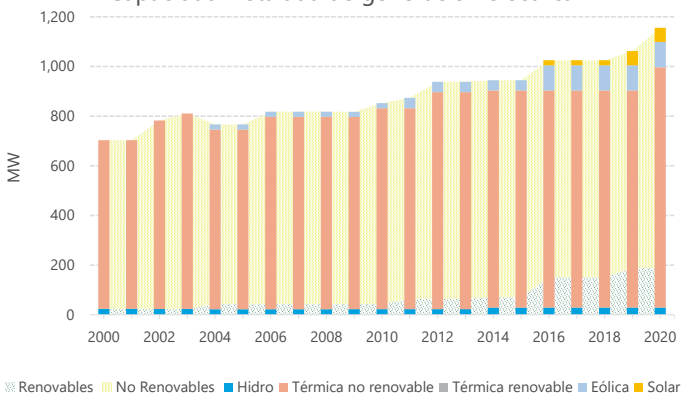
Oferta de gas natural



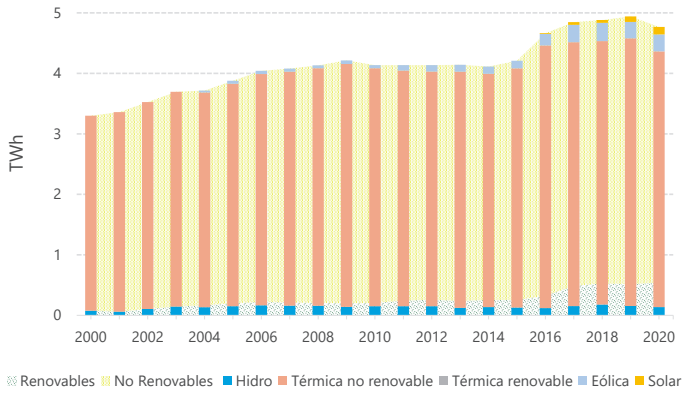
Oferta de carbón mineral



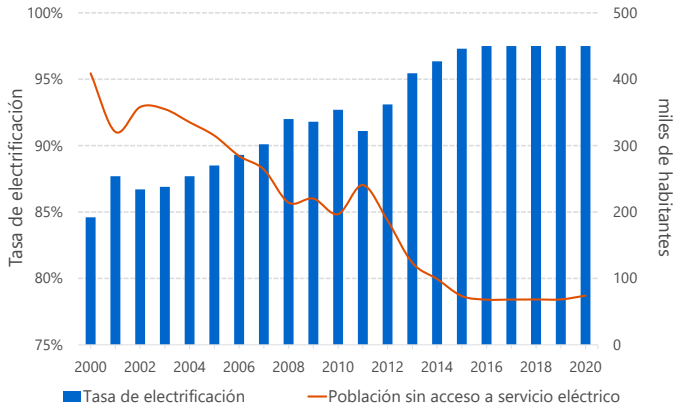
Capacidad instalada de generación eléctrica



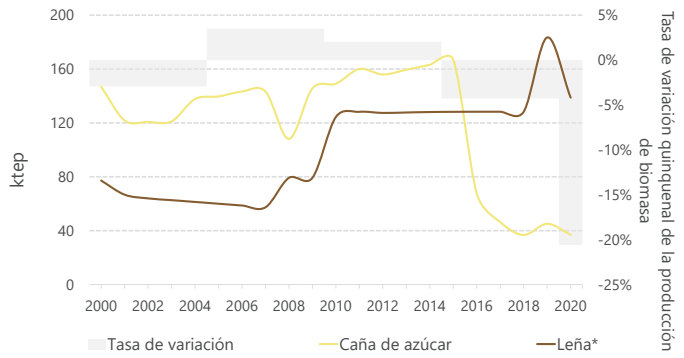
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

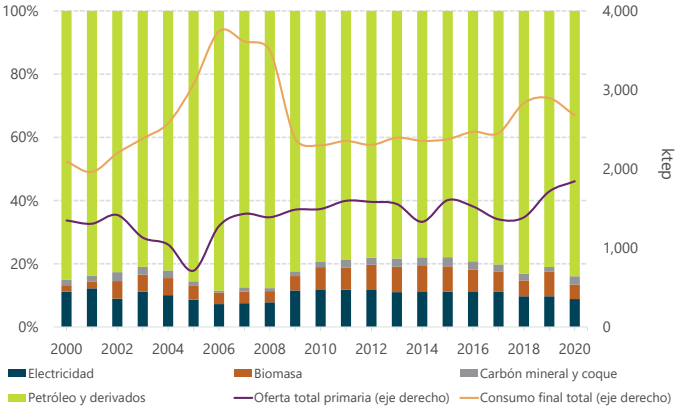


Producción de biomasa

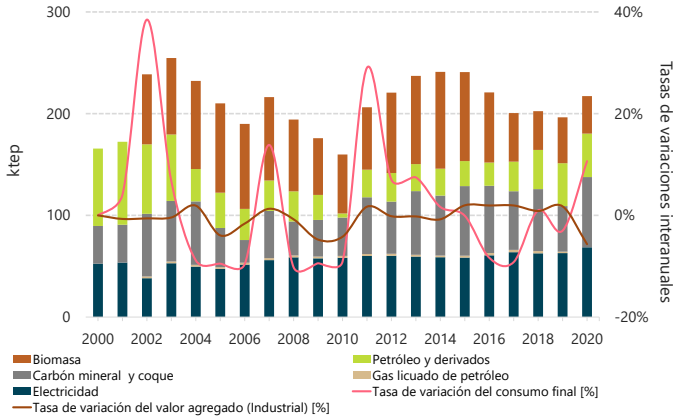


(*): El incremento en la producción de leña en el 2019 se debe a que la Corporación de Petróleo de Jamaica realizó una evaluación y encuesta que concluyó en el 2014. Este estudio identificó el aumento del uso de leña y carbón vegetal. La información fue incorporada en el Balance de Energía 2019.

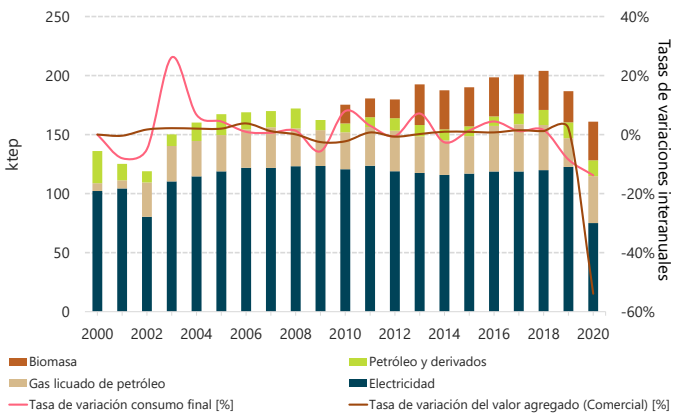
Consumo final de energía por fuente de energía



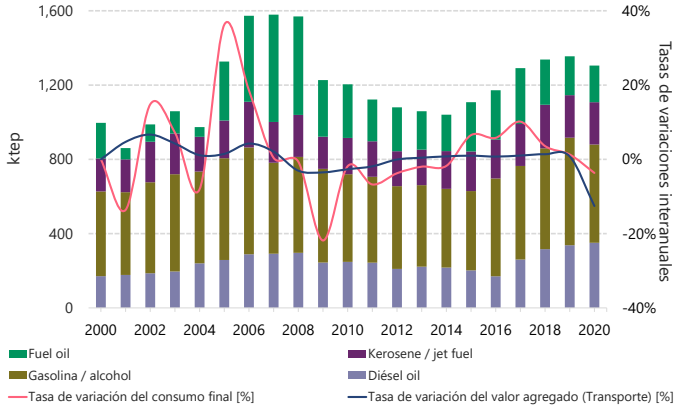
Consumo final del Sector Industrial



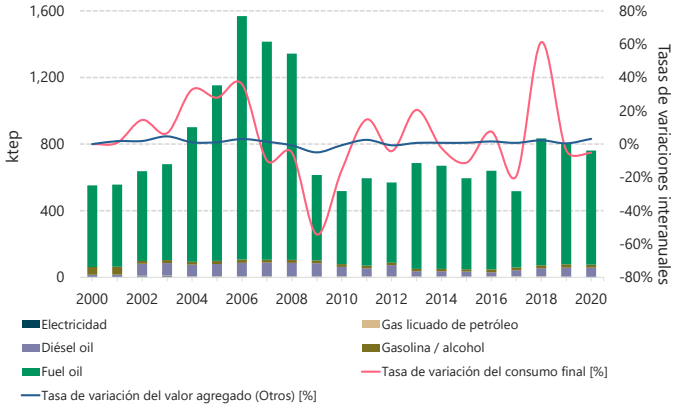
Consumo final del Sector Comercial



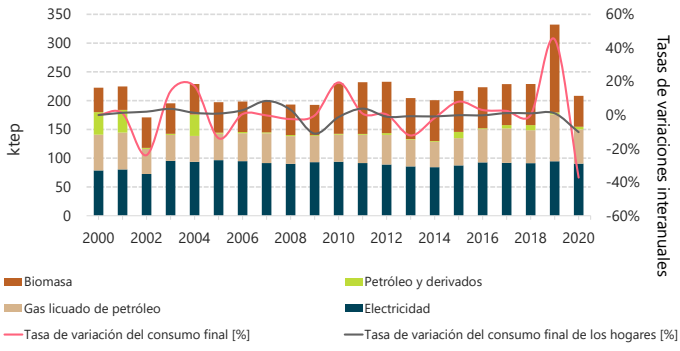
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

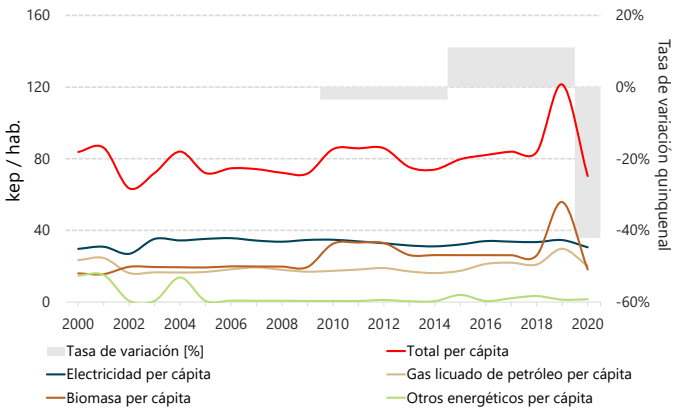


Consumo final del Sector Residencial

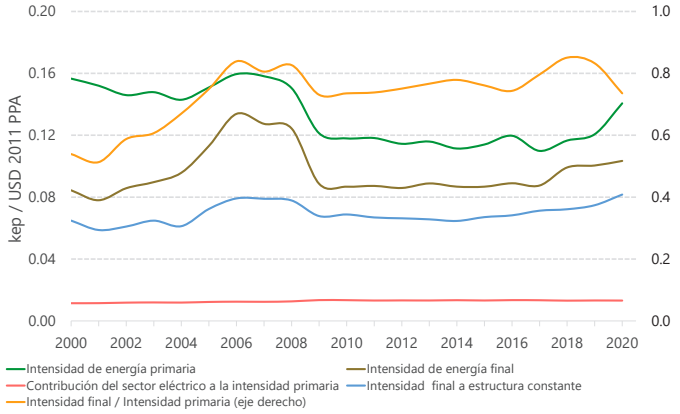


(*): El incremento en el consumo residencial en el 2019 se debe a que la Corporación de Petróleo de Jamaica realizó una evaluación y encuesta que concluyó en el 2014. Este estudio identificó el aumento del uso de leña y carbón vegetal. La información fue incorporada en el Balance de Energía 2019.

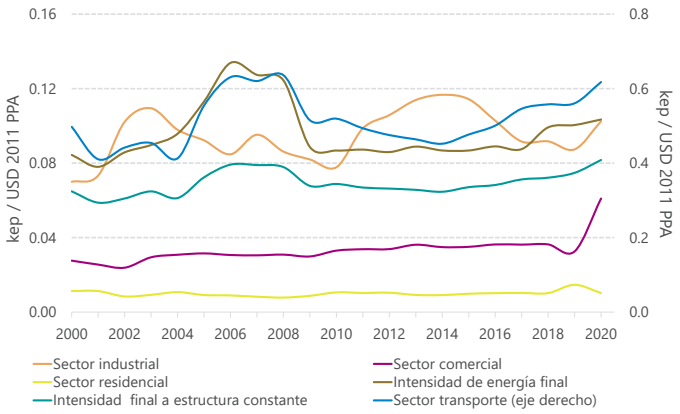
Consumo final per cápita Sector Residencial



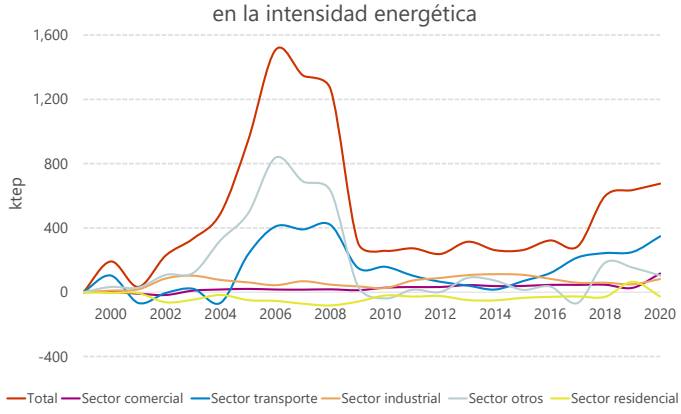
Intensidades energéticas



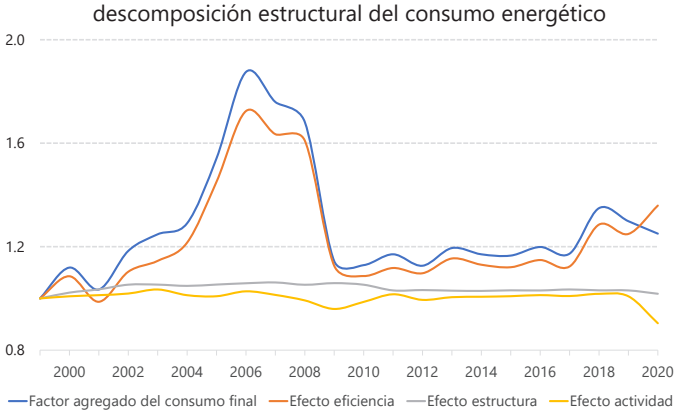
Intensidades energéticas sectoriales



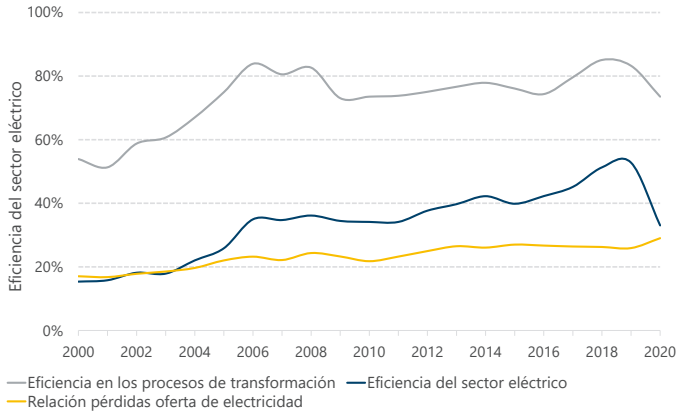
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



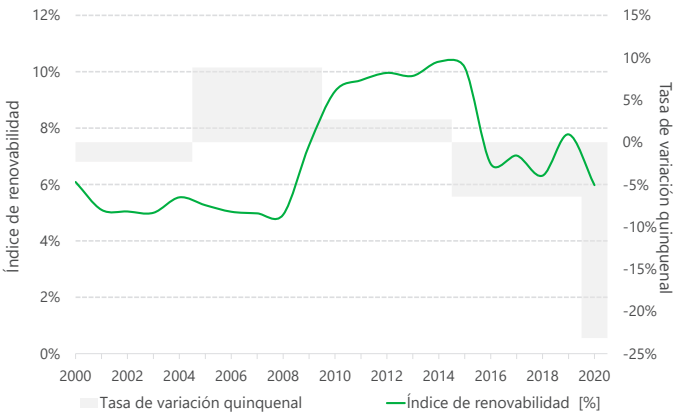
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



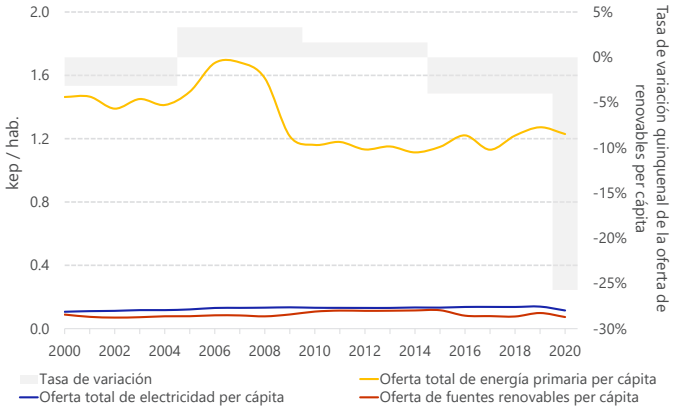
Eficiencia del sector eléctrico



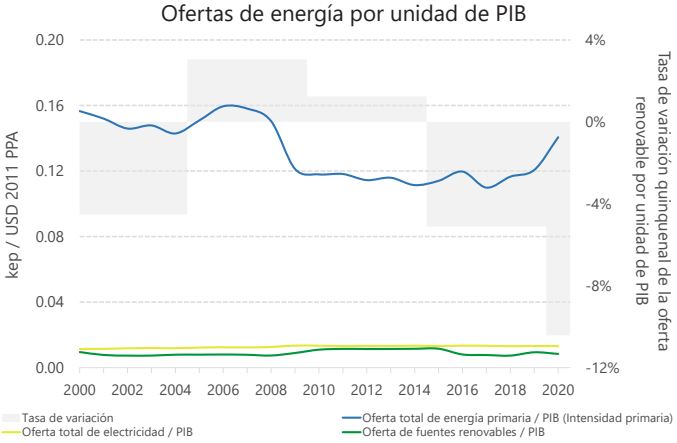
Índice de renovabilidad



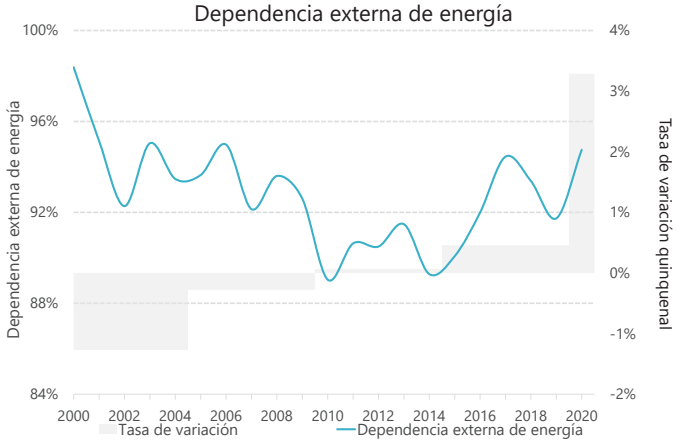
Oferta de energía per cápita



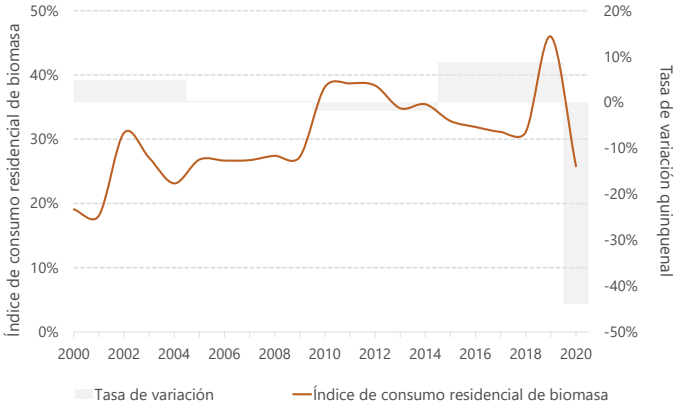
Ofertas de energía por unidad de PIB



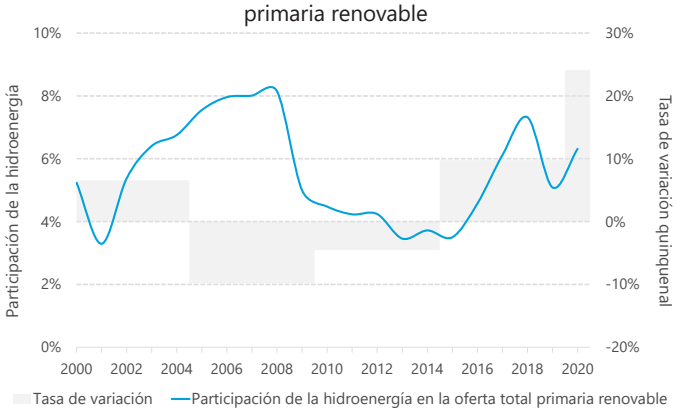
Dependencia externa de energía



Índice de consumo residencial de biomasa



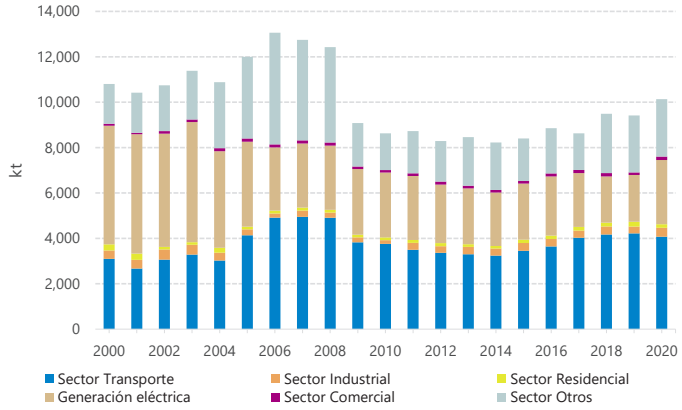
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



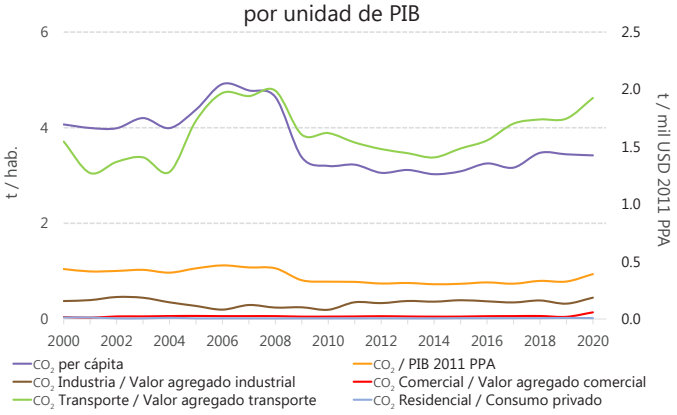
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



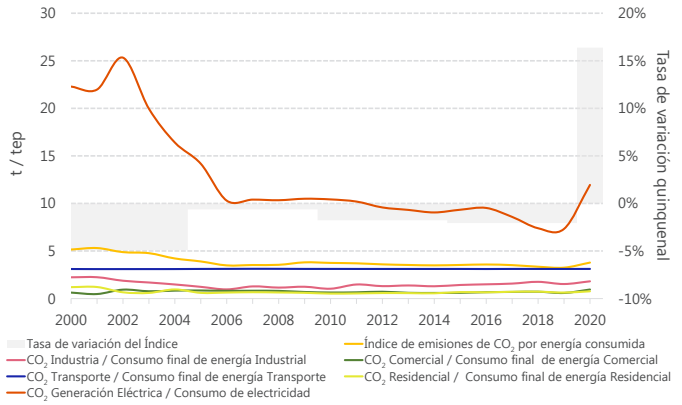
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



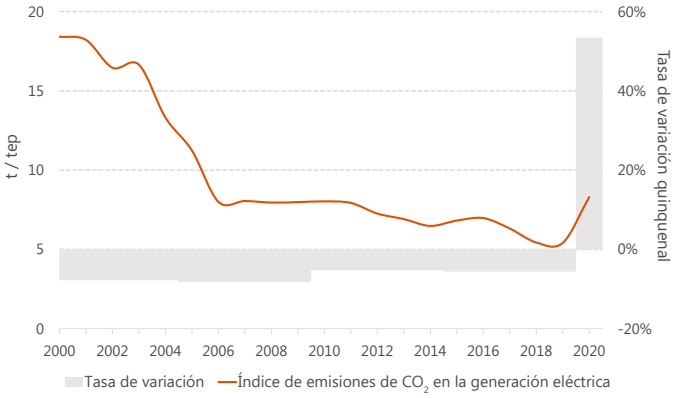
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



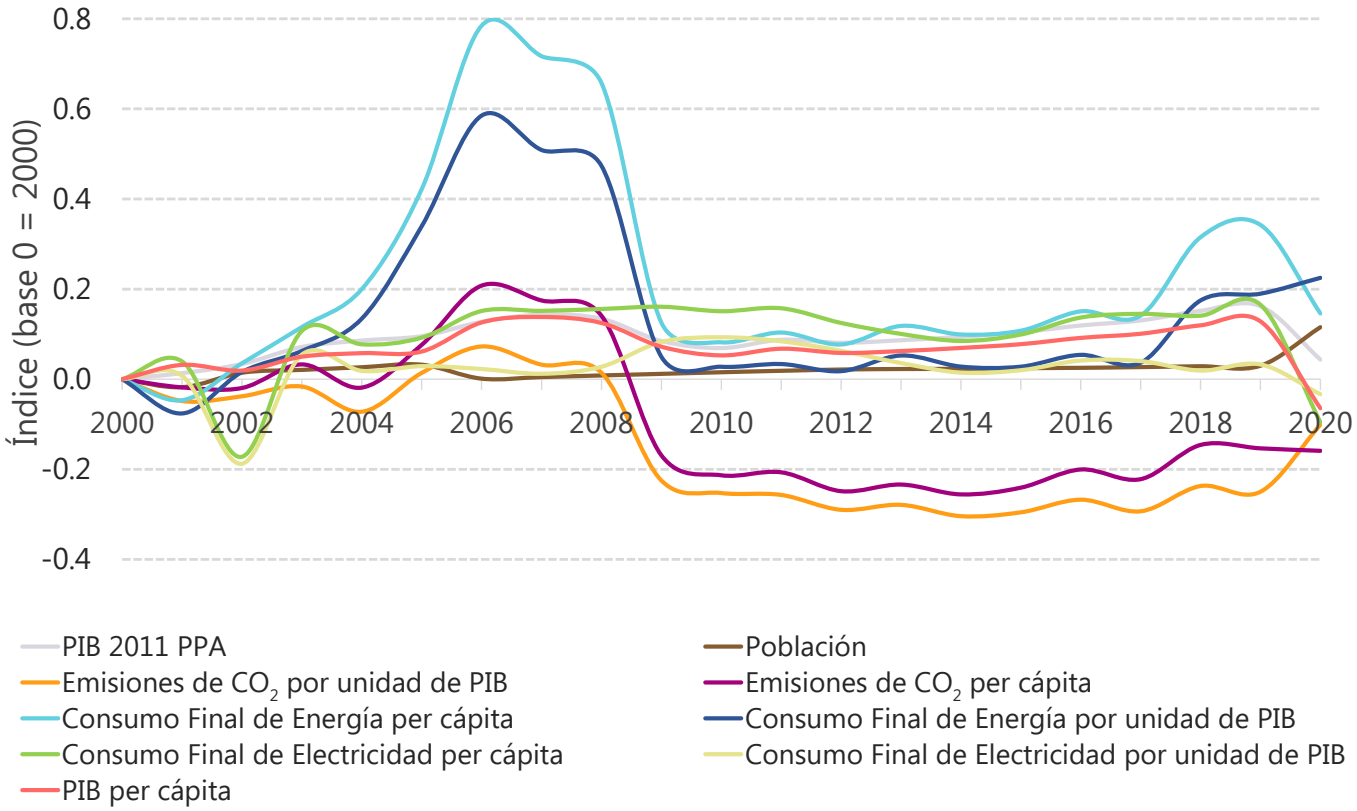
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



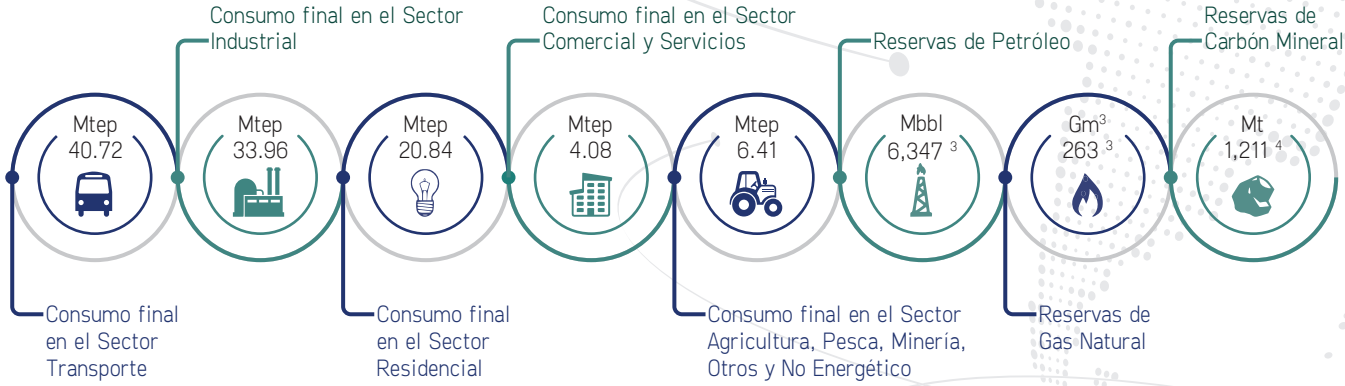


MÉXICO

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	128,933 [1]
Superficie (km^2)	1,964,375
Densidad de población (hab. / km^2)	66
Población urbana (%)	81
PIB USD 2010 (MUSD)	1,199,576
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,306,317
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18

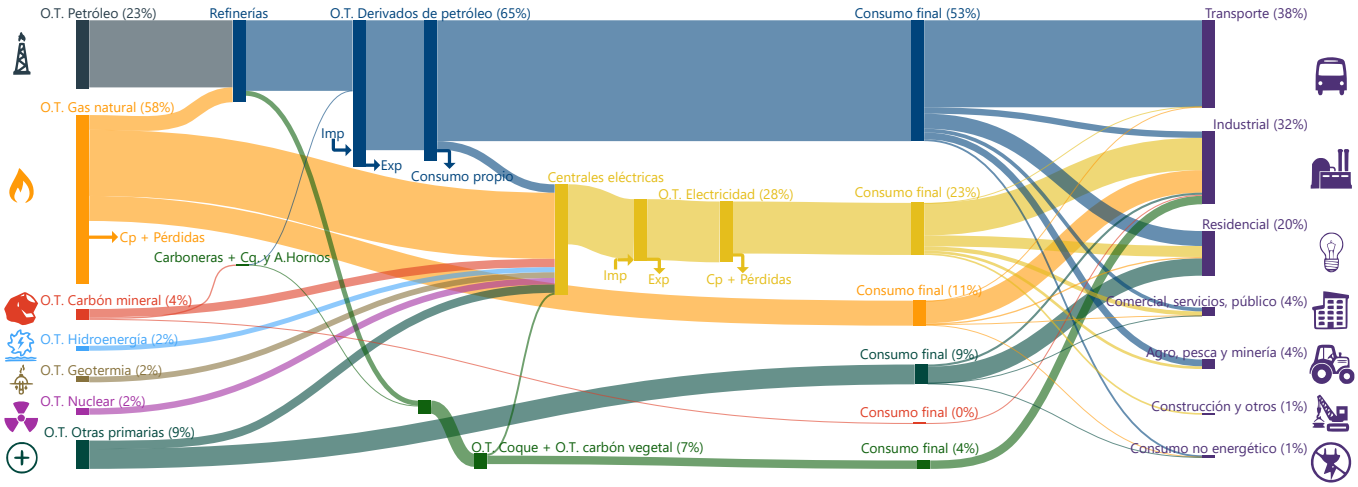
Sector Energético 2020*



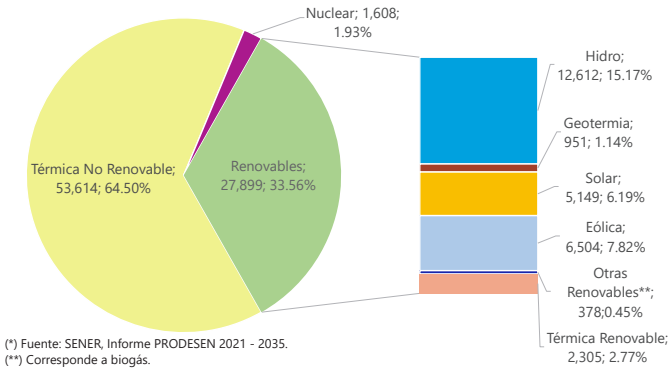
[1] CEPAL.
[2] Informe PRODESEN 2021-2035.
[3] Base de datos institucional de Pemex y Comisión Nacional de Hidrocarburos.
[4] BP Statistical Review of World Energy.
[5] PEMEX, Cifras 2020.
[6] SENER, Informe PRODESEN 2021 - 2035.
Nota (*): Los datos de oferta y demanda corresponden a la publicación del Balance de Energía 2020, SENER.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,190	0.82	99.08 [2]	174.19	168.68	85.29	68.30	106.01	1,640 [5]	83.12 [6]	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 2020

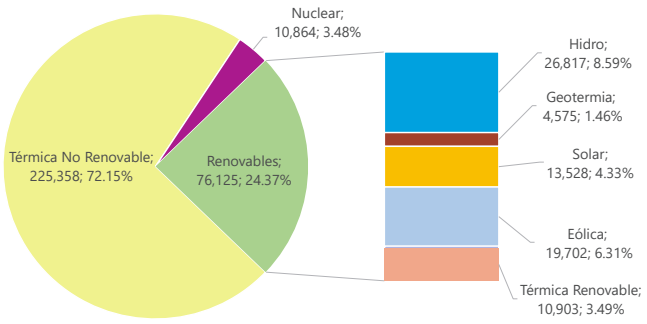


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %] 2020*



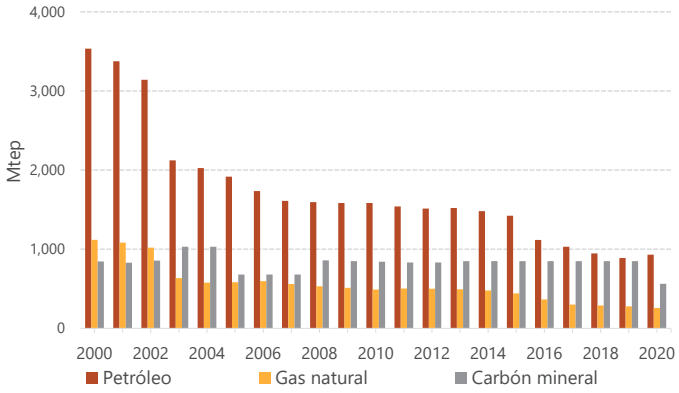
(*) Fuente: SENER, Informe PRODESEN 2021 - 2035.
(**) Corresponde a biogás.

Generación eléctrica por fuente [GWh; %] 2020*

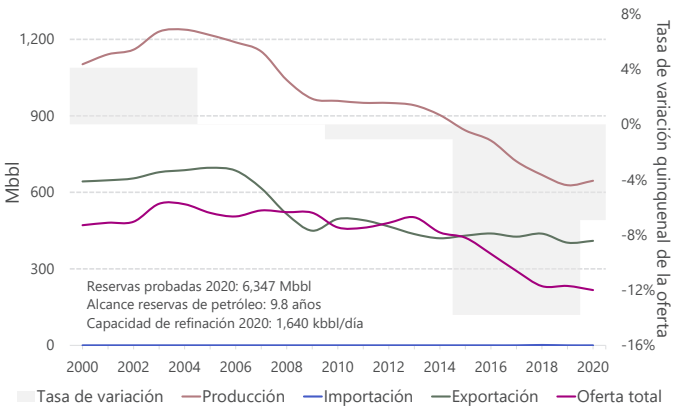


(*) Fuente: SENER, Informe PRODESEN 2021 - 2035.

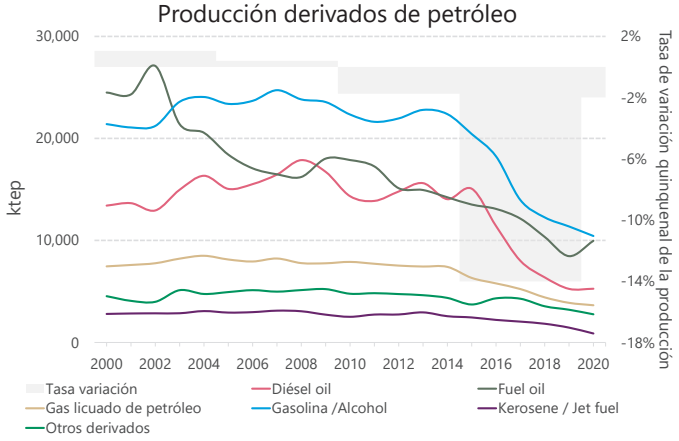
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



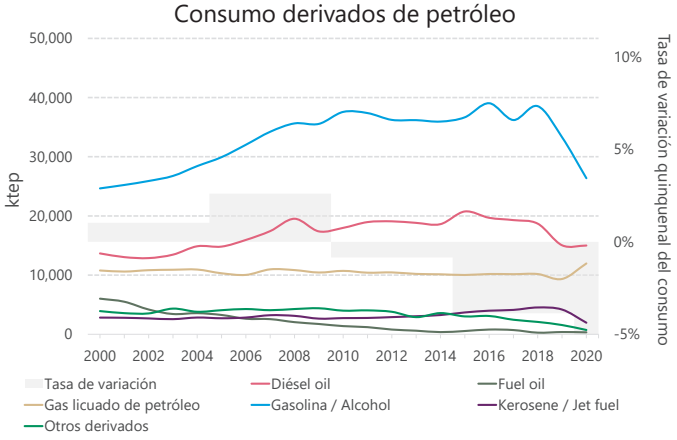
Oferta de petróleo



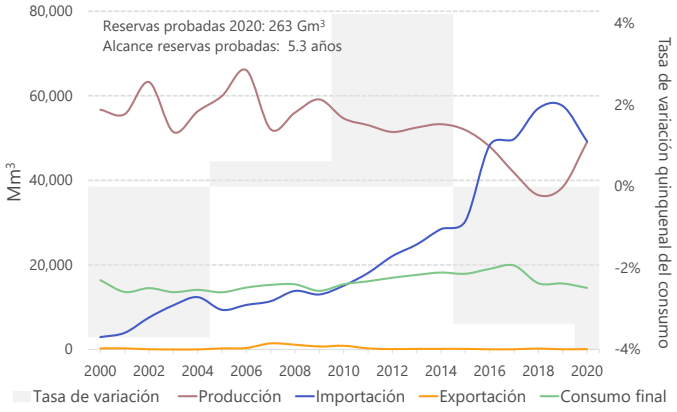
Producción derivados de petróleo



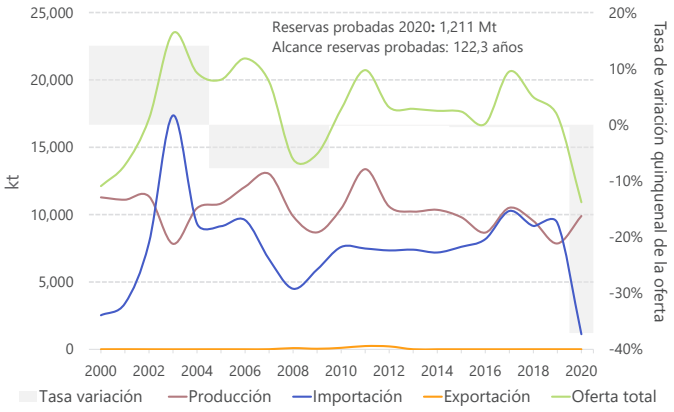
Consumo derivados de petróleo



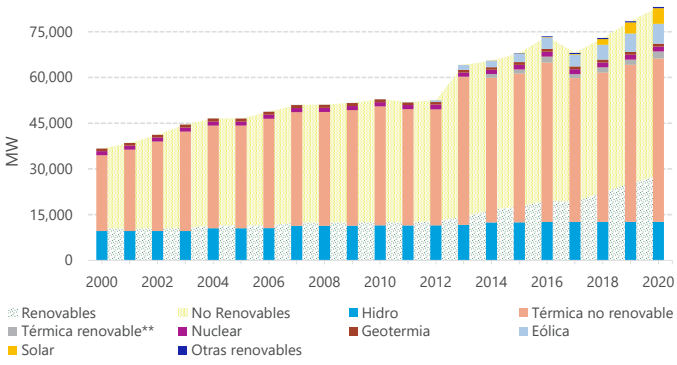
Oferta de gas natural



Oferta de carbón mineral



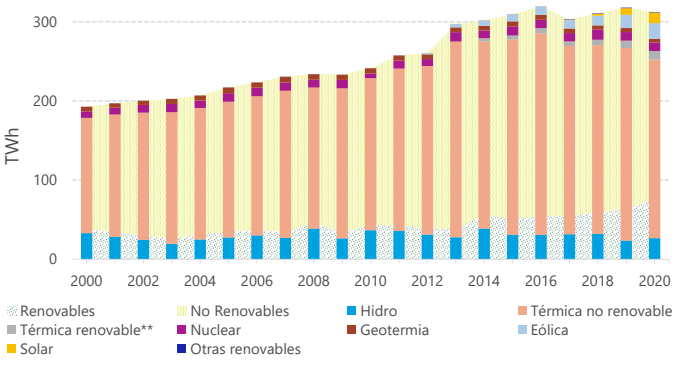
Capacidad instalada de generación eléctrica*



(**): Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bioenergía. (*) 2020: SENER, Informe PRODESEN 2021 - 2035

Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

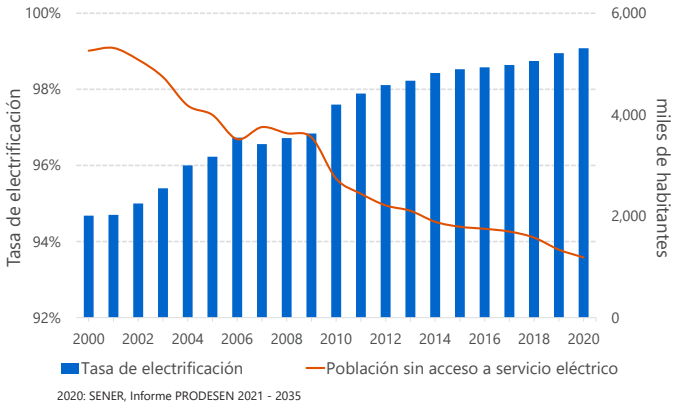
Generación eléctrica*



(**): Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bioenergía. (*) 2020: SENER, Informe PRODESEN 2021 - 2035

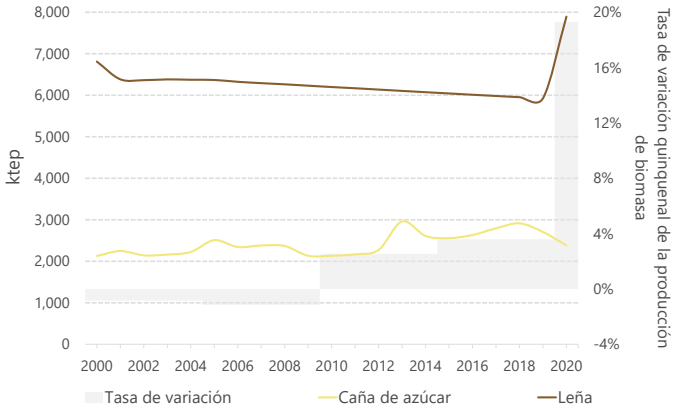
Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

Tasa de electrificación

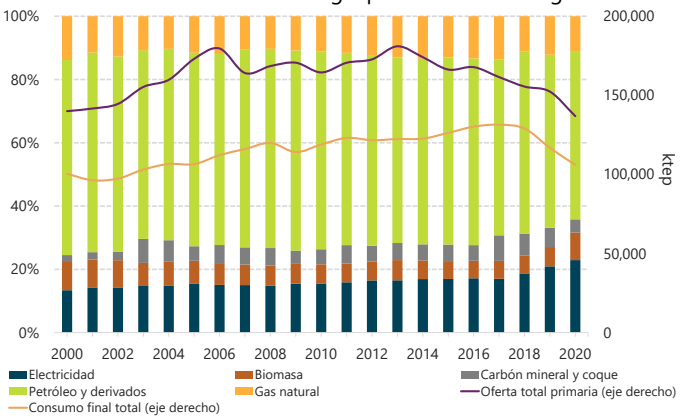


2020: SENER, Informe PRODESEN 2021 - 2035

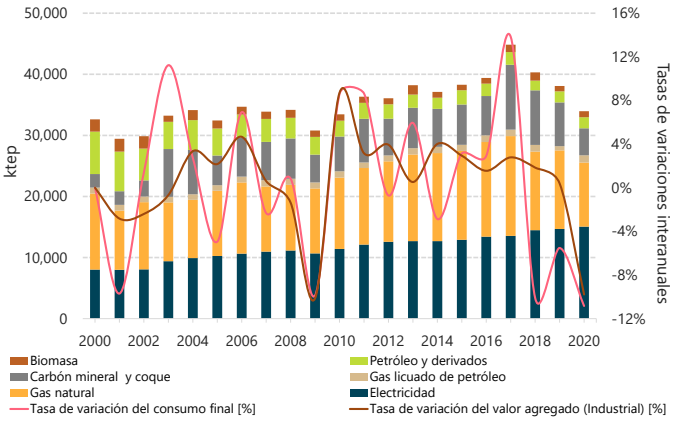
Producción de biomasa y biocombustibles



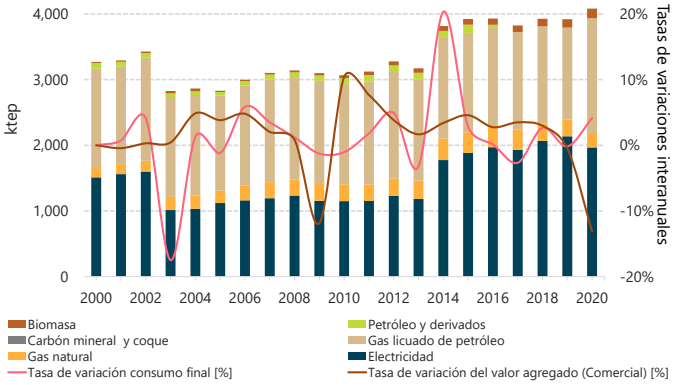
Consumo final de energía por fuente de energía



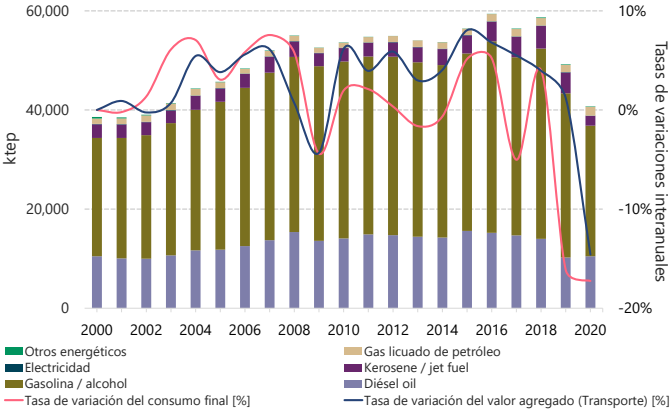
Consumo final del Sector Industrial



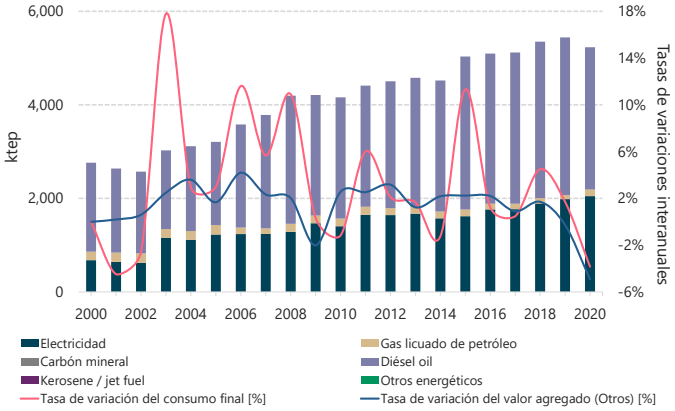
Consumo final del Sector Comercial



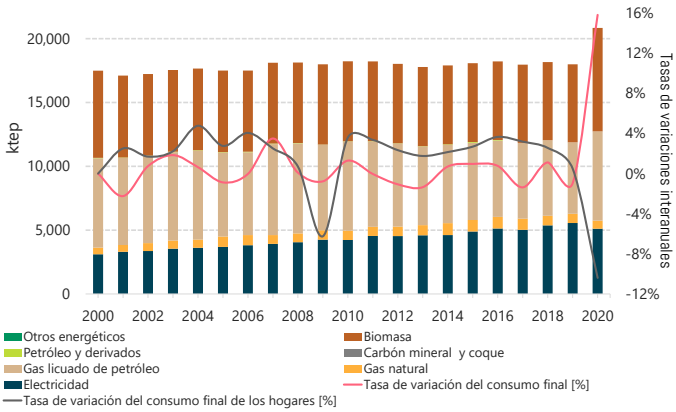
Consumo final del Sector Transporte



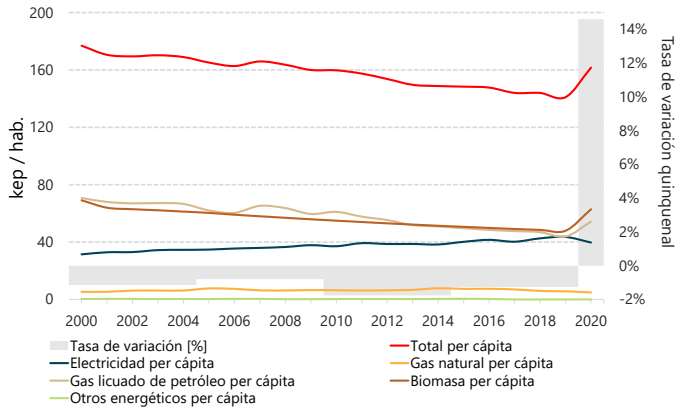
Consumo final del Sector Otros



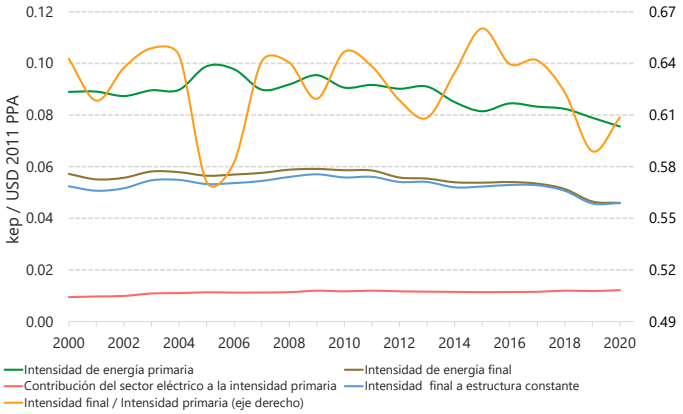
Consumo final del Sector Residencial



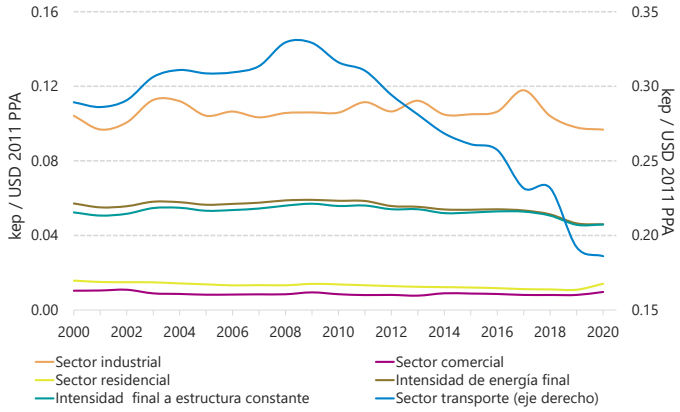
Consumo final per cápita Sector Residencial



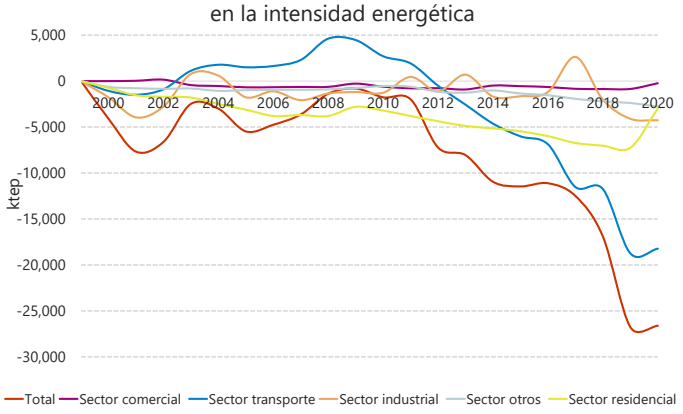
Intensidades energéticas



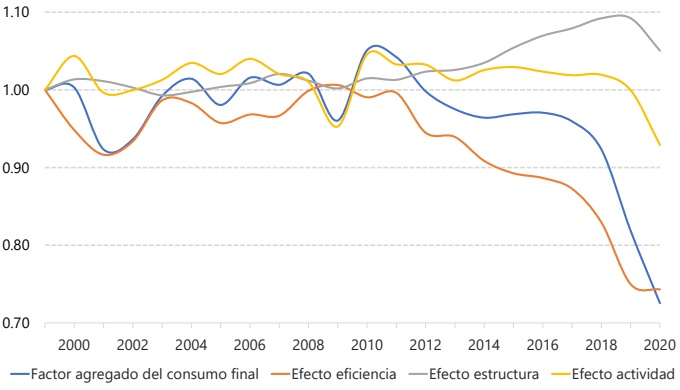
Intensidades energéticas sectoriales



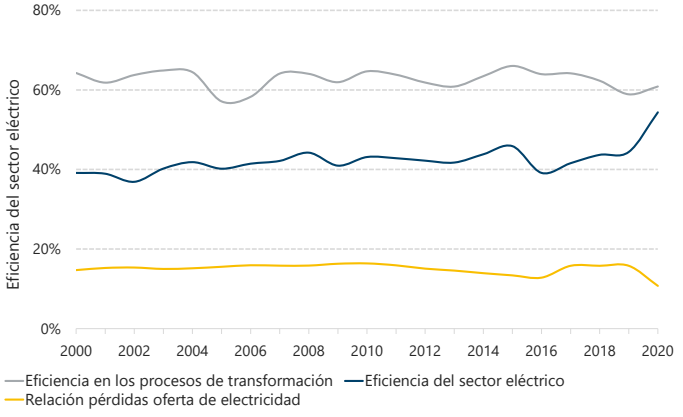
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



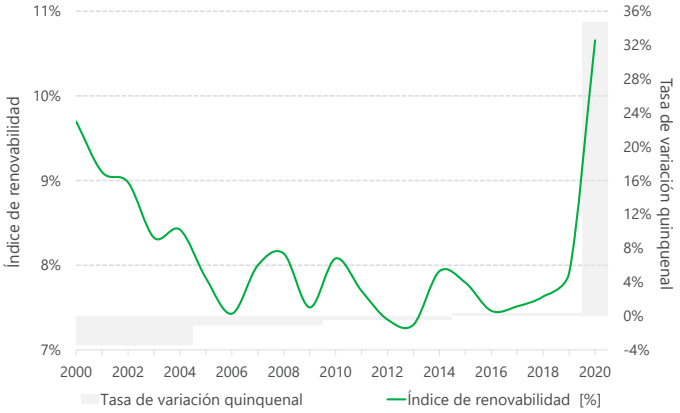
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



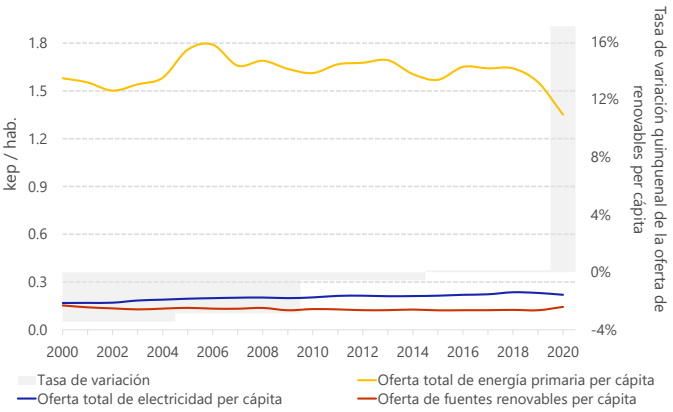
Eficiencia del sector eléctrico



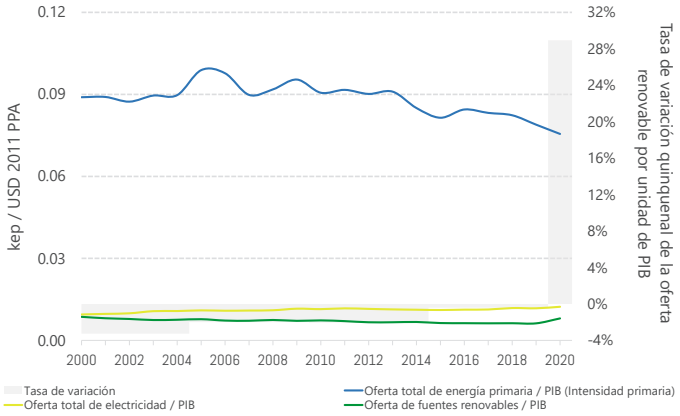
Índice de renovabilidad



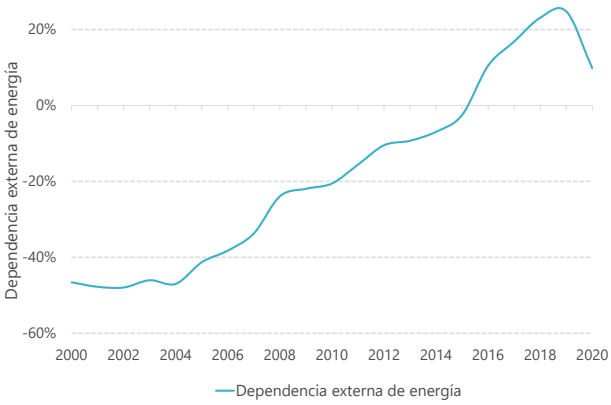
Oferta de energía per cápita



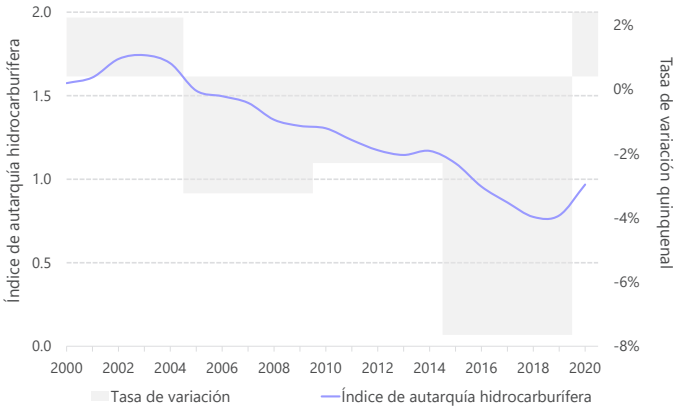
Ofertas de energía por unidad de PIB



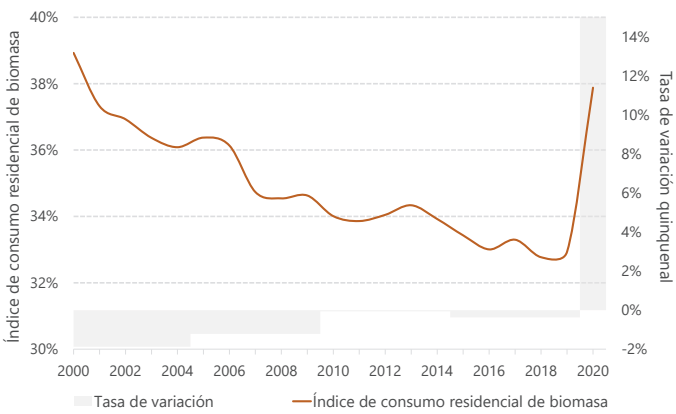
Dependencia externa de energía



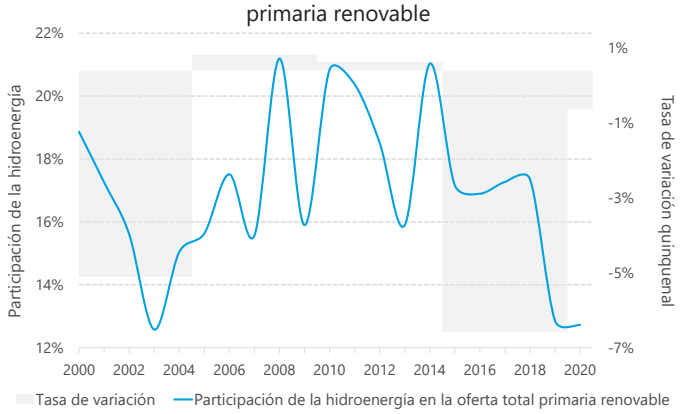
Índice de autarquía hidrocarburífera



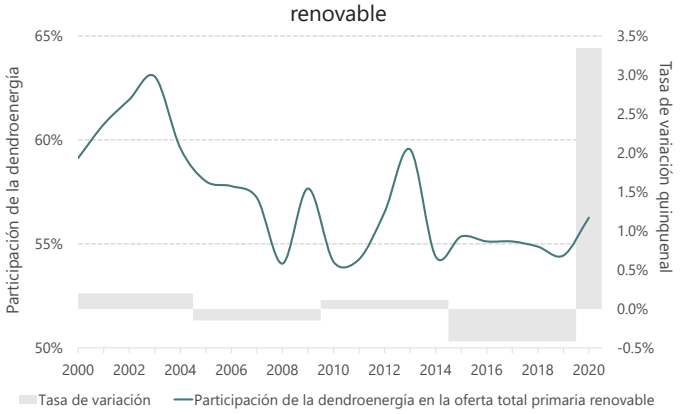
Índice de consumo residencial de biomasa



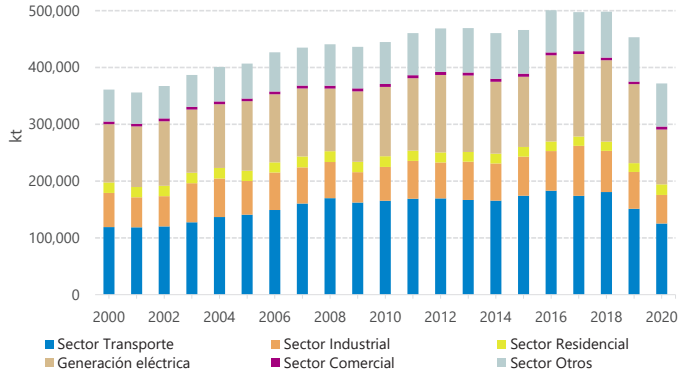
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



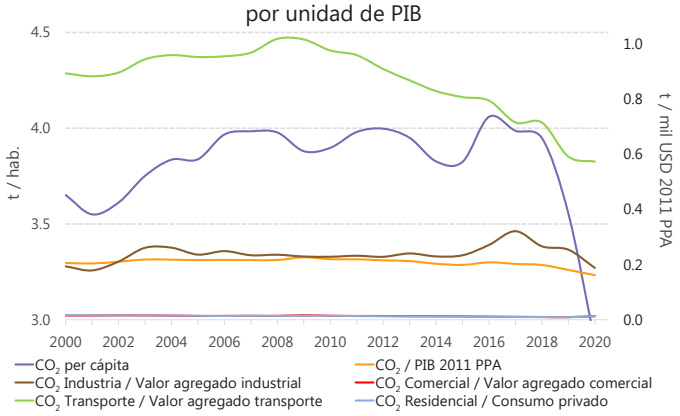
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



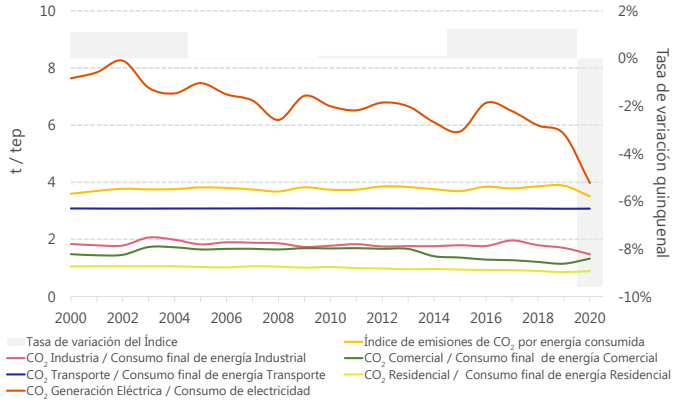
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



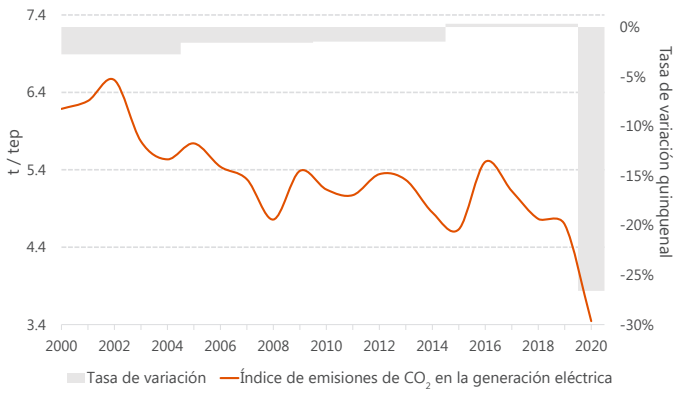
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



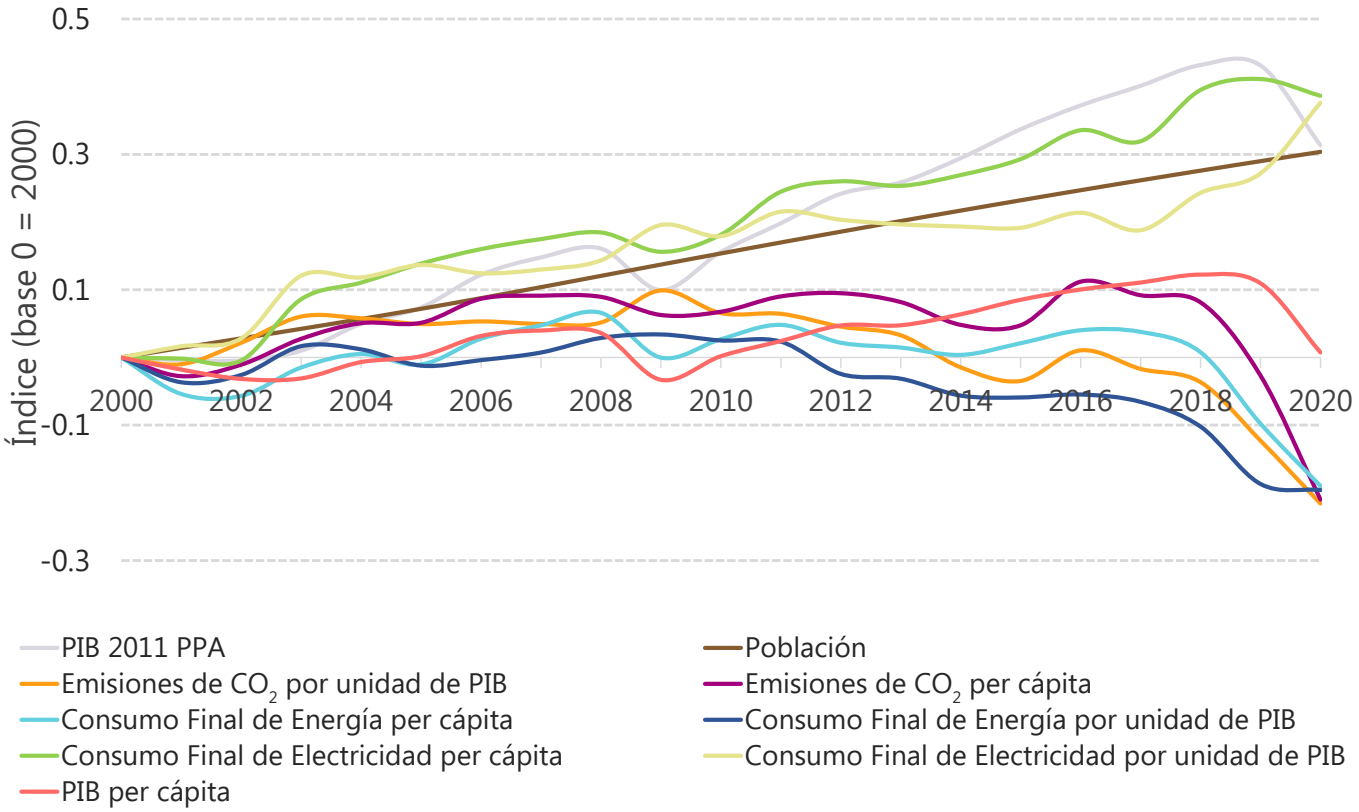
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

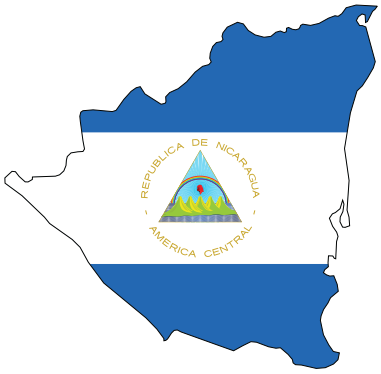


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



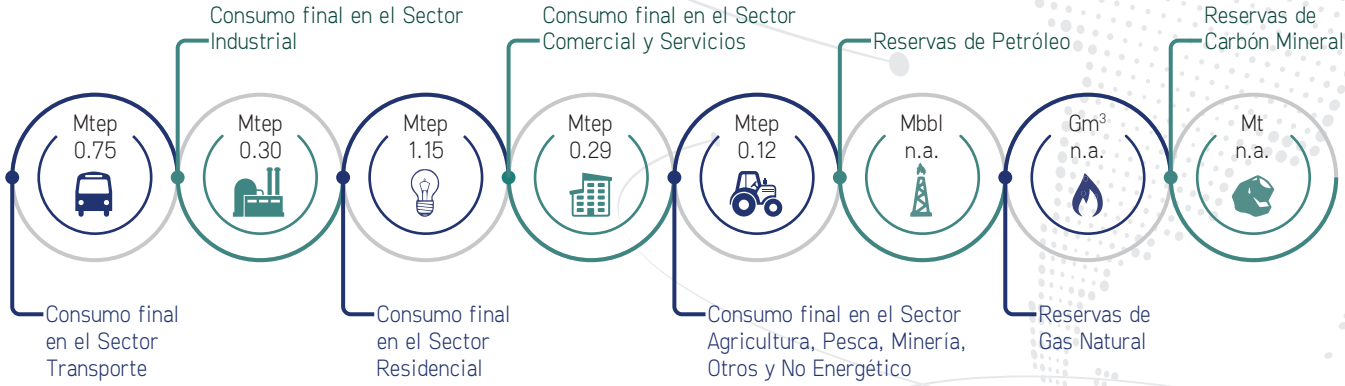


NICARAGUA

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	6,625 [1]
Superficie (km^2)	130,370
Densidad de población (hab. / km^2)	51
Población urbana (%)	59
PIB USD 2010 (MUSD)	11,406 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	34,979 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	5

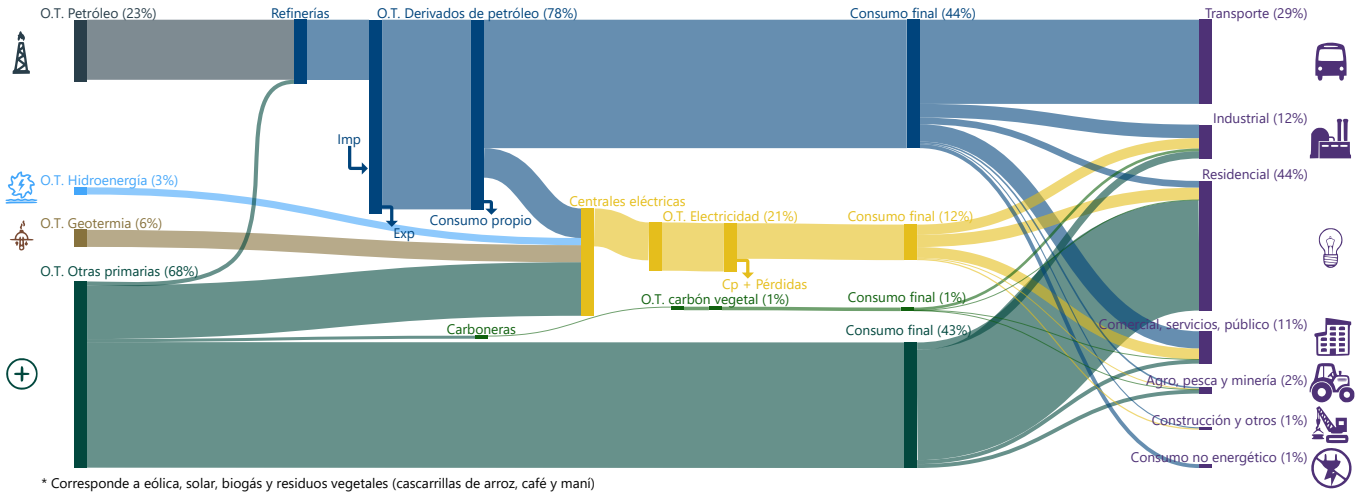
Sector Energético 2020



[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
Nota: La información de oferta y demanda para el 2020 en la presente publicación es preliminar y está sujeta a revisión por parte del país.

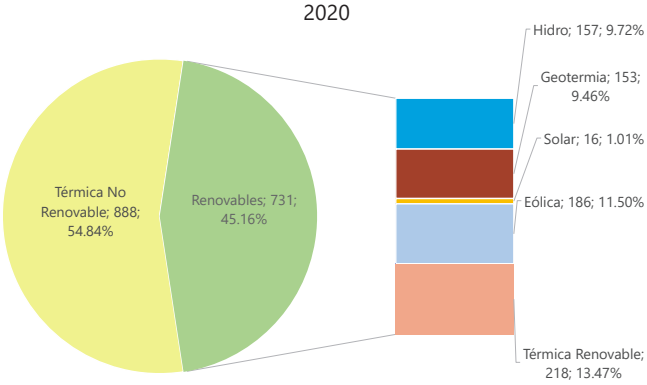
kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
555	0.39	98.50	3.63	1.98	1.85	0.04	2.60	n.a.	1.62	0.10 / 0.07
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2020

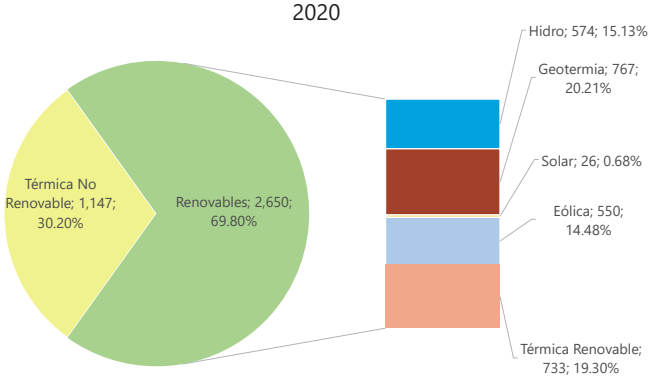


* Corresponde a eólica, solar, biogás y residuos vegetales (cascarrillas de arroz, café y maní)

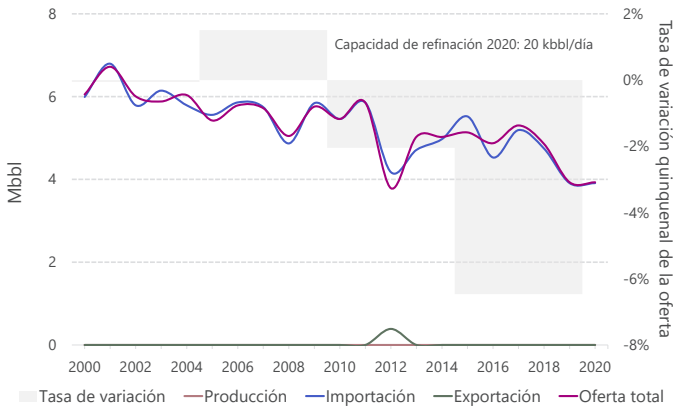
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



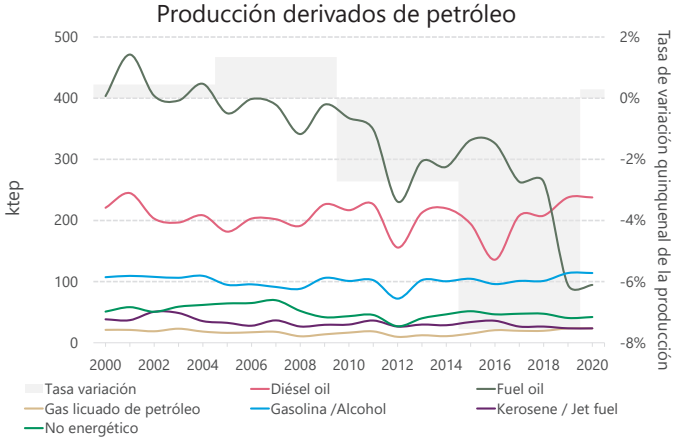
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



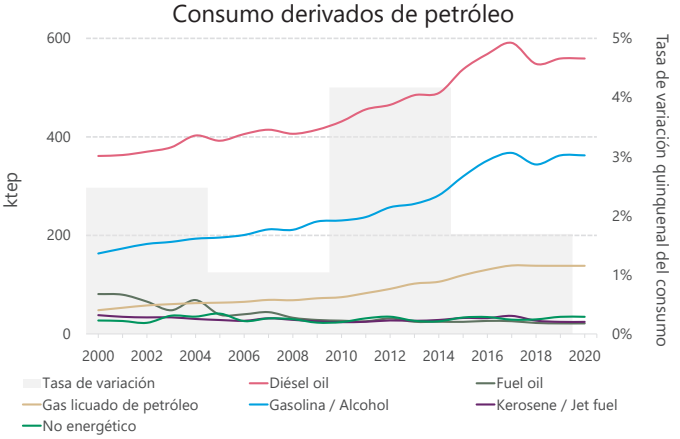
Oferta de petróleo



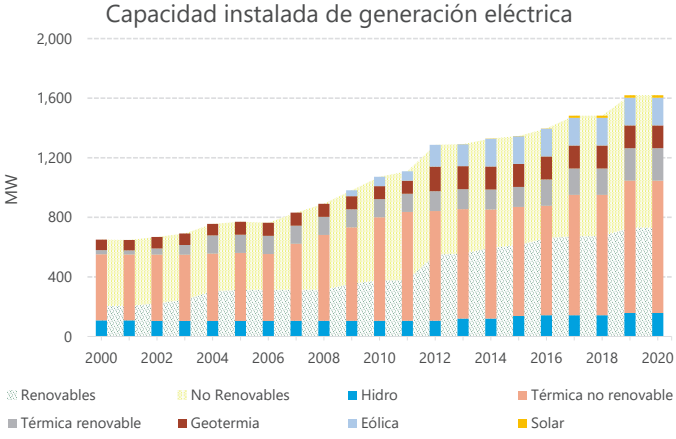
Producción derivados de petróleo



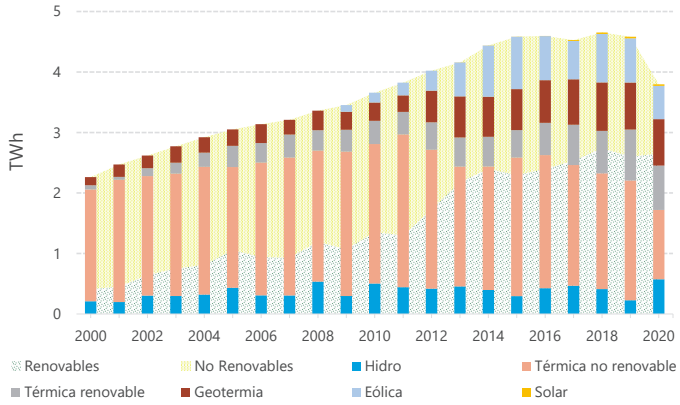
Consumo derivados de petróleo



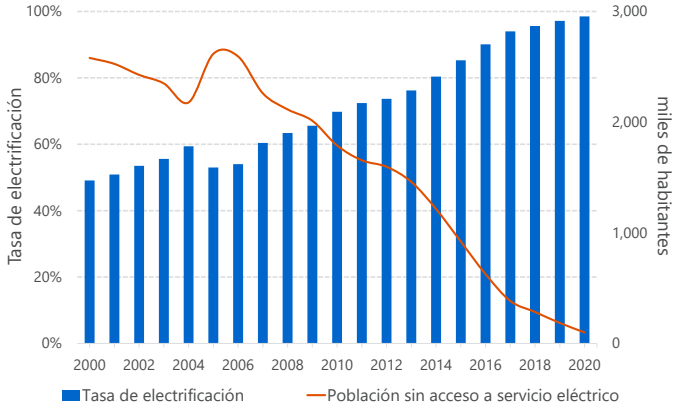
Capacidad instalada de generación eléctrica



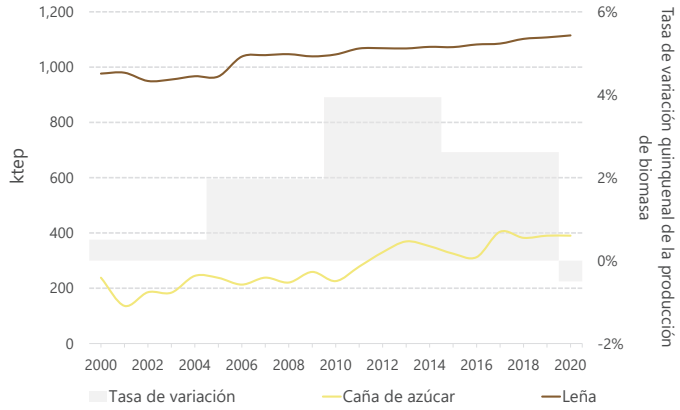
Generación eléctrica



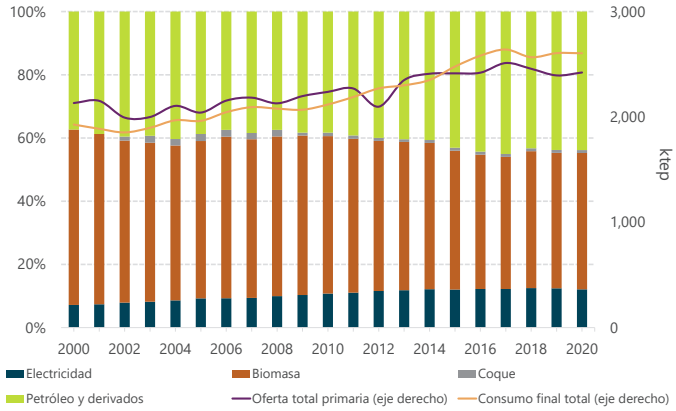
Tasa de electrificación



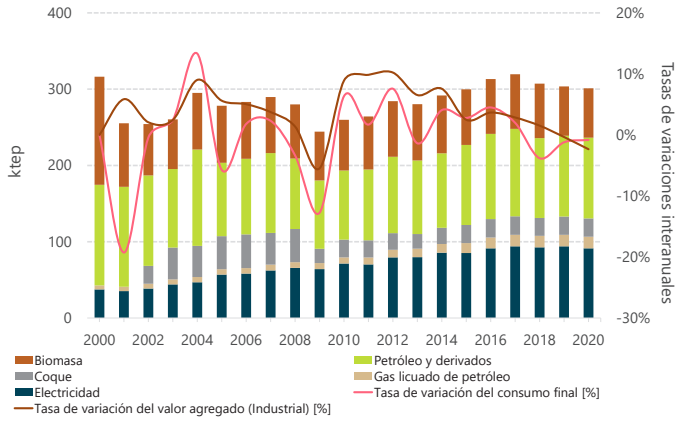
Producción de biomasa



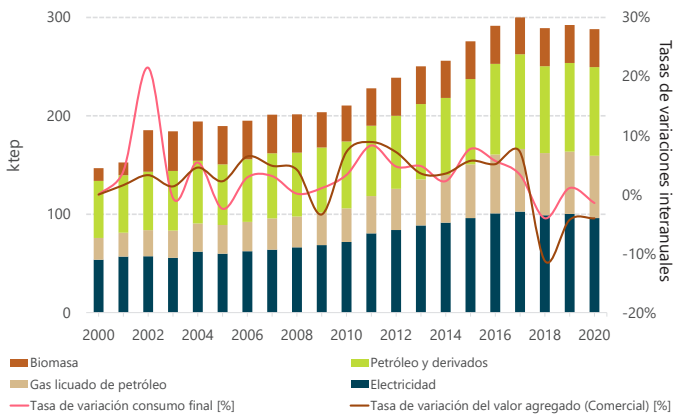
Consumo final de energía por fuente de energía



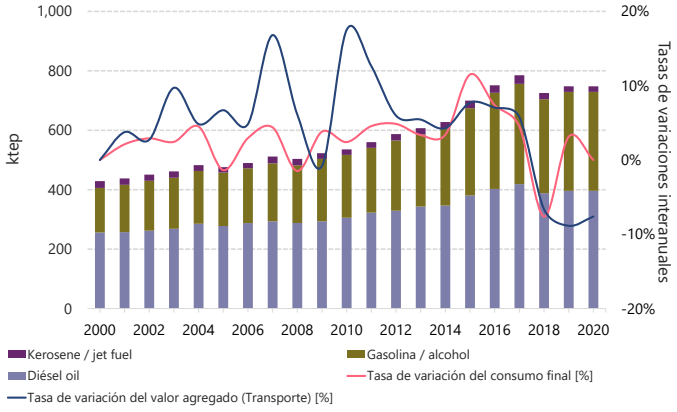
Consumo final del Sector Industrial



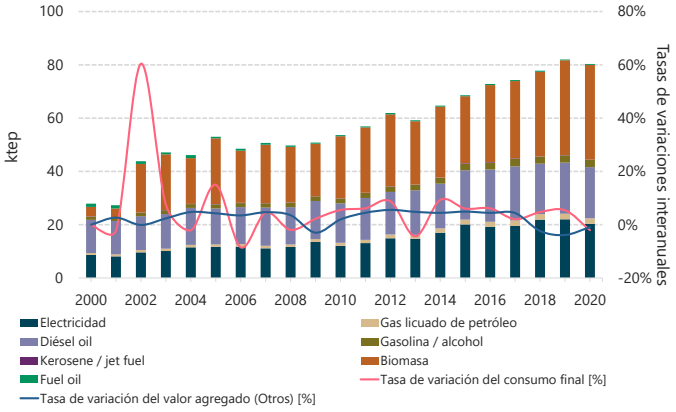
Consumo final del Sector Comercial



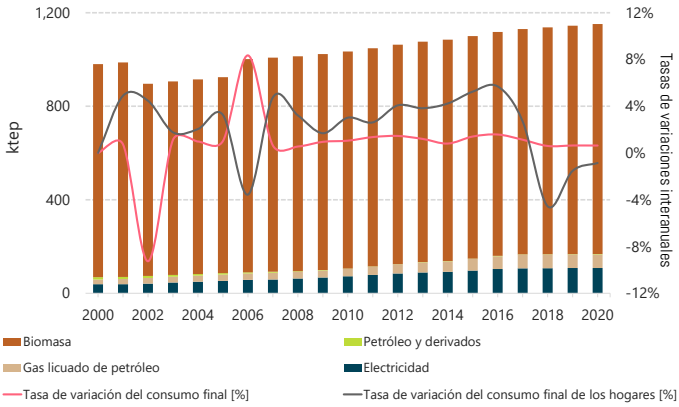
Consumo final del Sector Transporte



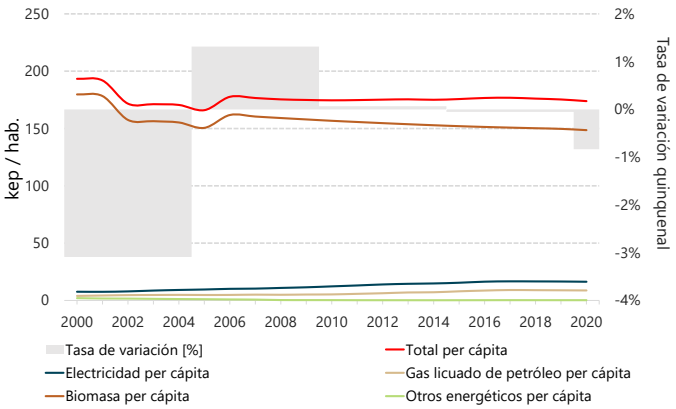
Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial

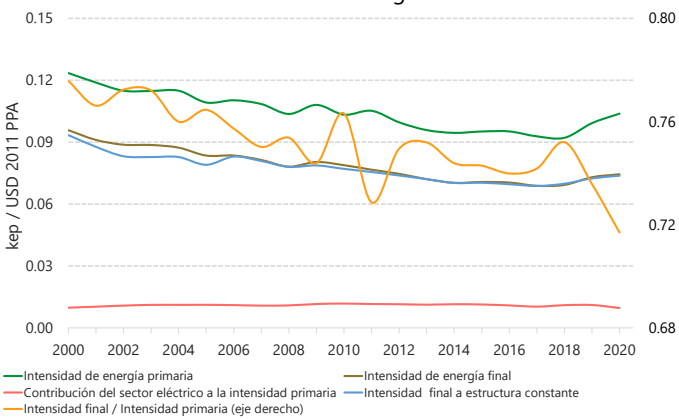


Consumo final per cápita Sector Residencial

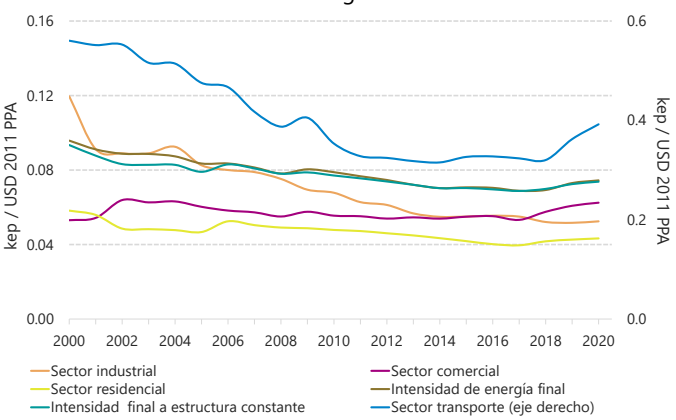


NICARAGUA

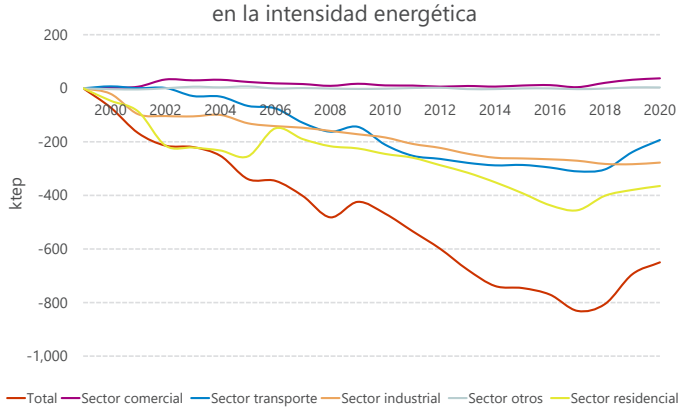
Intensidades energéticas



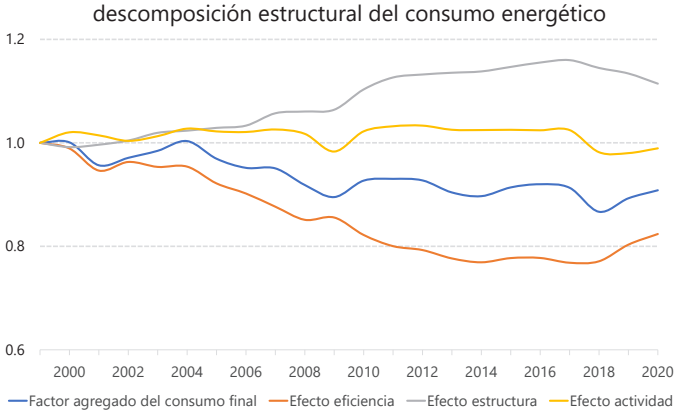
Intensidades energéticas sectoriales



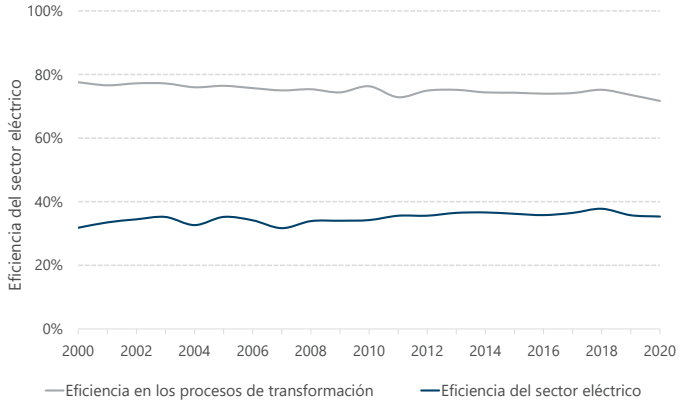
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



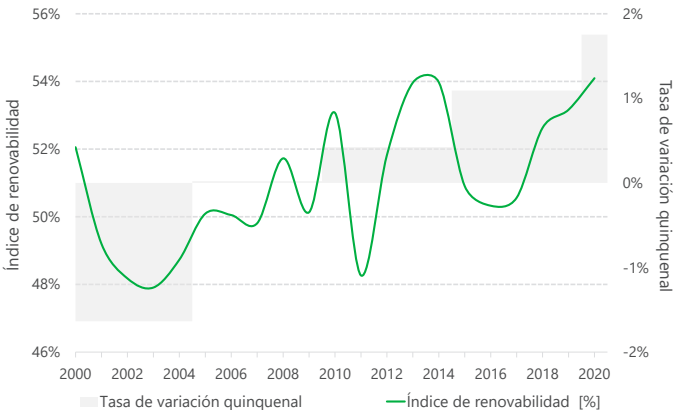
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



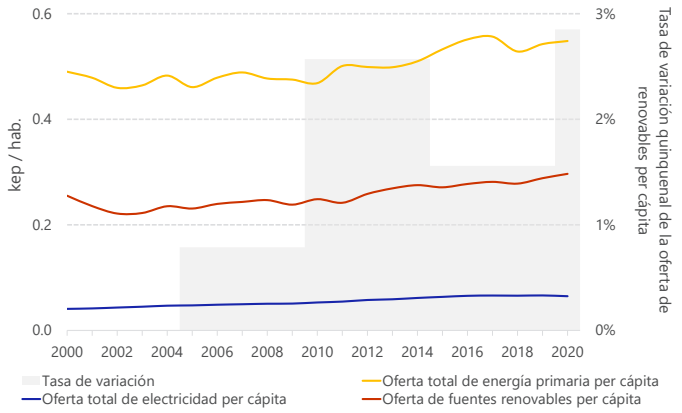
Eficiencia del sector eléctrico



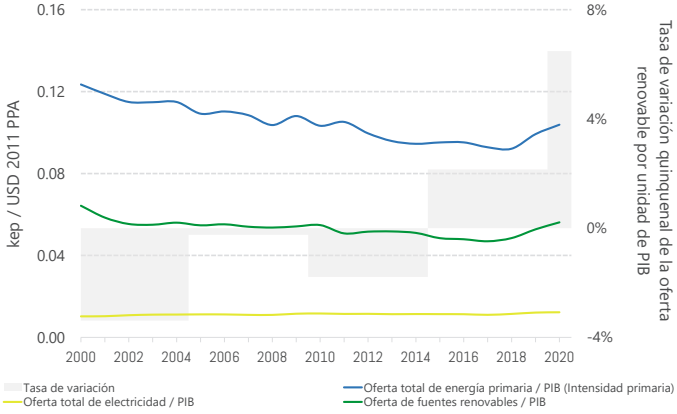
Índice de renovabilidad



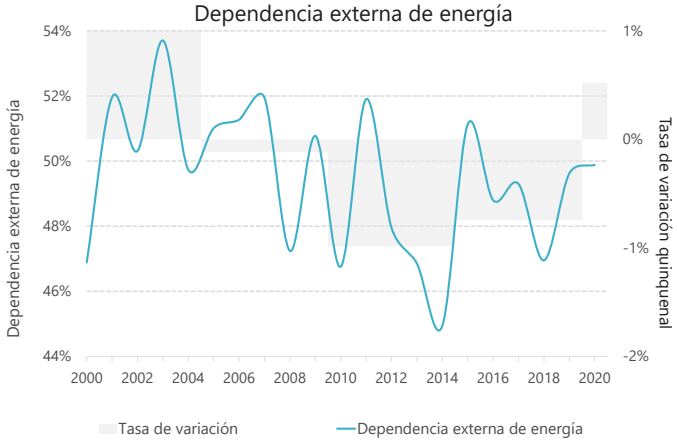
Oferta de energía per cápita



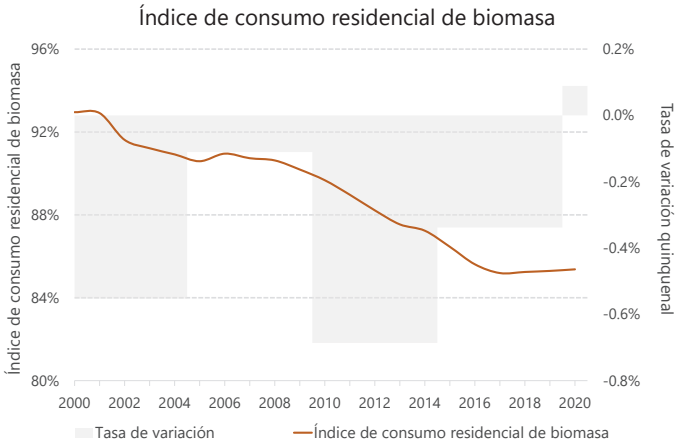
Ofertas de energía por unidad de PIB



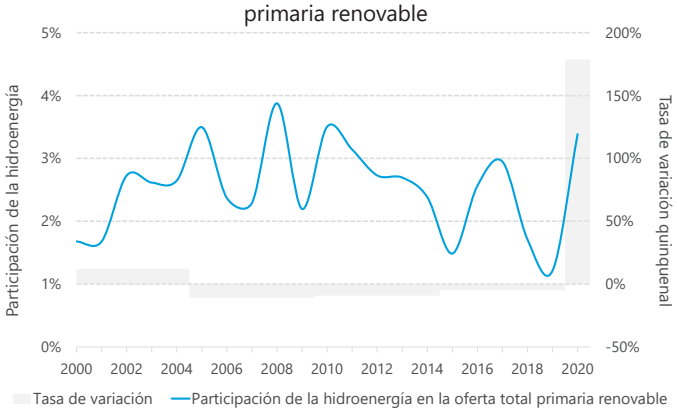
Dependencia externa de energía



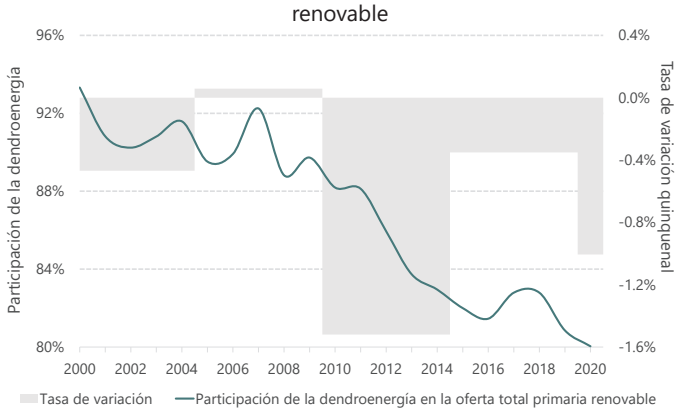
Índice de consumo residencial de biomasa



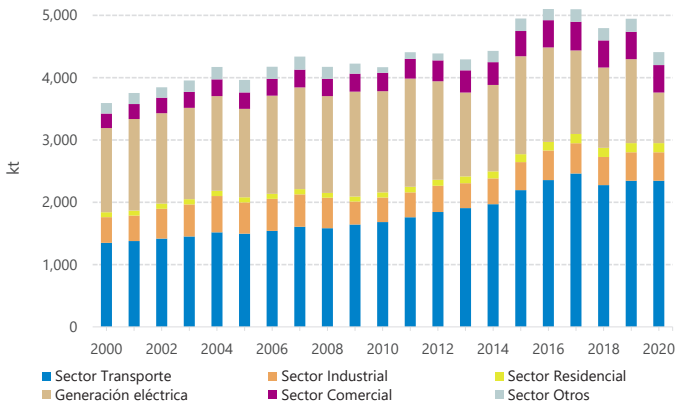
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



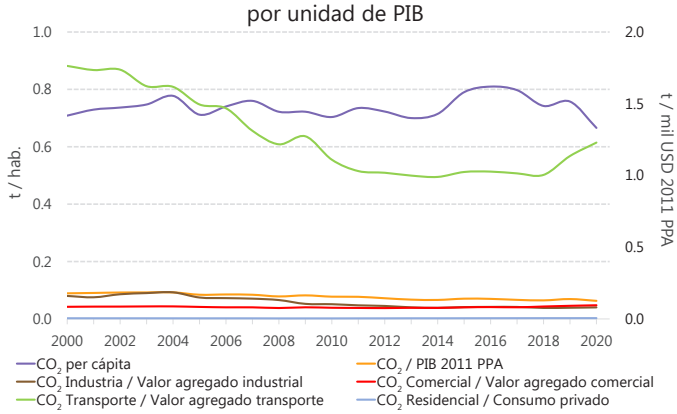
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



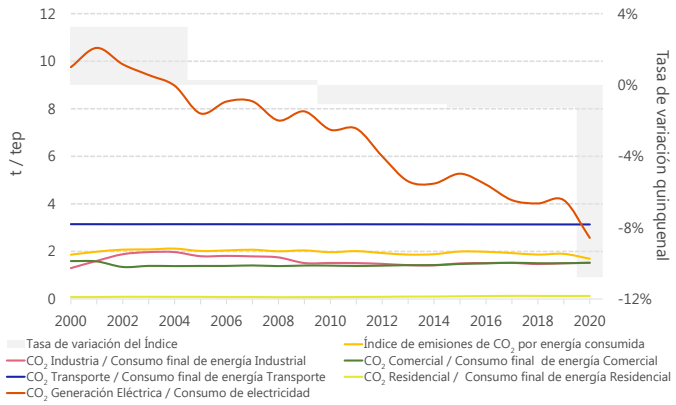
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



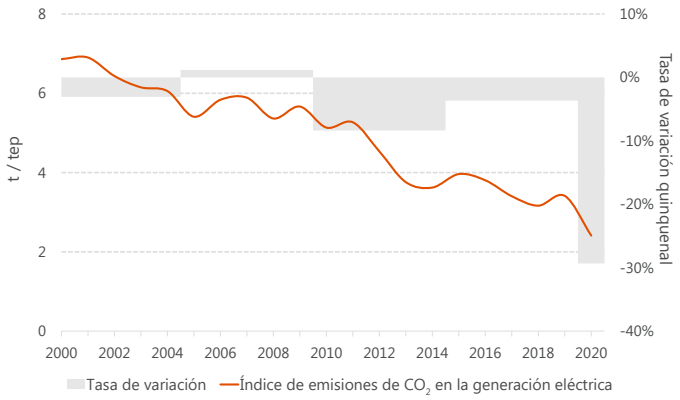
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



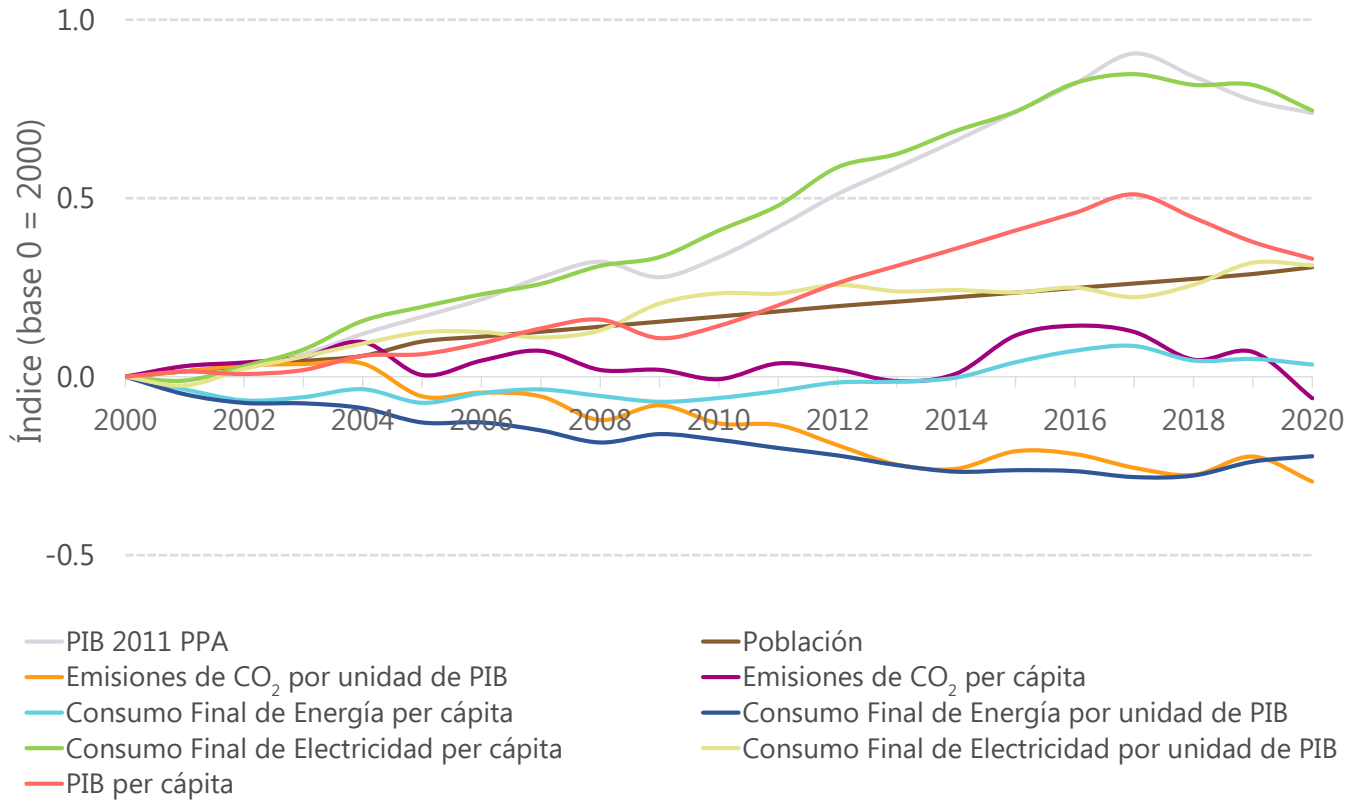
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



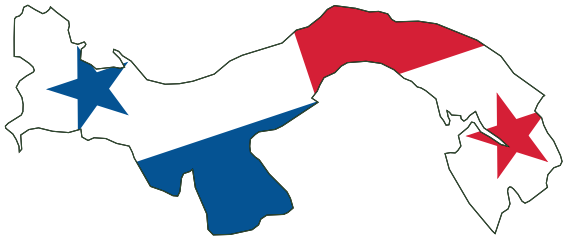
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



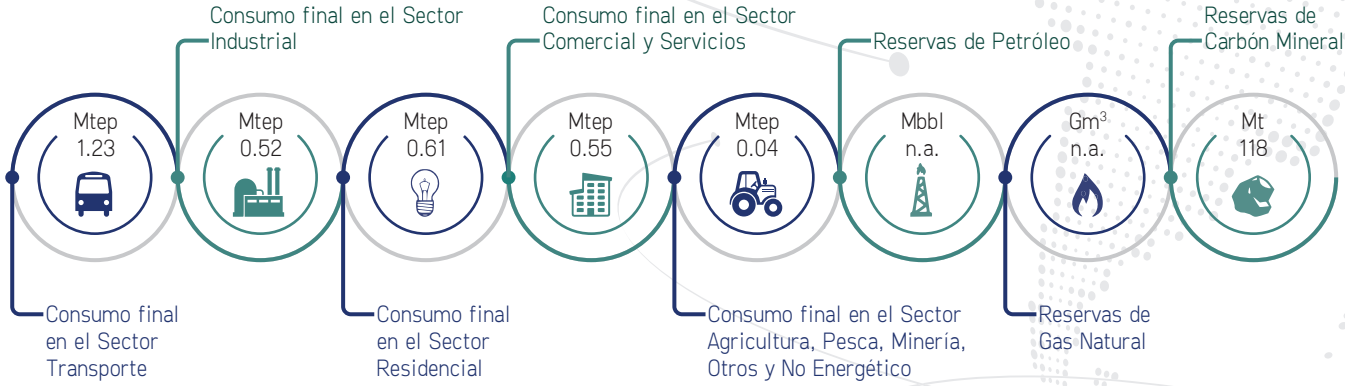
PANAMÁ



Datos Generales 2020

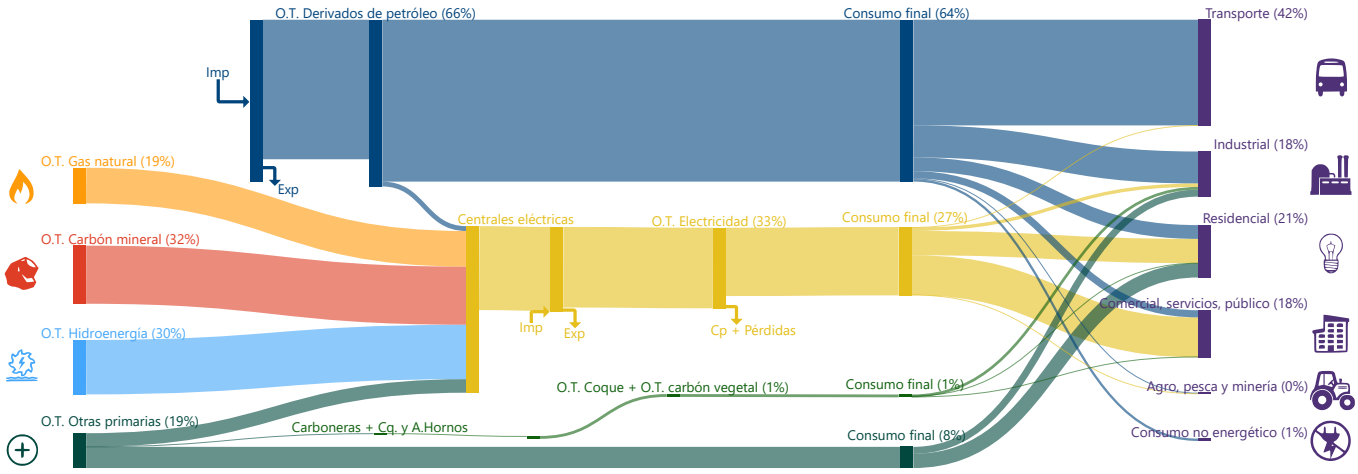
Población (mil hab.)	4,315
Superficie (km^2)	75,420
Densidad de población (hab. / km^2)	57
Población urbana (%)	68
PIB USD 2010 (MUSD)	41,470
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	109,517
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	25

Sector Energético 2020

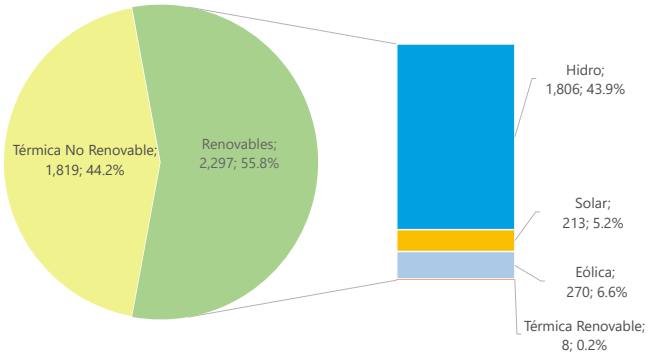


kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,140	0.68	94.35	4.01	1.04	3.01	0.31	2.95	n.a.	4.12	0.04 / 0.03
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

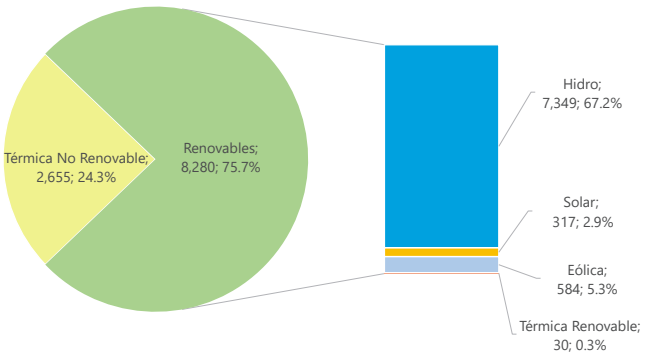
Balance energético resumido 2020



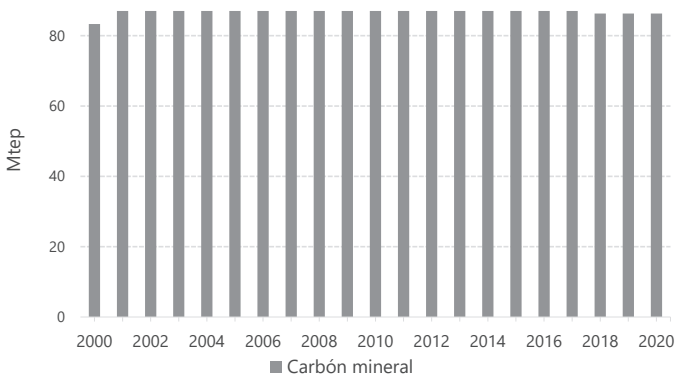
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



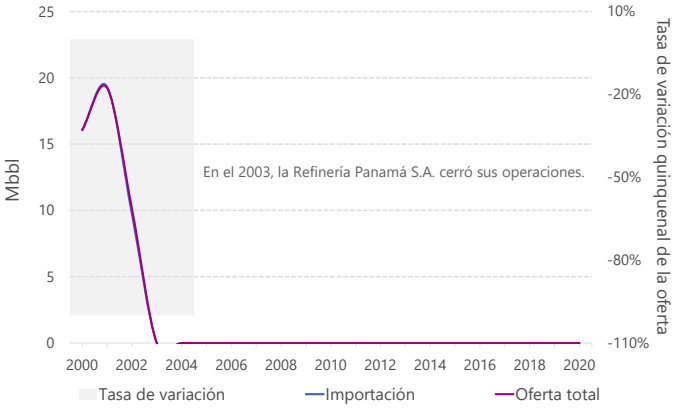
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



Reservas probadas de carbón mineral

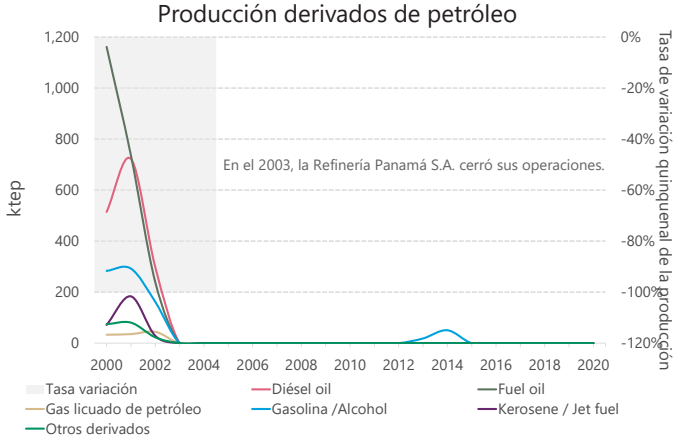


Oferta de petróleo

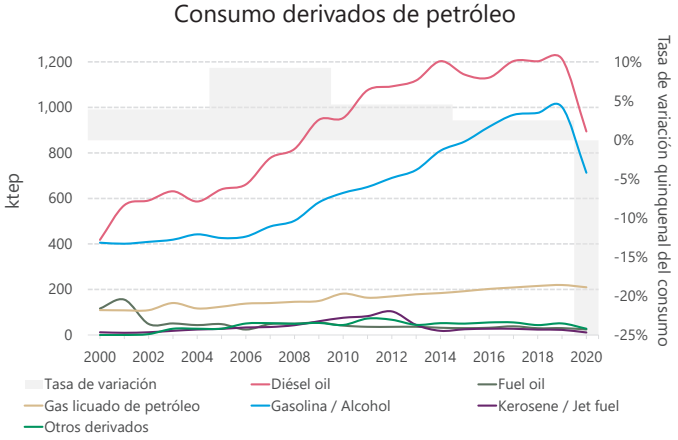


PANAMÁ

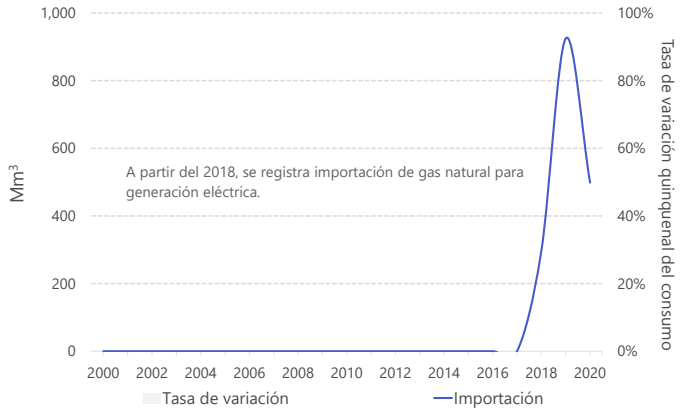
Producción derivados de petróleo



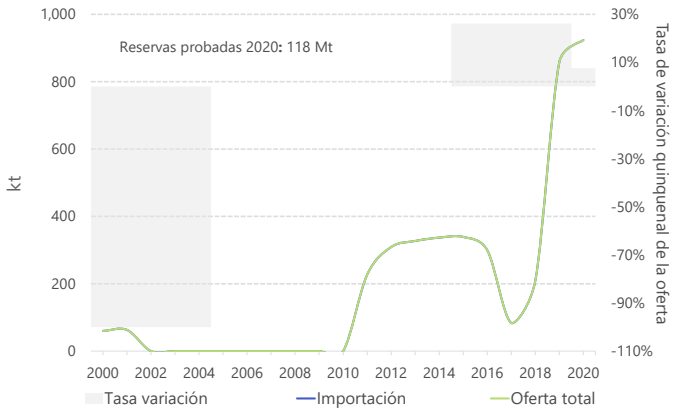
Consumo derivados de petróleo



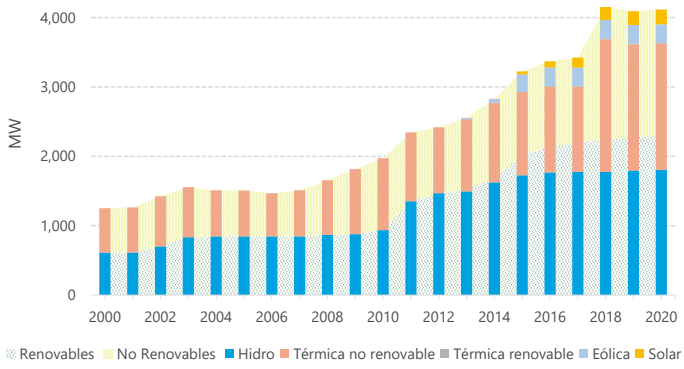
Oferta de gas natural



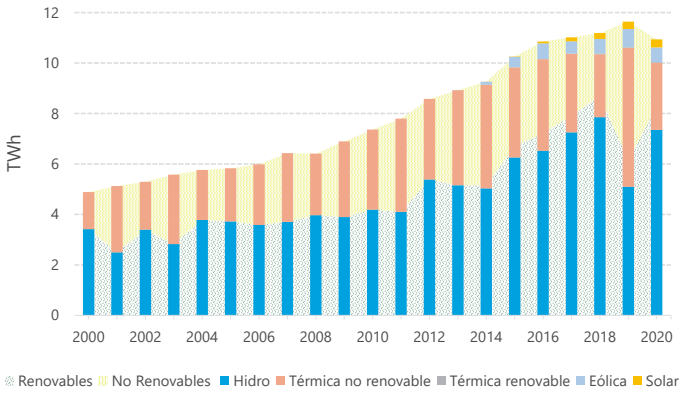
Oferta de carbón mineral



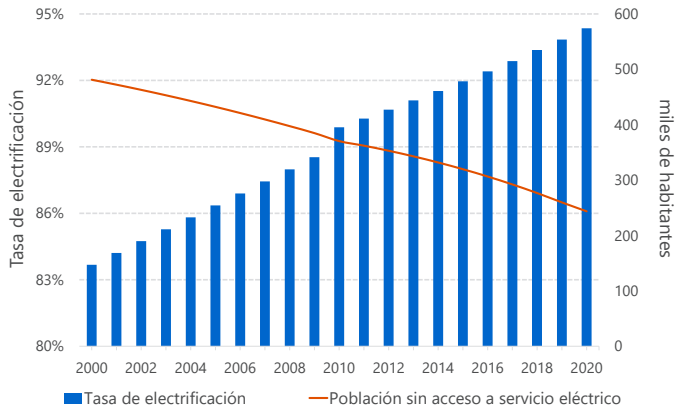
Capacidad instalada de generación eléctrica



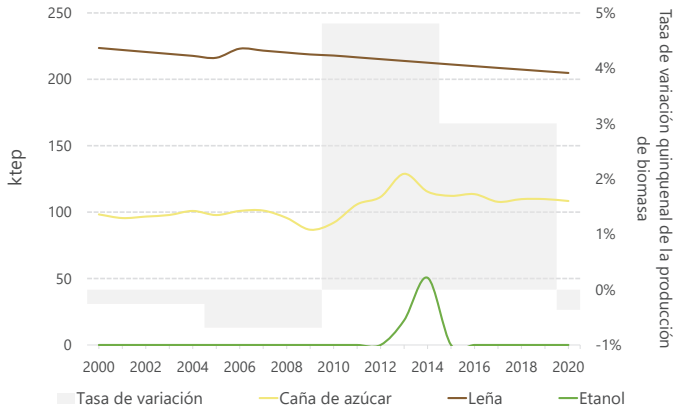
Generación eléctrica



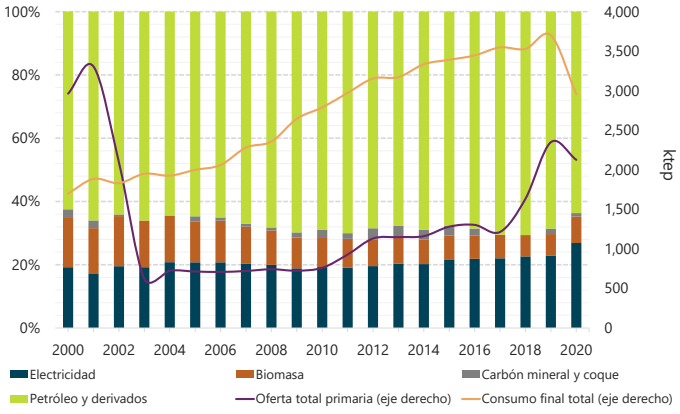
Tasa de electrificación



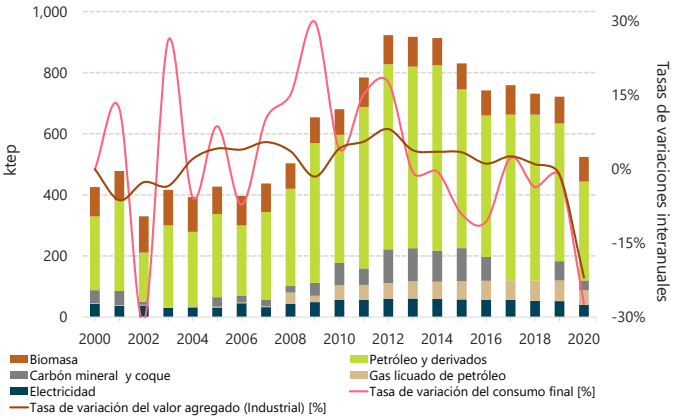
Producción de biomasa y biocombustibles



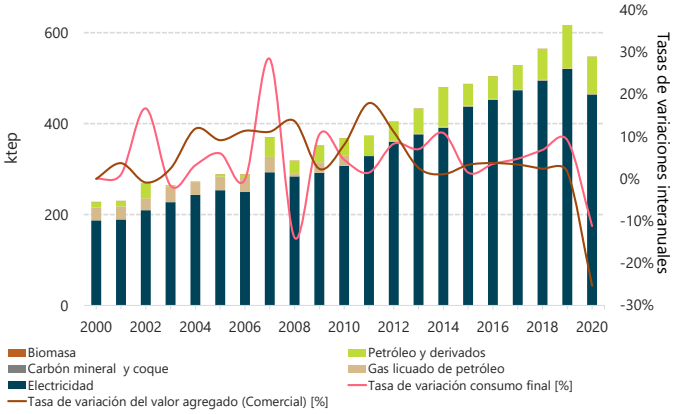
Consumo final de energía por fuente de energía



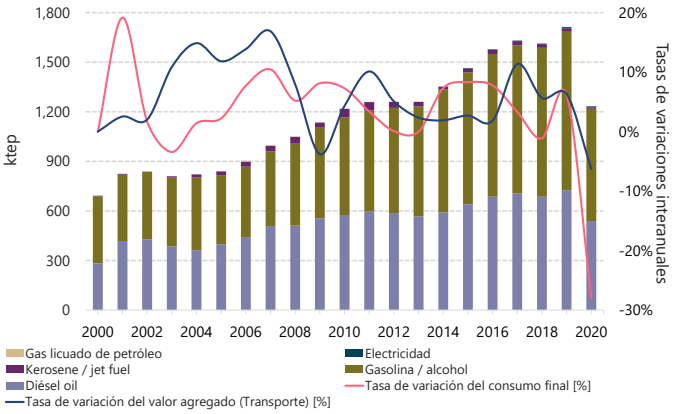
Consumo final del Sector Industrial



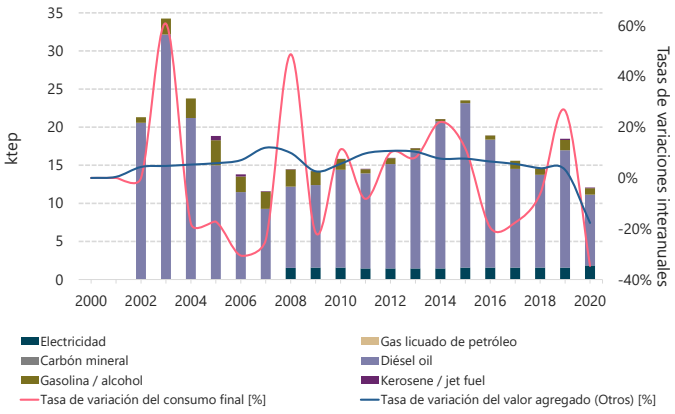
Consumo final del Sector Comercial



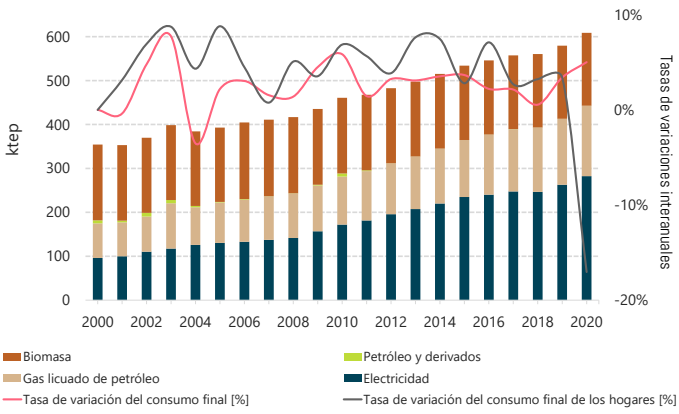
Consumo final del Sector Transporte



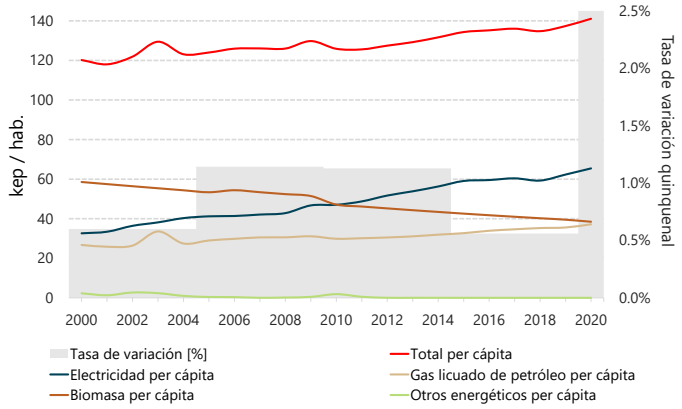
Consumo final del Sector Otros



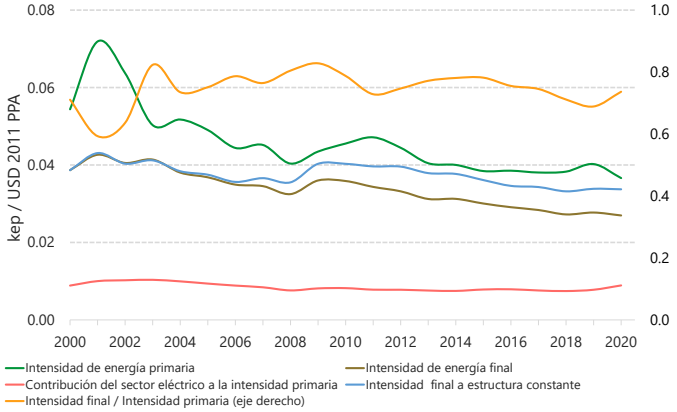
Consumo final del Sector Residencial



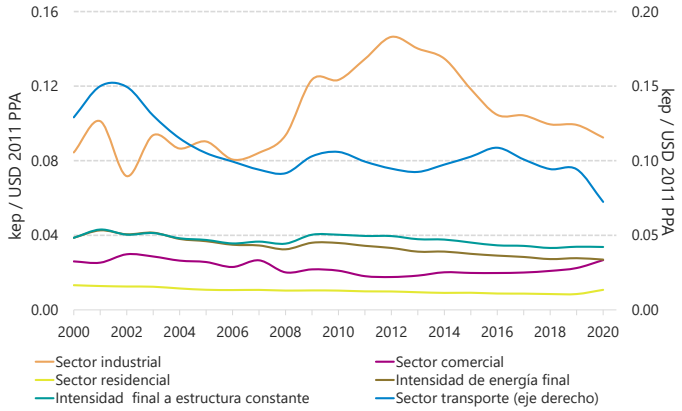
Consumo final per cápita Sector Residencial



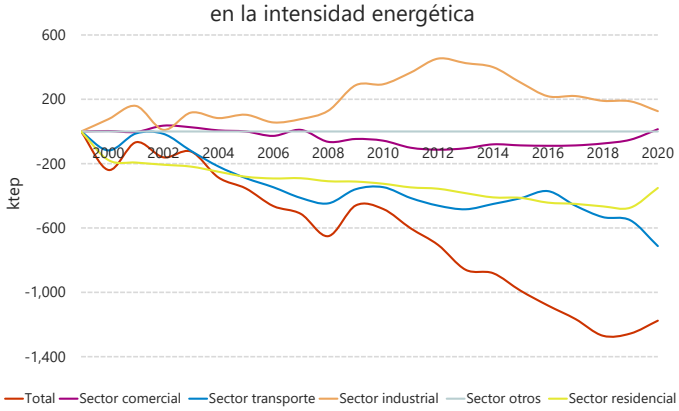
Intensidades energéticas



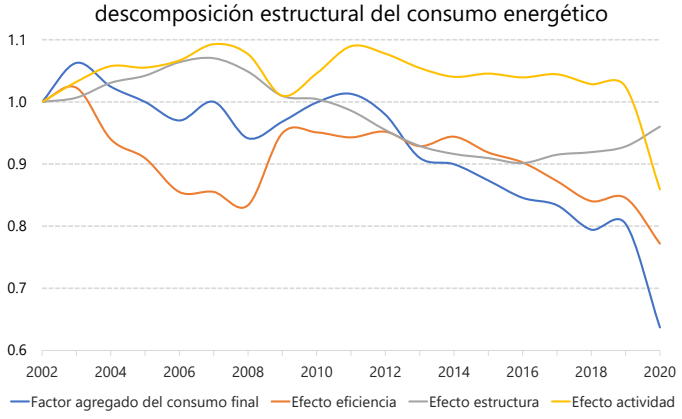
Intensidades energéticas sectoriales



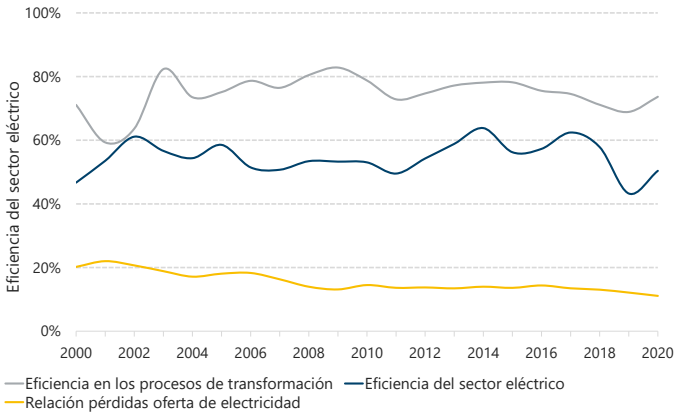
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

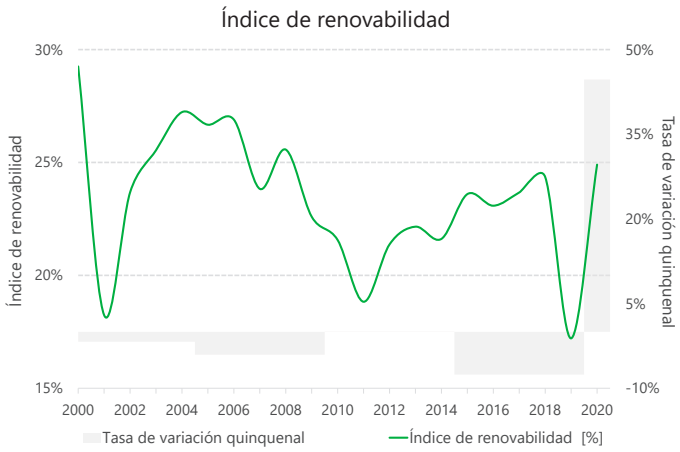


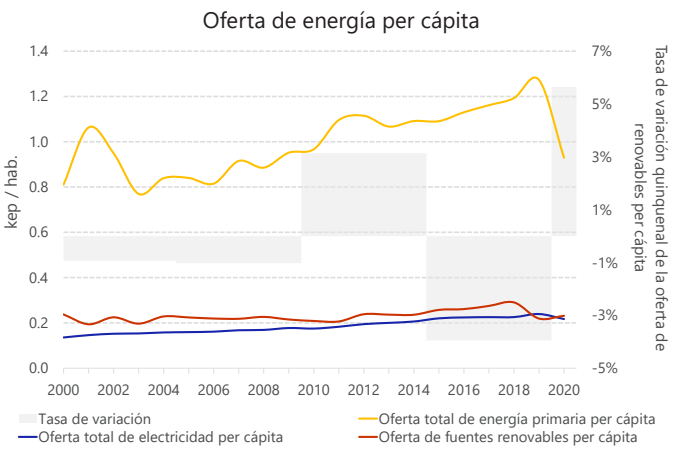
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

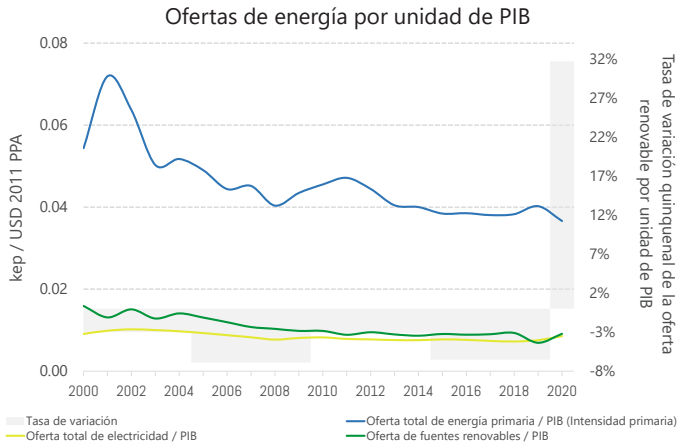


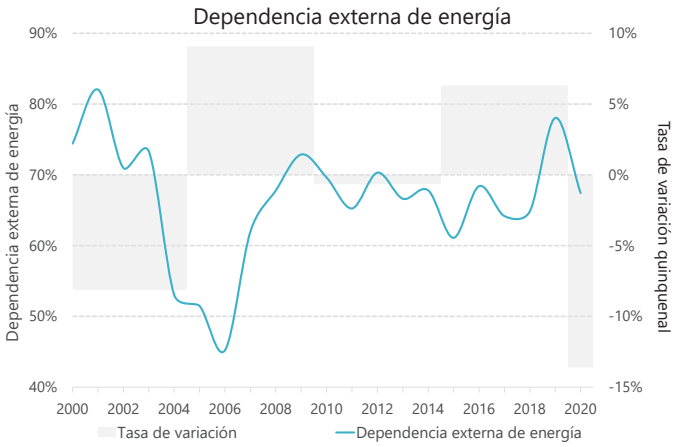
Eficiencia del sector eléctrico





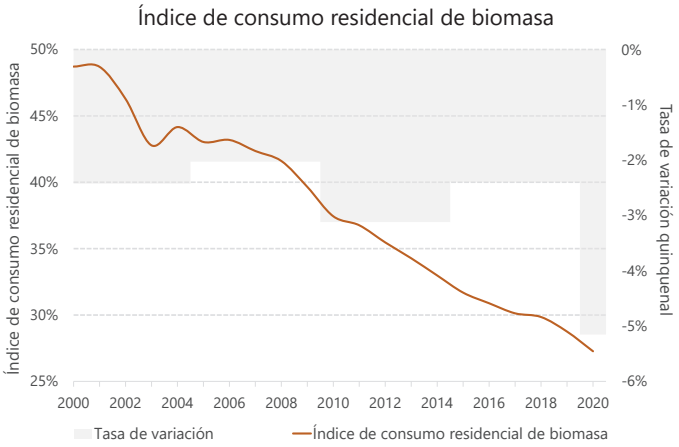




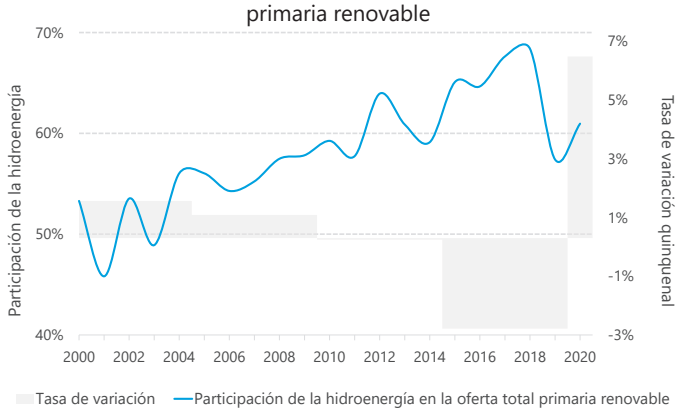


PANAMÁ

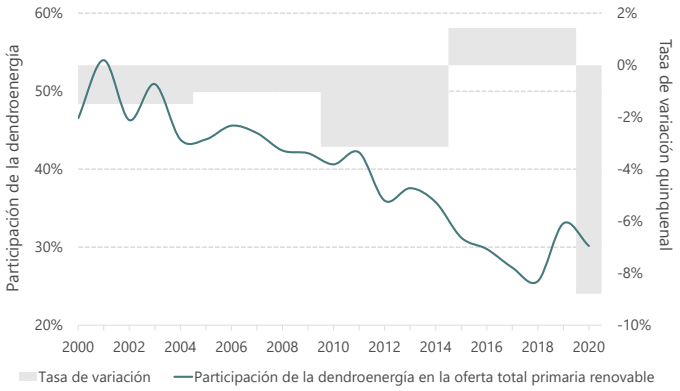
Panamá inició operaciones de las plantas fotovoltaicas Dacona Star, Fotovoltaica Santiago y Eco Solar, con capacidades de 240 kW, 4,980 kW y 9,900 kW respectivamente, con un total de 15,120 kW.



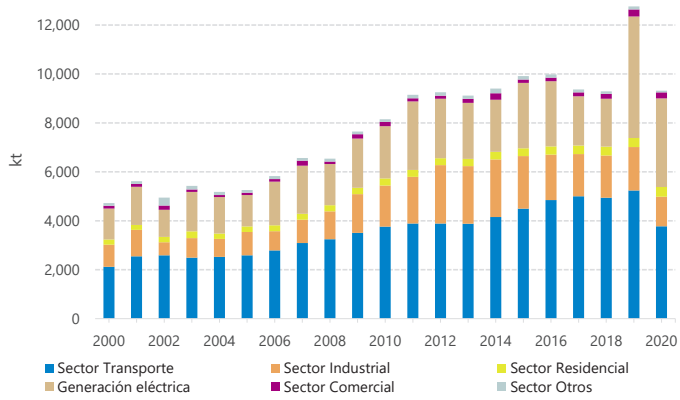
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



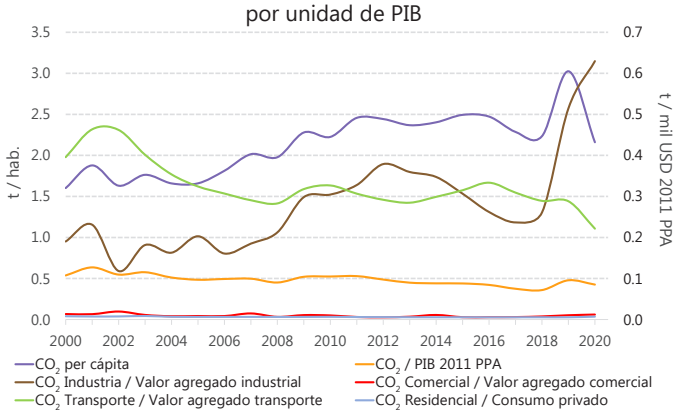
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



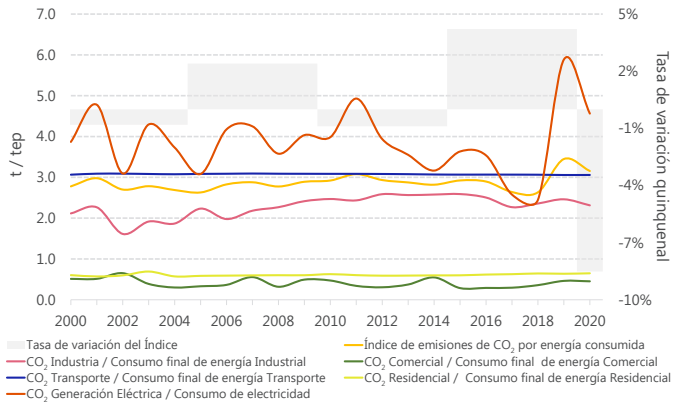
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



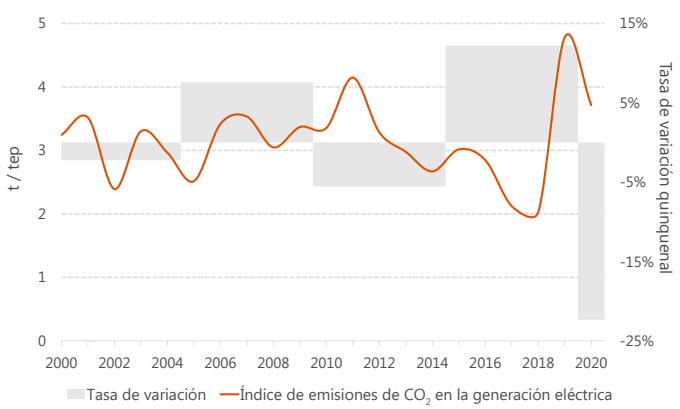
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



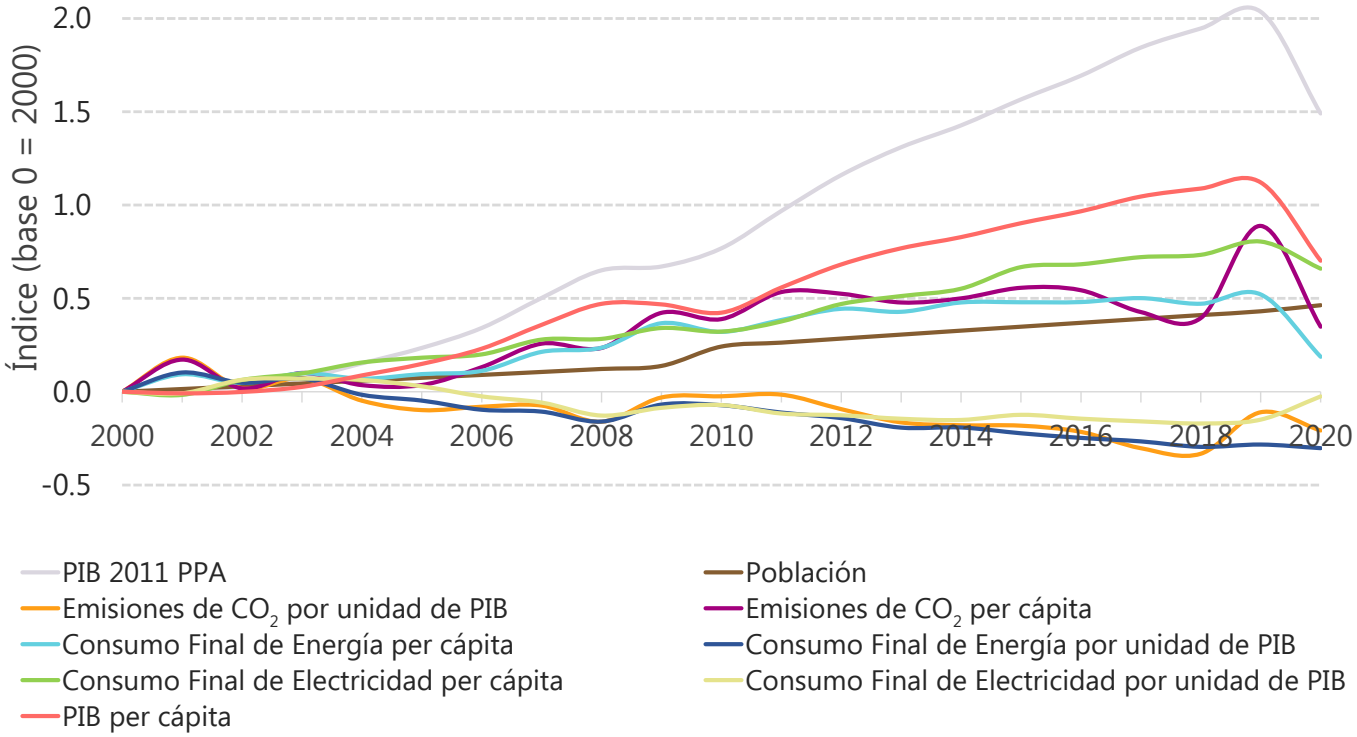
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



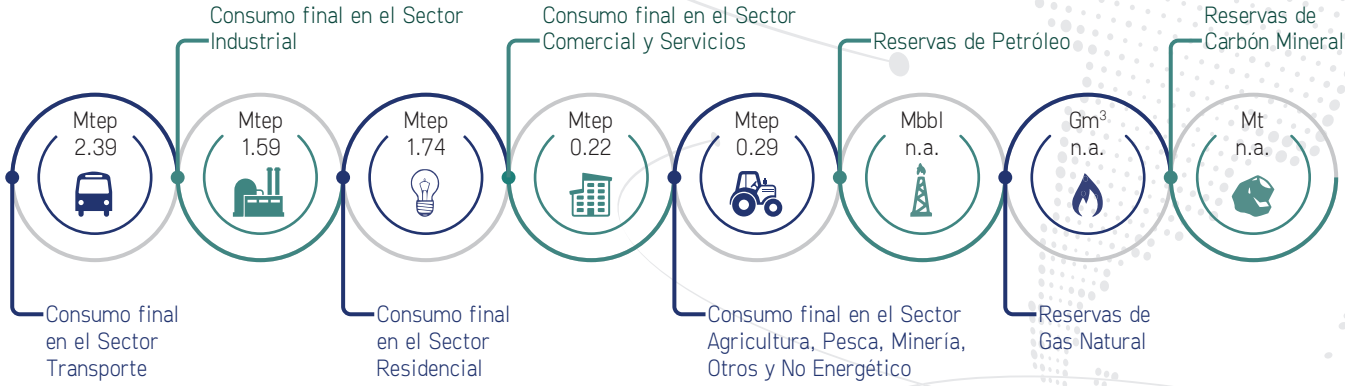


PARAGUAY

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	7,253 [1]
Superficie (km^2)	406,752
Densidad de población (hab. / km^2)	18
Población urbana (%)	63
PIB USD 2010 (MUSD)	36,839 [2]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	87,983 [3]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	12

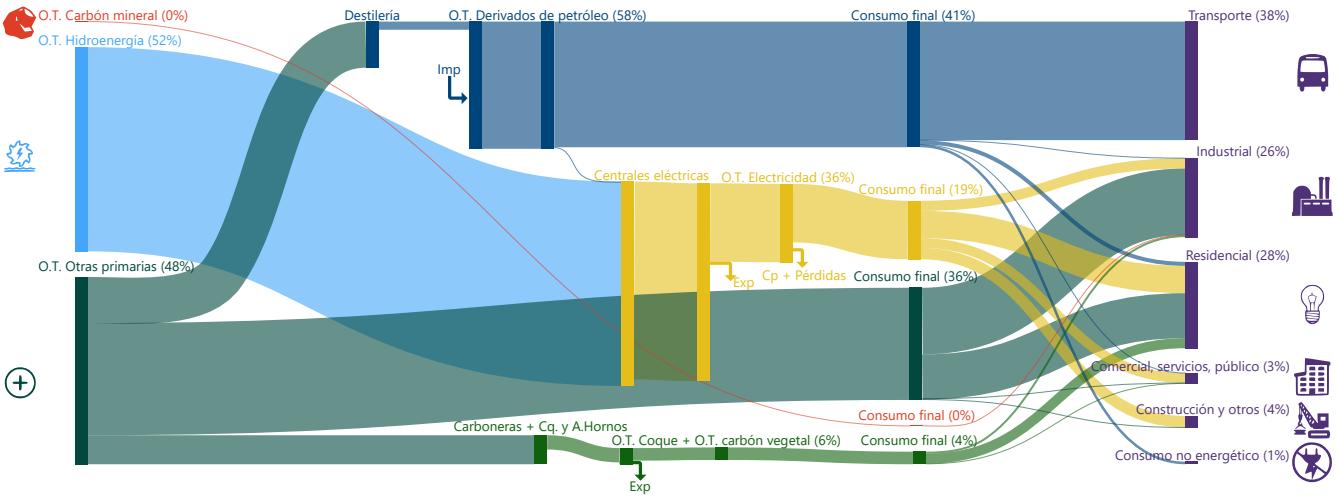
Sector Energético 2020



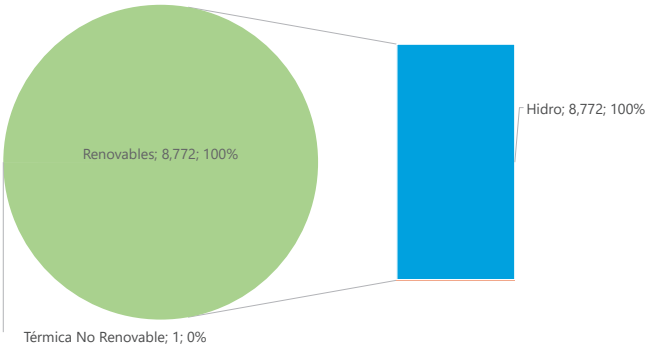
[1] Instituto Nacional de Estadística (INE).
[2] CEPAL.
[3] Banco Mundial.
[4] La refinería de «Villa Elisa» está inactiva pero no ha sido desmantelada, el dato correspondiente al año 2005.
Nota: El país actualizó la densidad de la leña a 768.8 kg/m3 con base en estudios recientes y fue aplicado para los años 2016 al 2020.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,892	0.86	99.60	7.83	7.99	2.44	2.48	6.23	7.50 [4]	8.77	0.09 / 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

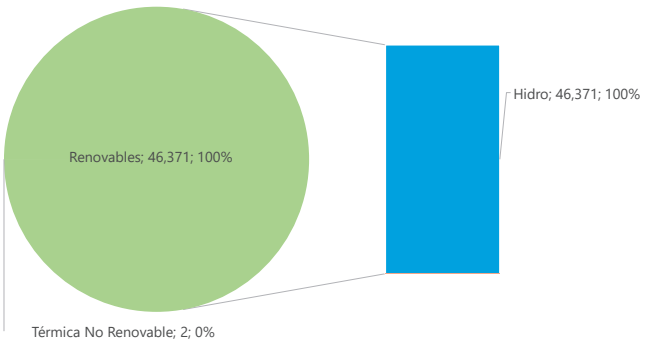
Balance energético resumido 2020



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020

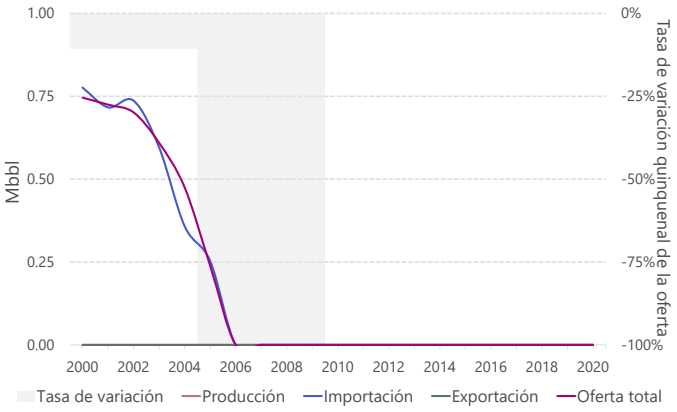


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



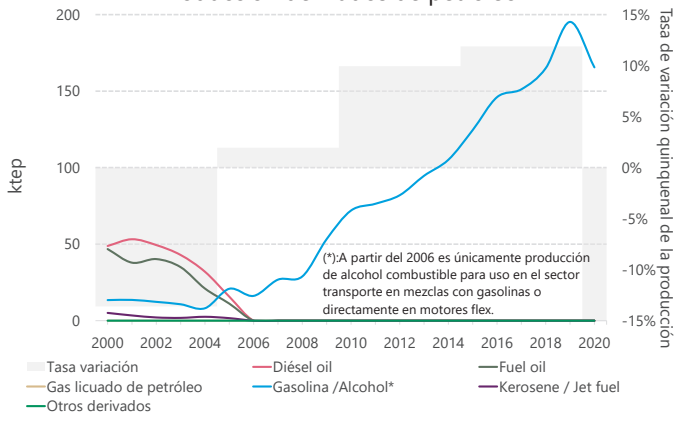
El último año de operaciones de la refinería “Villa Elisa” fue el 2005. Su capacidad de refinación es de 7.5 kbbl/día, debe considerarse que la refinería está inactiva desde ese año, pero no está desmantelada, actualmente forma parte de la infraestructura industrial de la empresa estatal PETROPAR.

Oferta de petróleo

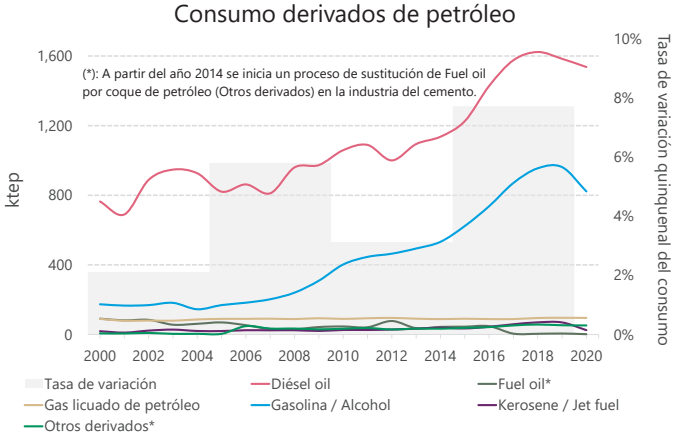


PARAGUAY

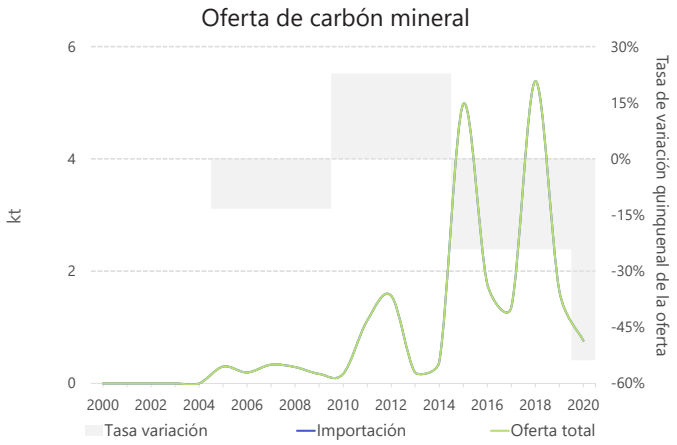
Producción derivados de petróleo

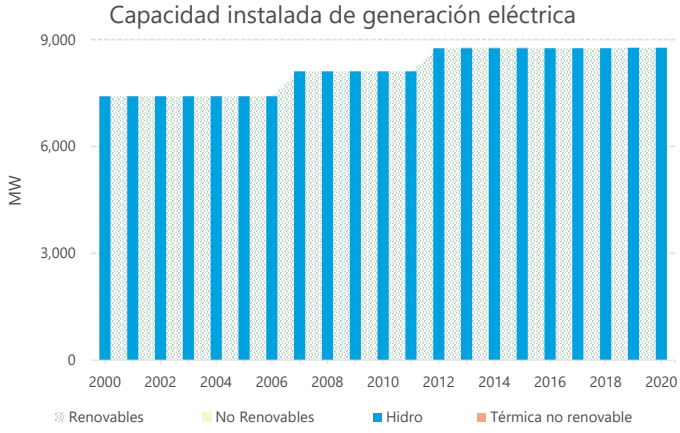


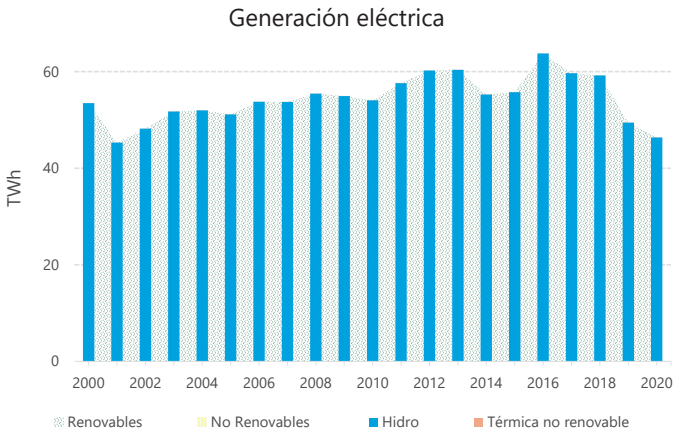
Consumo derivados de petróleo

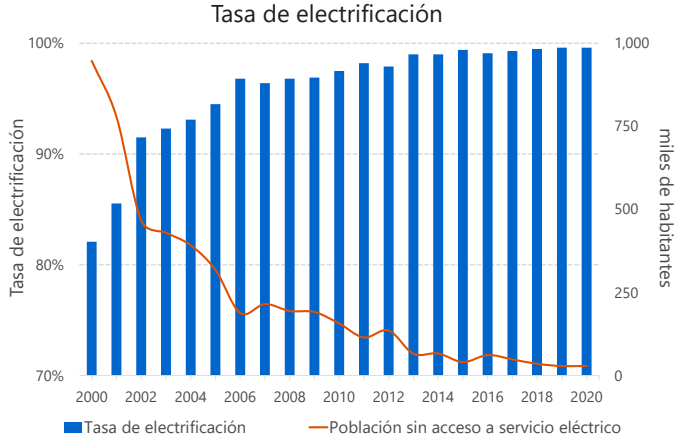


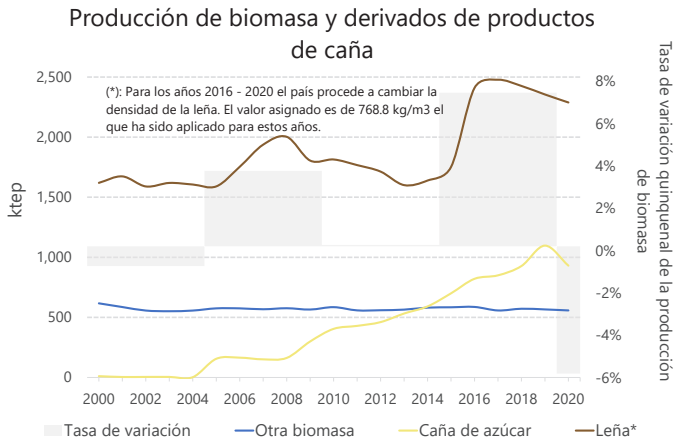
En el año 2020 ambas centrales binacionales, Itaipú Binacional (Paraguay-Brasil) y la Entidad Binacional Yacyretá (Paraguay-Argentina), incrementan el índice de GWh generado por cada millón de metros cúbicos de agua turbinada, reflejo de la respuesta ante la tensa situación presentada en este año en cuanto a la disponibilidad de agua. En el caso específico de ITAIPÚ, el índice aumenta en un 1.3% respecto al año anterior, mientras que la EBY lo incrementa en un 1.5% respecto al 2019.



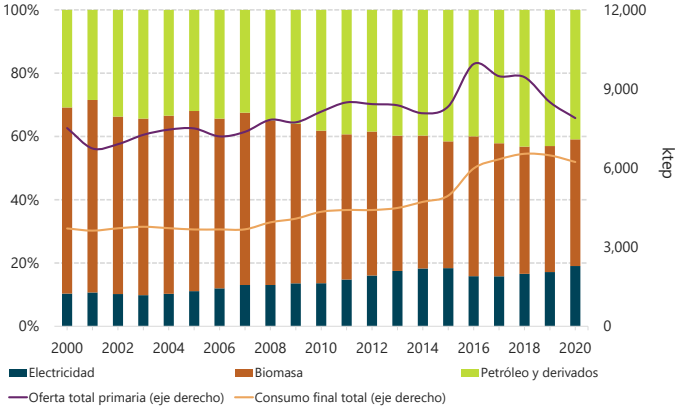




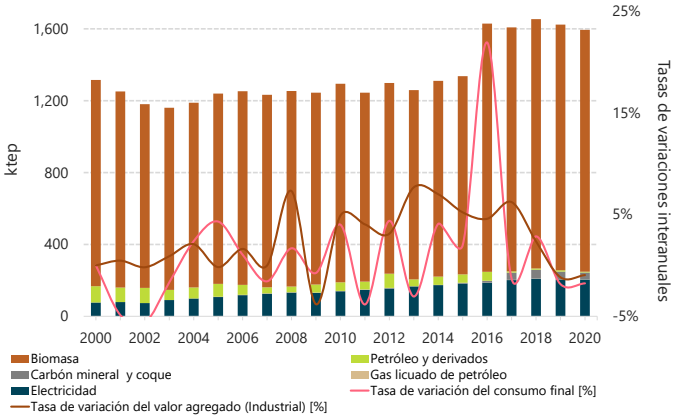




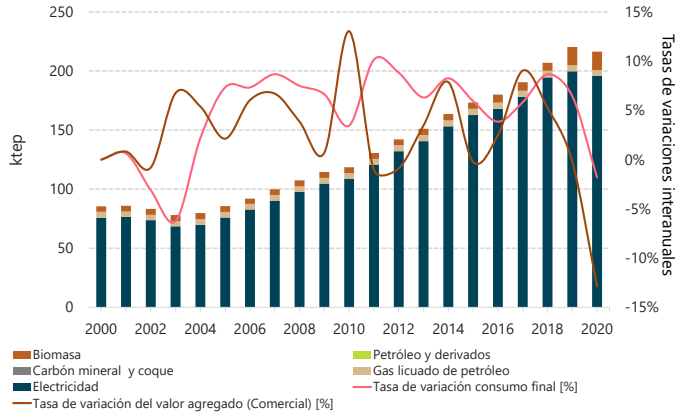
Consumo final de energía por fuente de energía



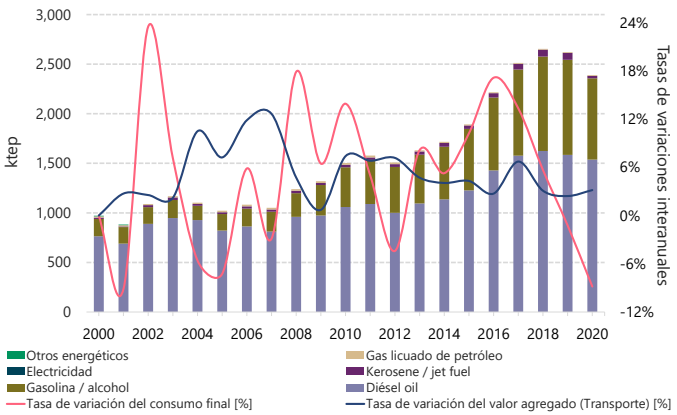
Consumo final del Sector Industrial



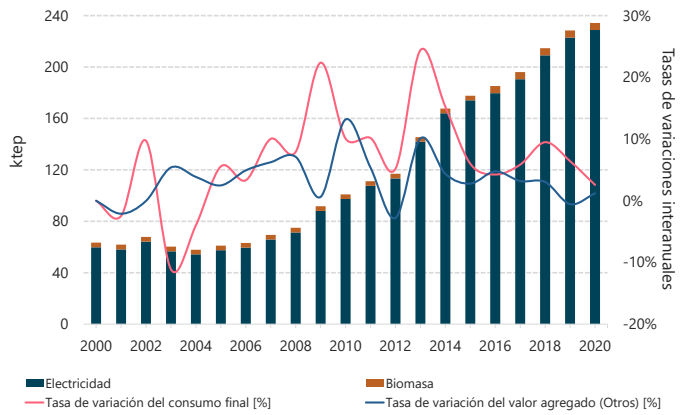
Consumo final del Sector Comercial



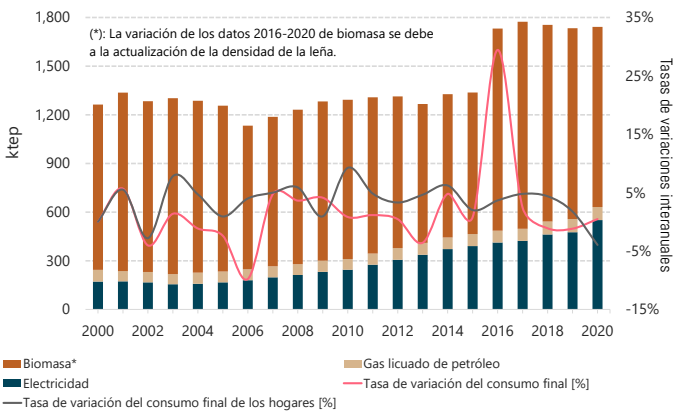
Consumo final del Sector Transporte

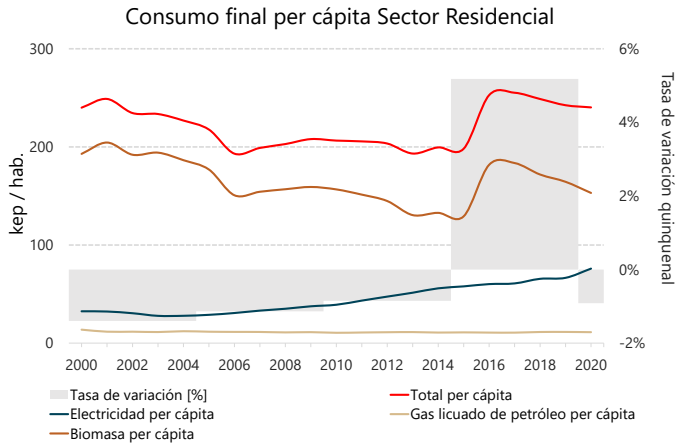


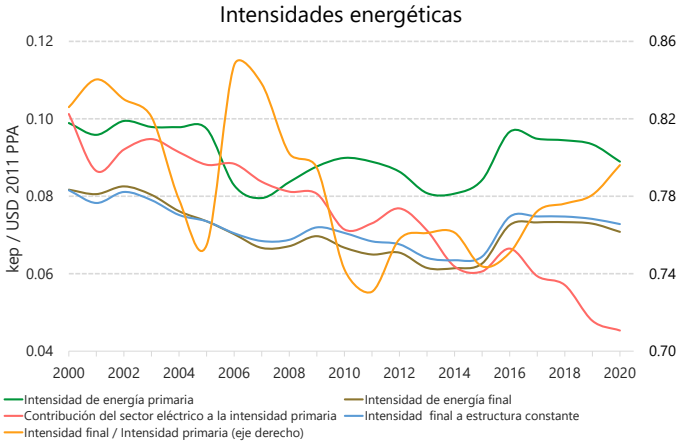
Consumo final del Sector Otros

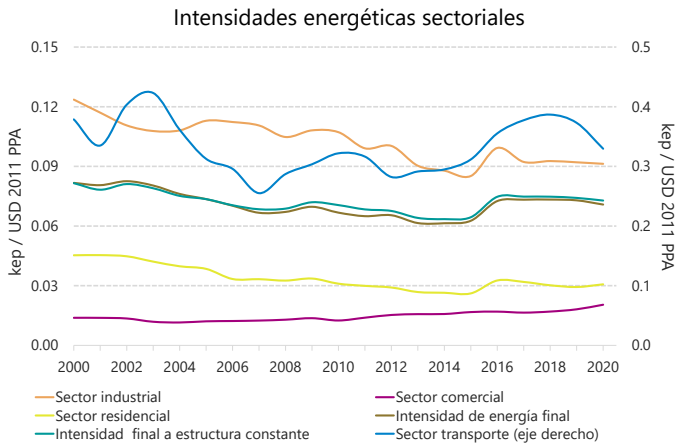


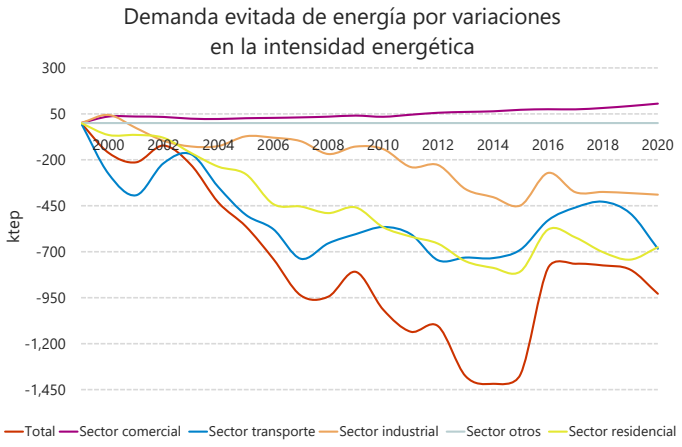
Consumo final del Sector Residencial

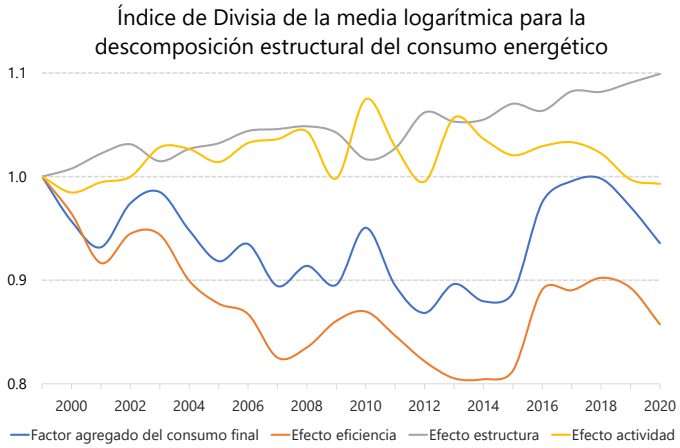


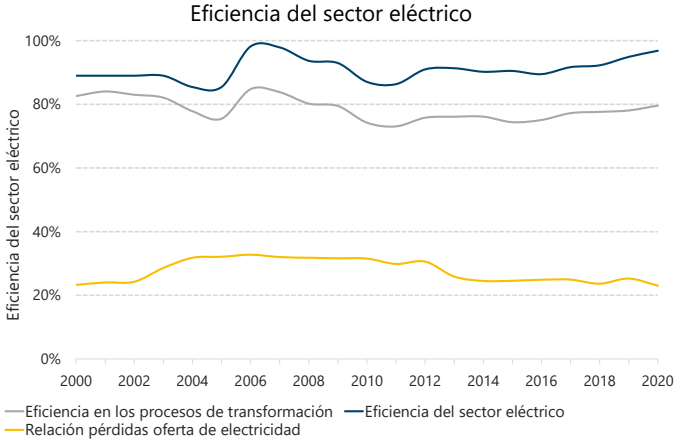

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita

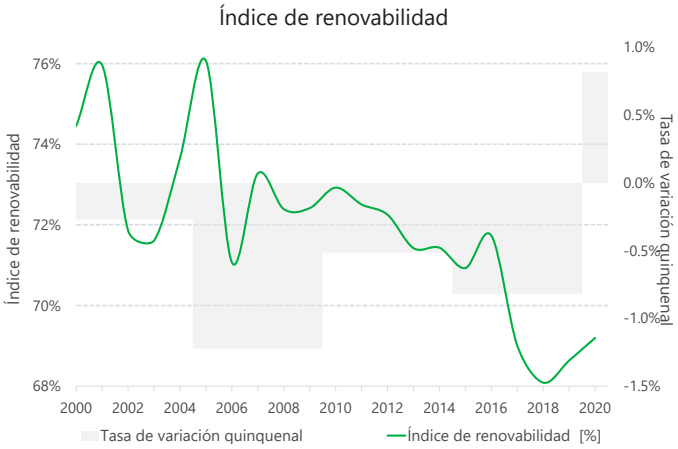

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

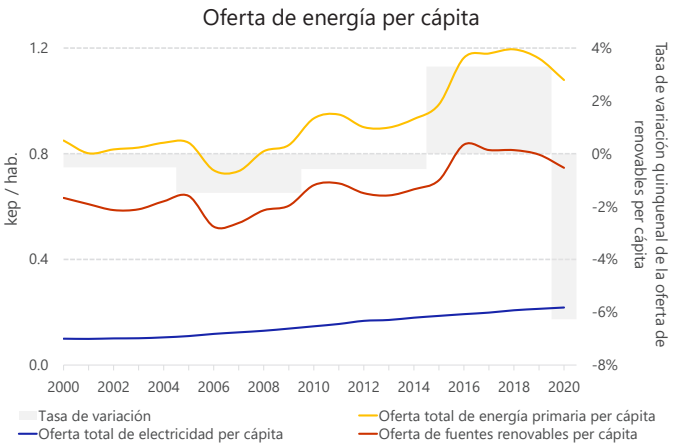

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

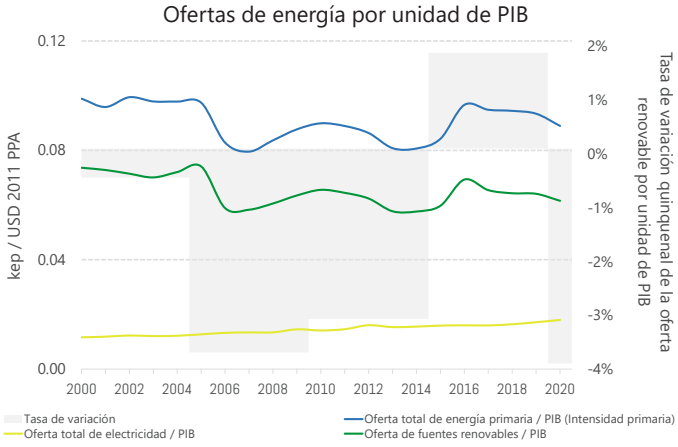

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

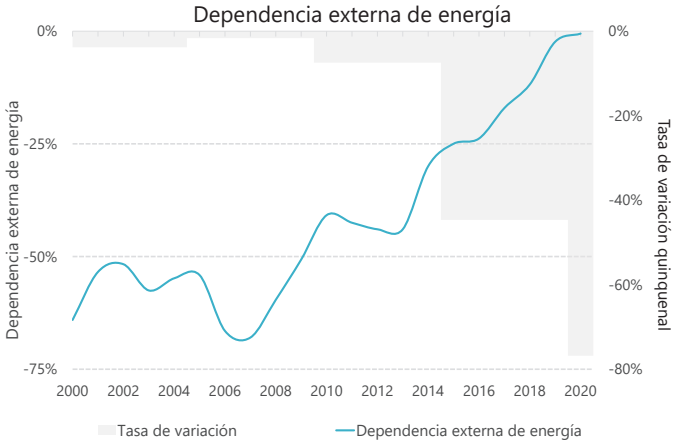

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad


Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

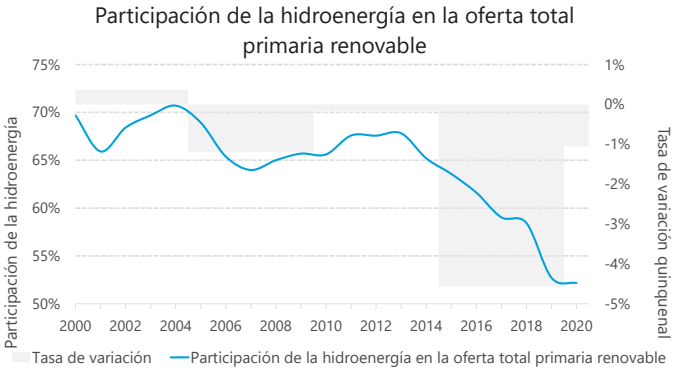






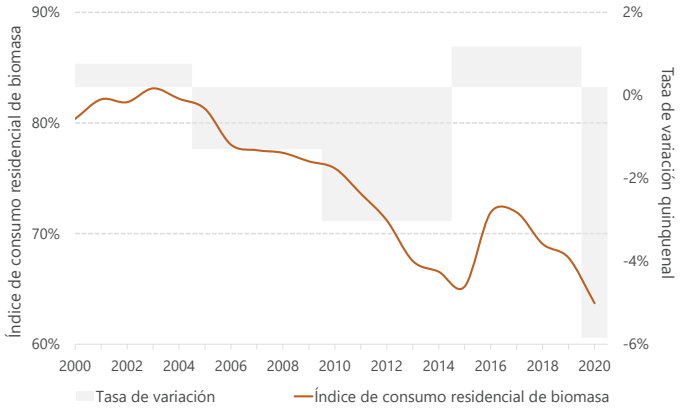


La energía hidroeléctrica representa la mayor parte de la generación de electricidad de Paraguay, y constituye alrededor del 99.9% de la capacidad de electricidad instalada. Paraguay es altamente dependiente de las condiciones hidrológicas de los ríos que alimentan las principales centrales hidroeléctricas del país, alrededor del 60% de la generación bruta total fue exportada en el año 2020.

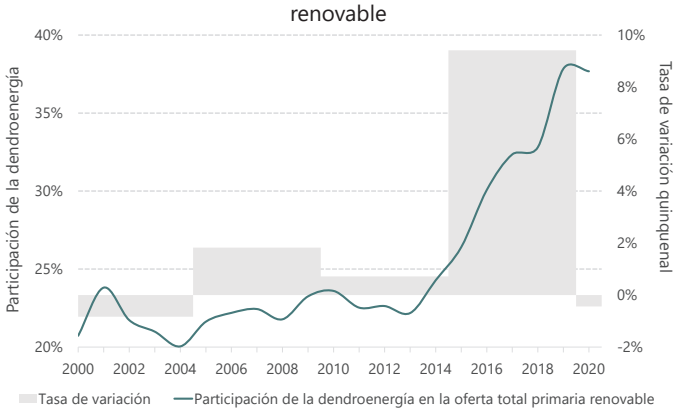


El comportamiento participativo de la hidroenergía en el último período de la serie se debe al ya mencionado cambio en el valor de densidad de la leña. Al tener la leña un mayor valor incrementó su participación haciendo disminuir el de la hidroenergía. A ello hay que agregar la disminución en la disponibilidad de agua.

Índice de consumo residencial de biomasa



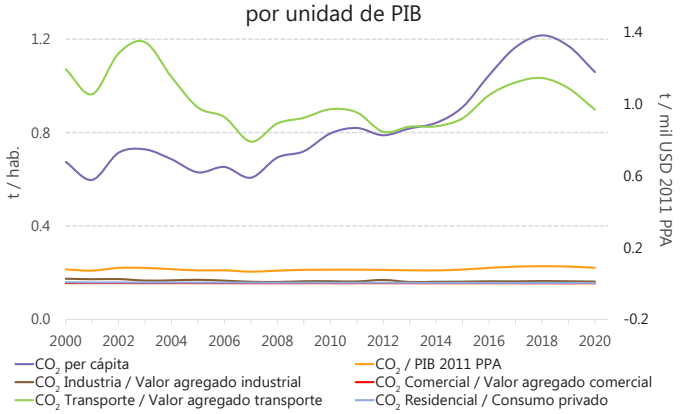
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



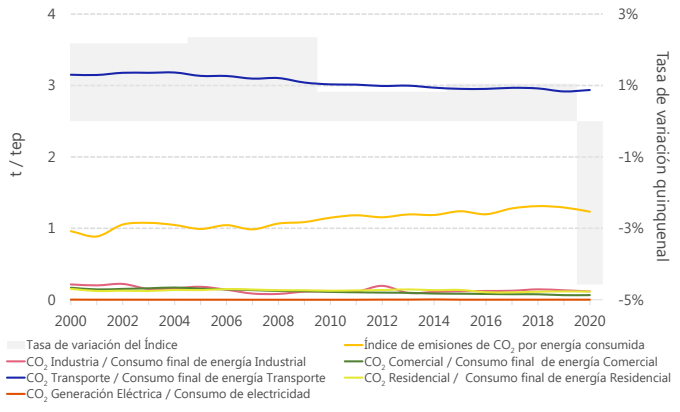
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



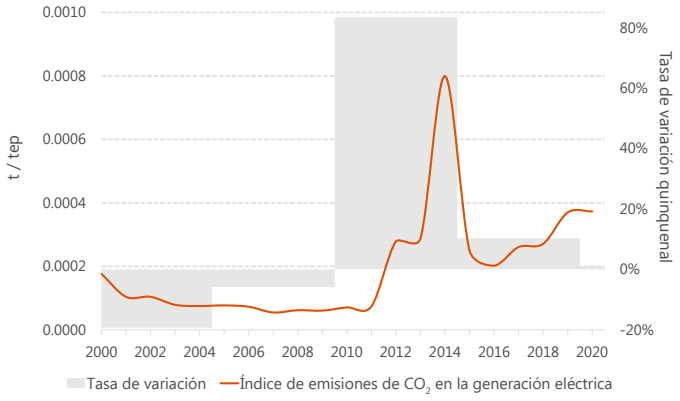
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



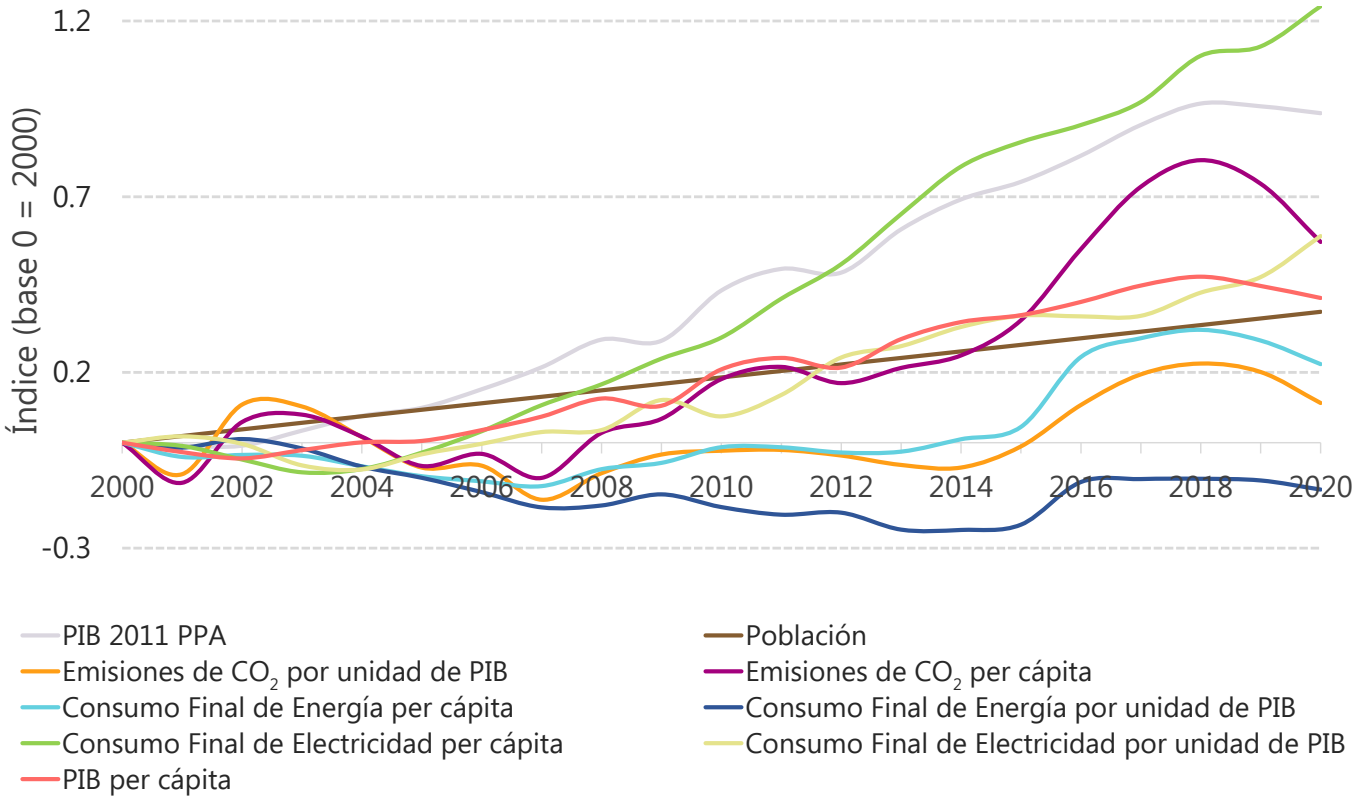
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



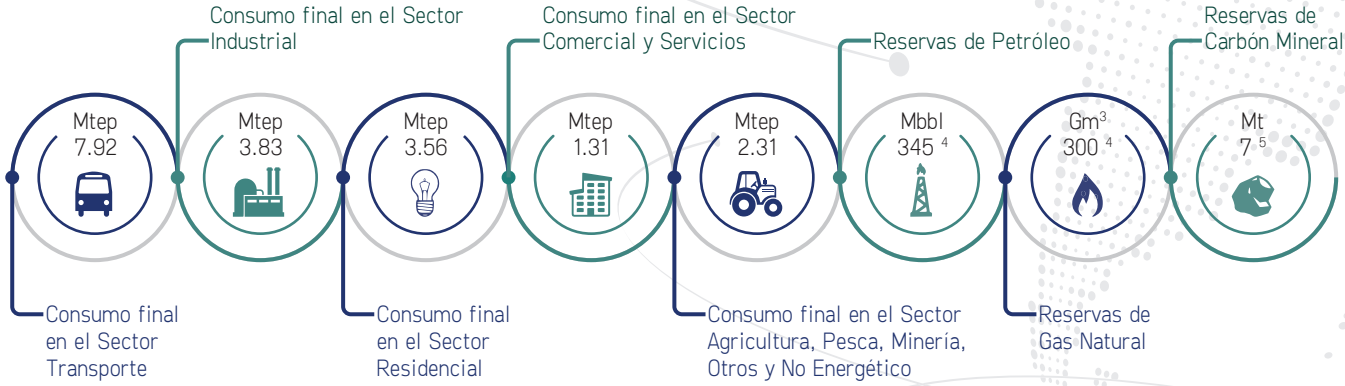


PERÚ

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	32,972 [1]
Superficie (km^2)	1,285,220
Densidad de población (hab. / km^2)	26
Población urbana (%)	78
PIB USD 2010 (MUSD)	187,456 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	371,291
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	11 [2]

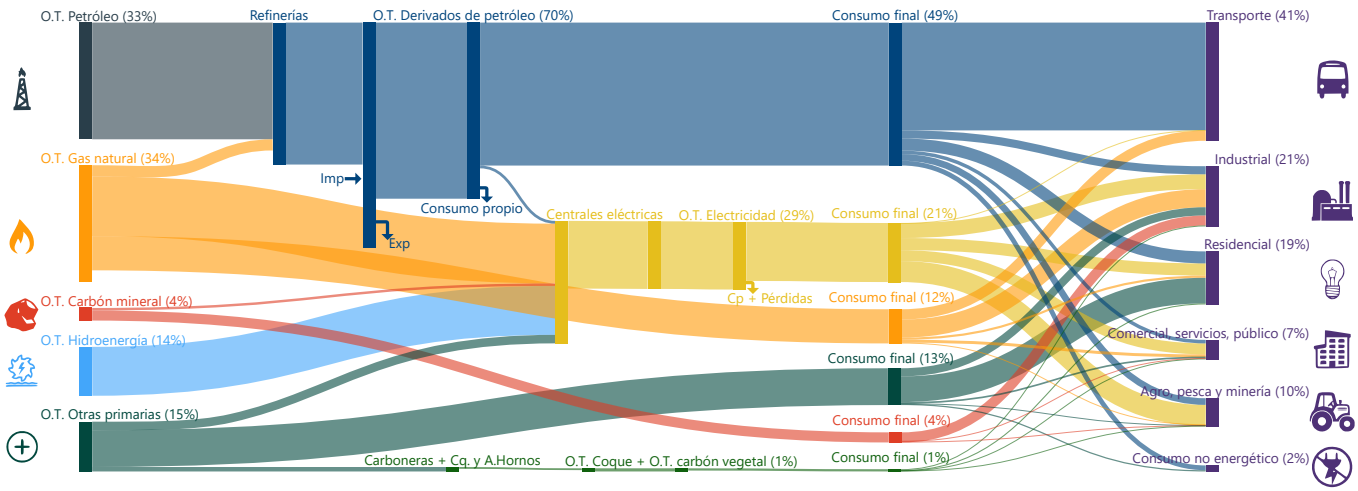
Sector Energético 2020



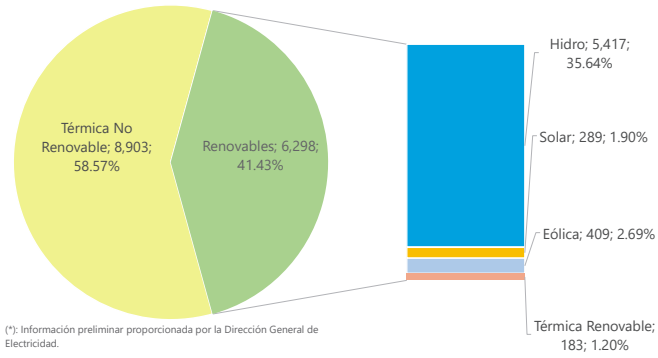
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
[3] Dato correspondiente al año 2018.
[4] Dato correspondiente al año 2018.
[5] Dato correspondiente al año 2017.
[6] Datos preliminares proporcionados por la Dirección General de Electricidad.
Nota: Los datos de oferta y demanda para el año 2020 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE, sujetos a revisión por parte del país.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,396	0.57	97.00 [3]	24.22	30.53	8.17	10.04	18.93	215	15.20 [6]	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 2020

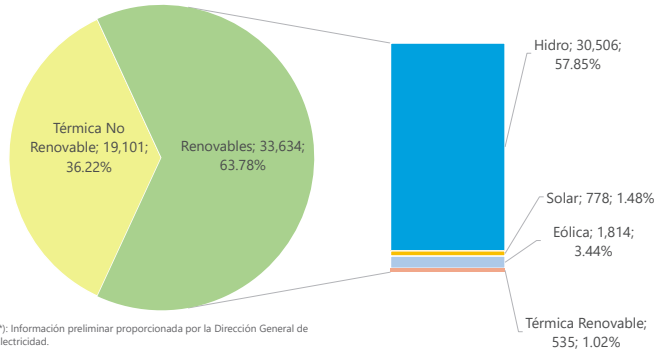


Capacidad instalada de generación eléctrica* [MW; %]
2020



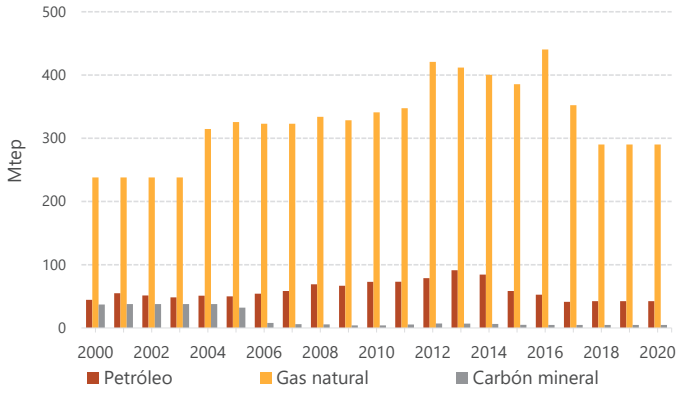
(*): Información preliminar proporcionada por la Dirección General de Electricidad.

Generación eléctrica por fuente* [GWh; %]
2020

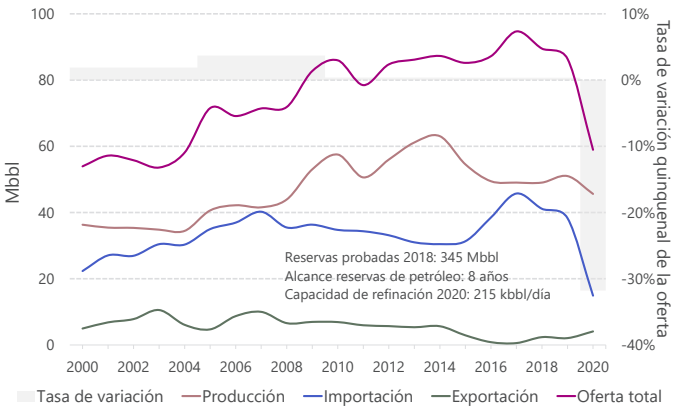


(*): Información preliminar proporcionada por la Dirección General de Electricidad.

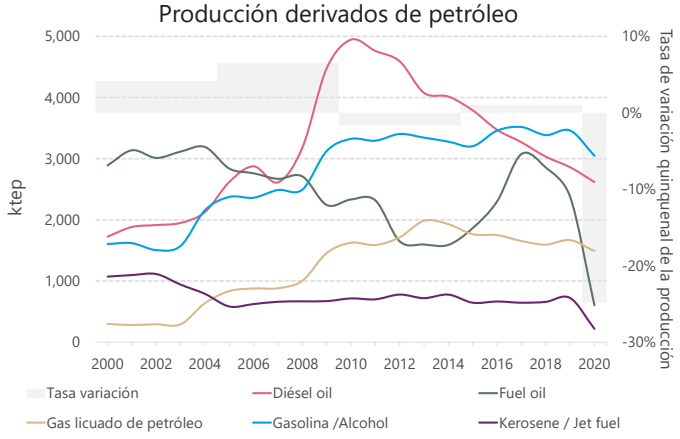
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



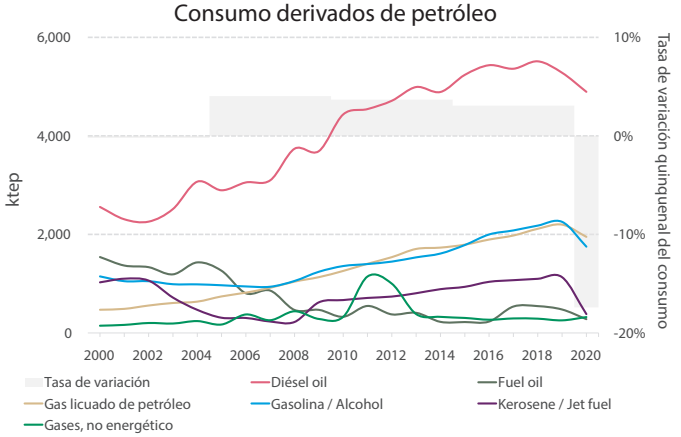
Oferta de petróleo



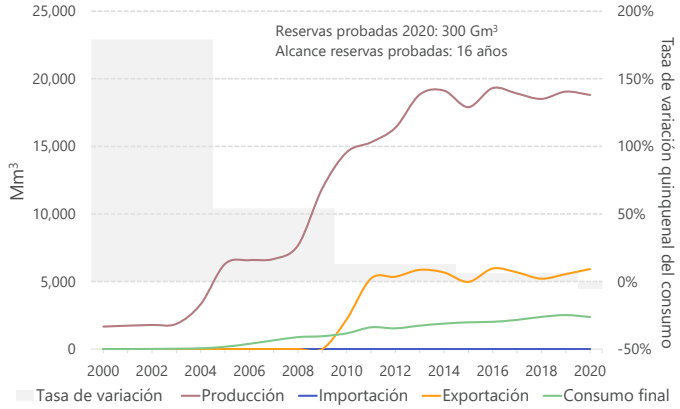
Producción derivados de petróleo



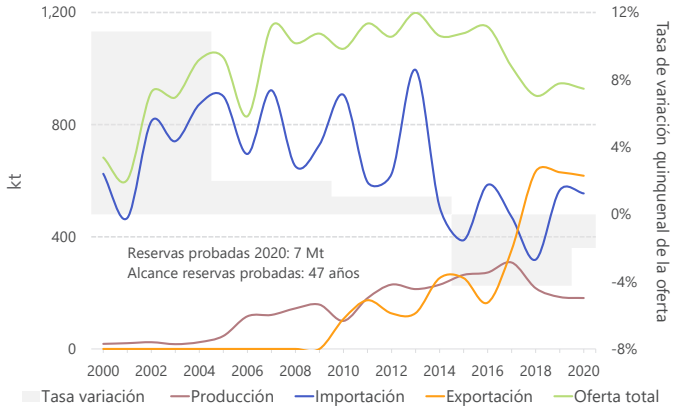
Consumo derivados de petróleo



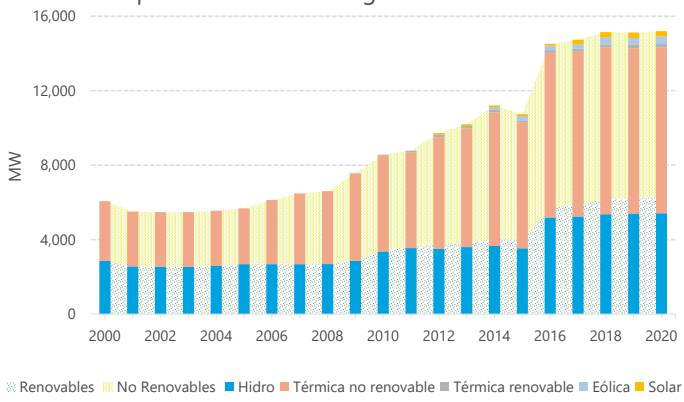
Oferta de gas natural



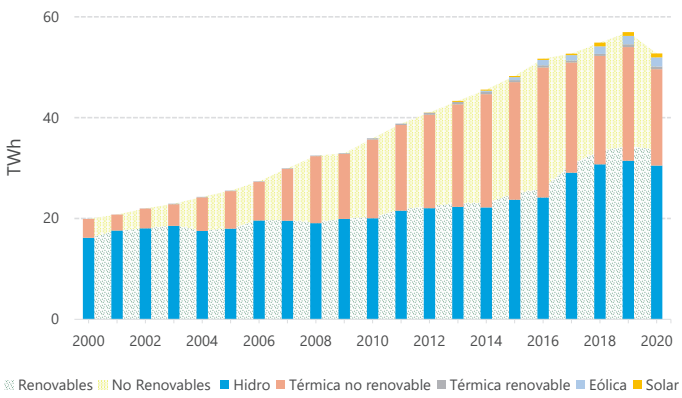
Oferta de carbón mineral



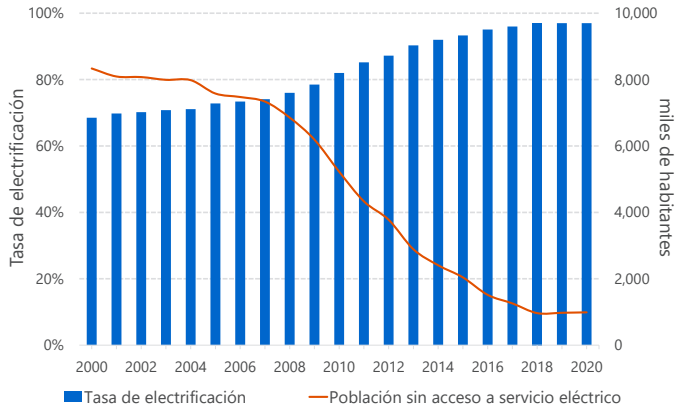
Capacidad instalada de generación eléctrica



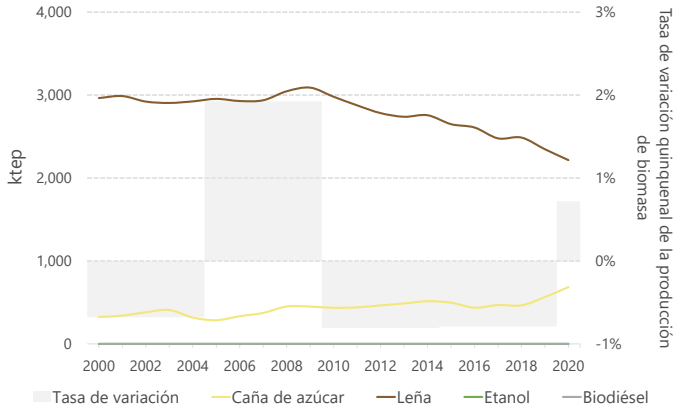
Generación eléctrica



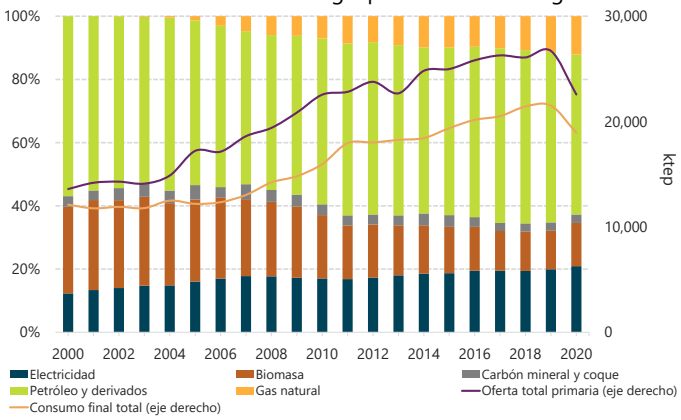
Tasa de electrificación



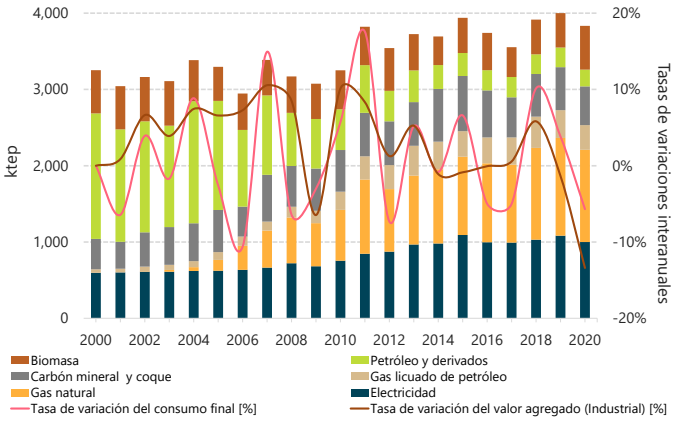
Producción de biomasa



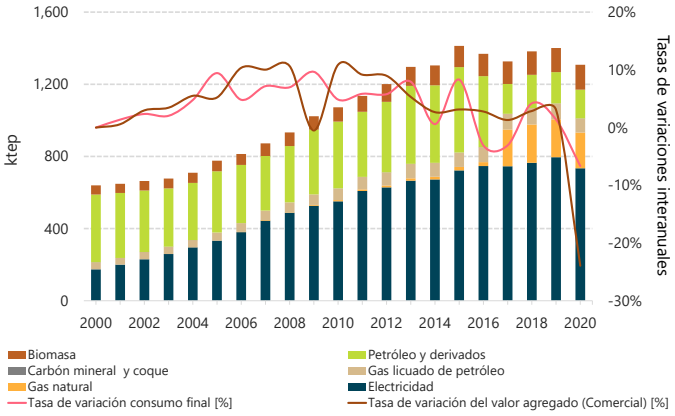
Consumo final de energía por fuente de energía



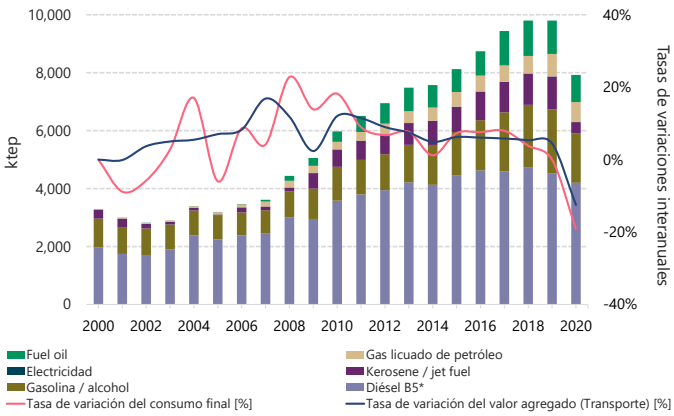
Consumo final del Sector Industrial



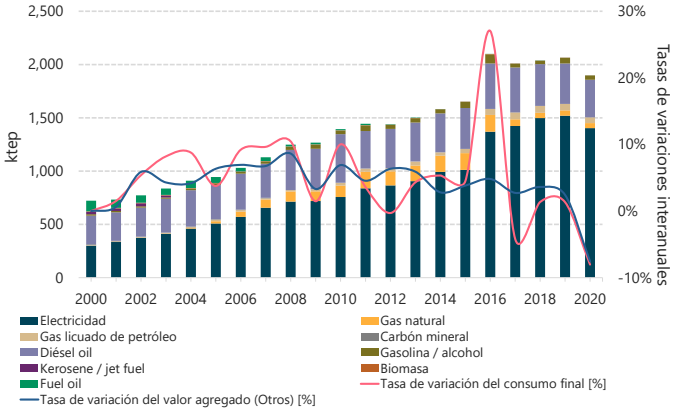
Consumo final del Sector Comercial



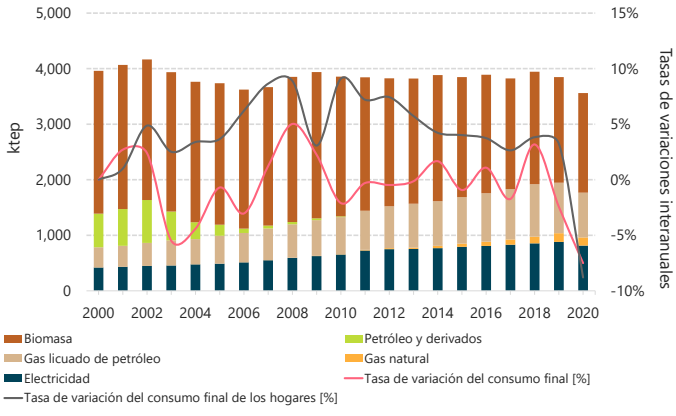
Consumo final del Sector Transporte



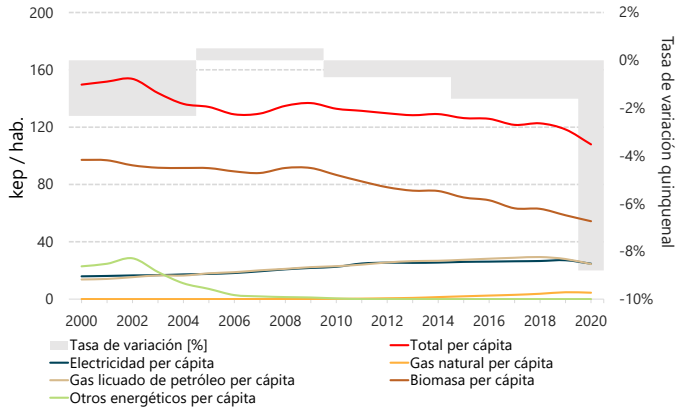
Consumo final del Sector Otros



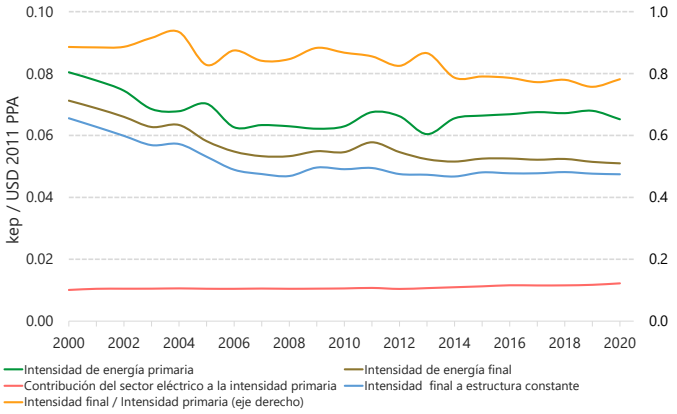
Consumo final del Sector Residencial



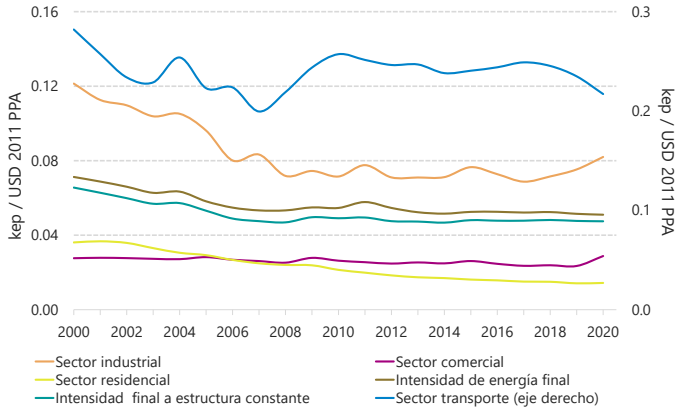
Consumo final per cápita Sector Residencial



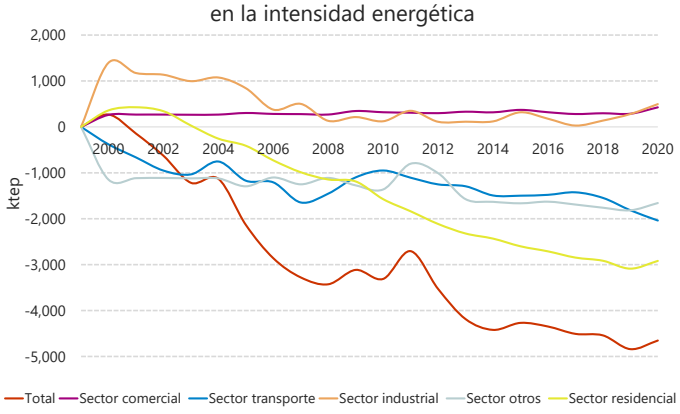
Intensidades energéticas



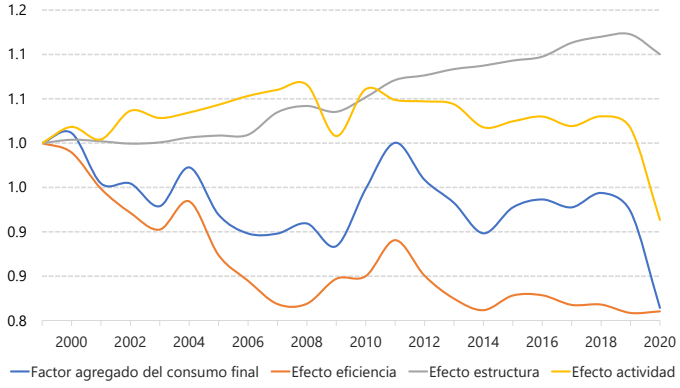
Intensidades energéticas sectoriales



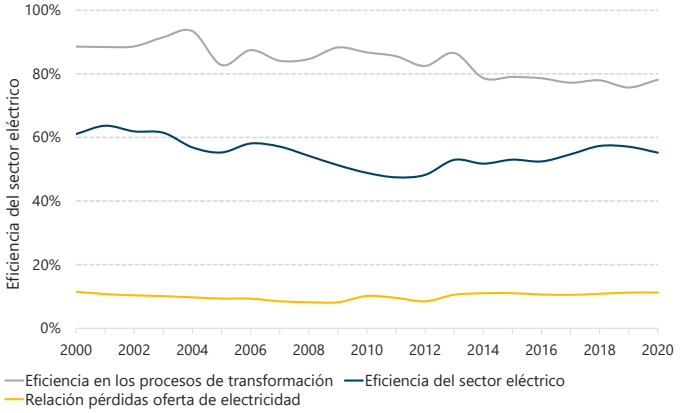
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



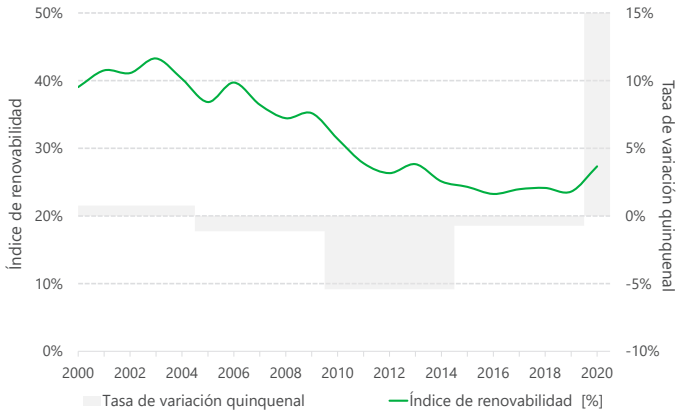
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



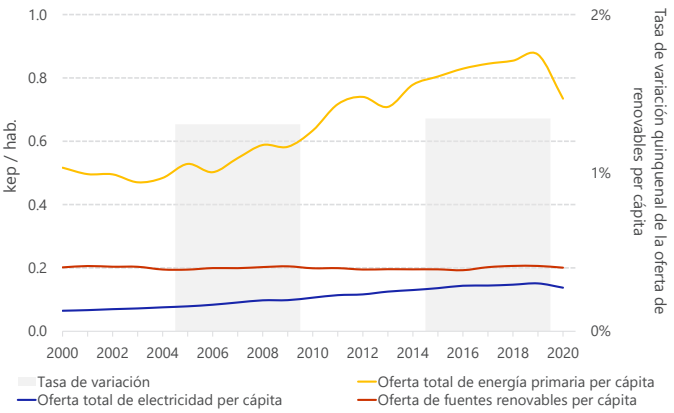
Eficiencia del sector eléctrico



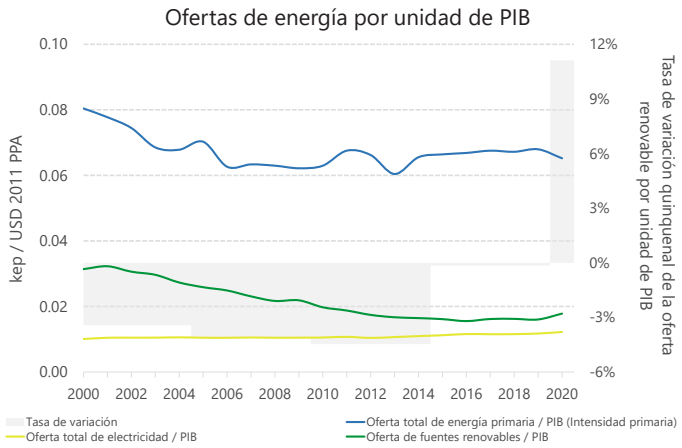
Índice de renovabilidad



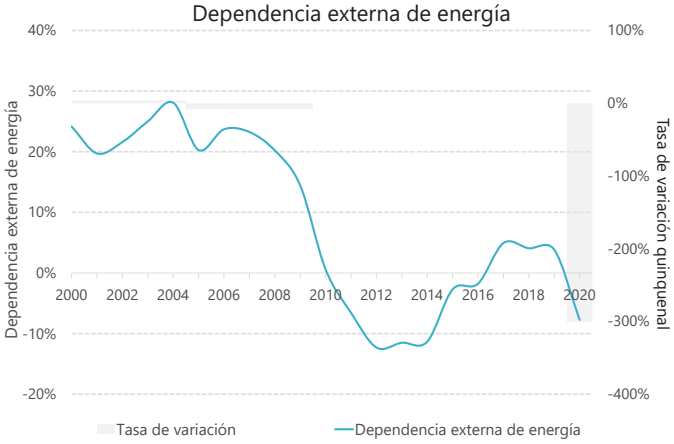
Oferta de energía per cápita



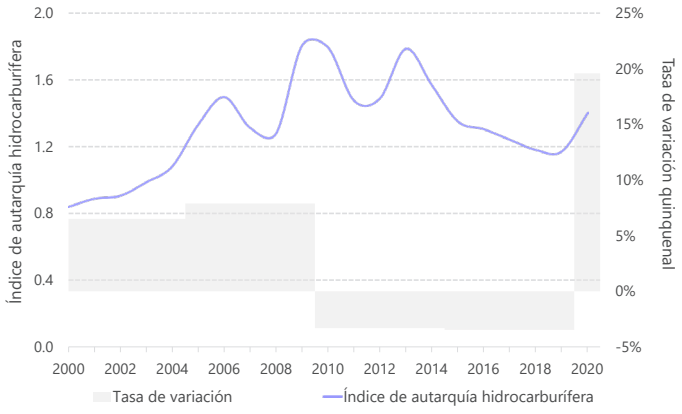
Ofertas de energía por unidad de PIB



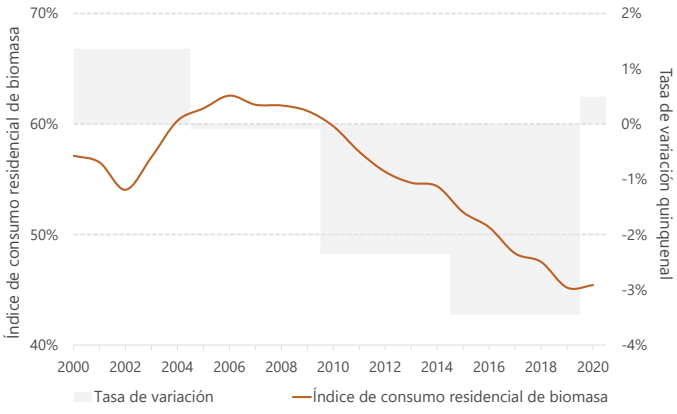
Dependencia externa de energía



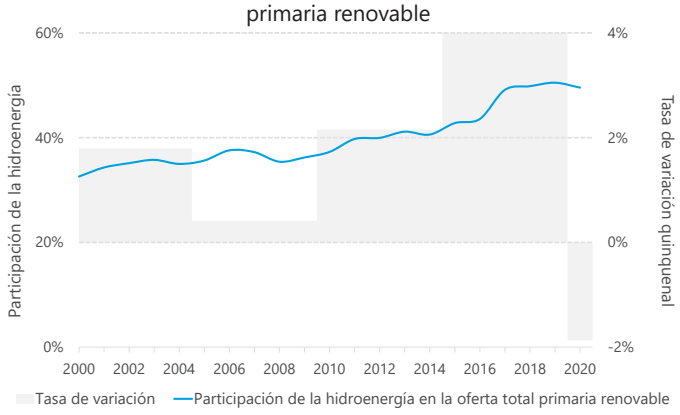
Índice de autarquía hidrocarburífera



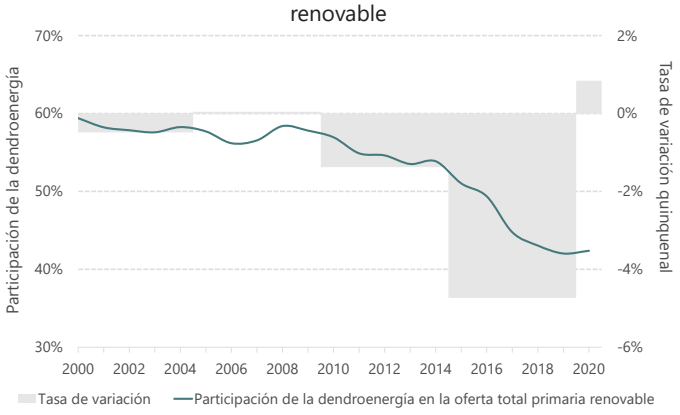
Índice de consumo residencial de biomasa



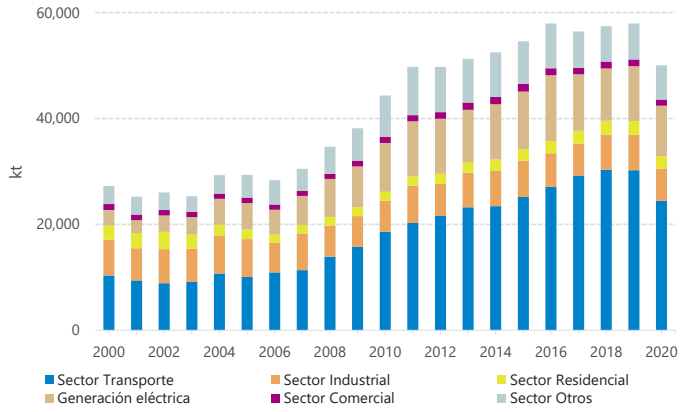
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



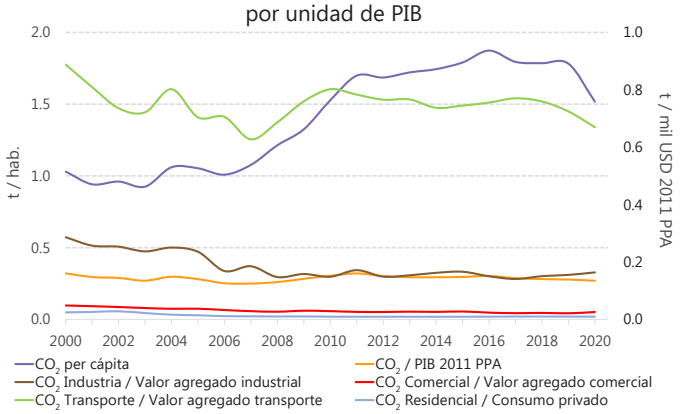
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



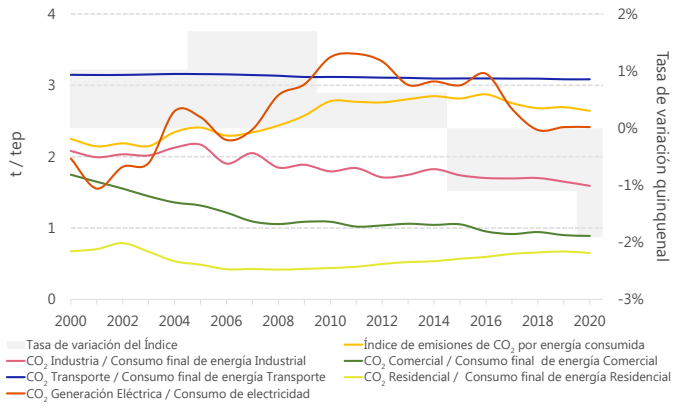
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



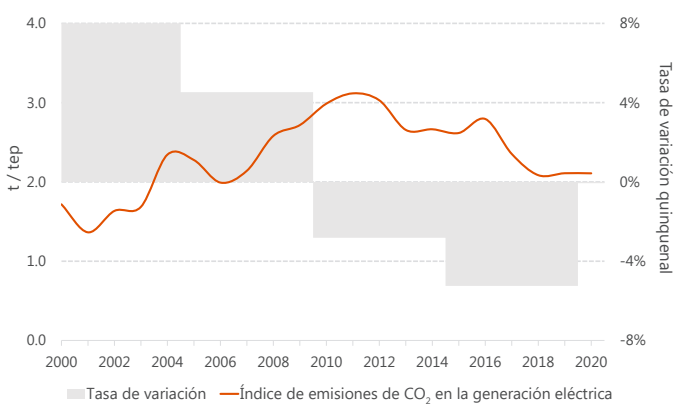
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



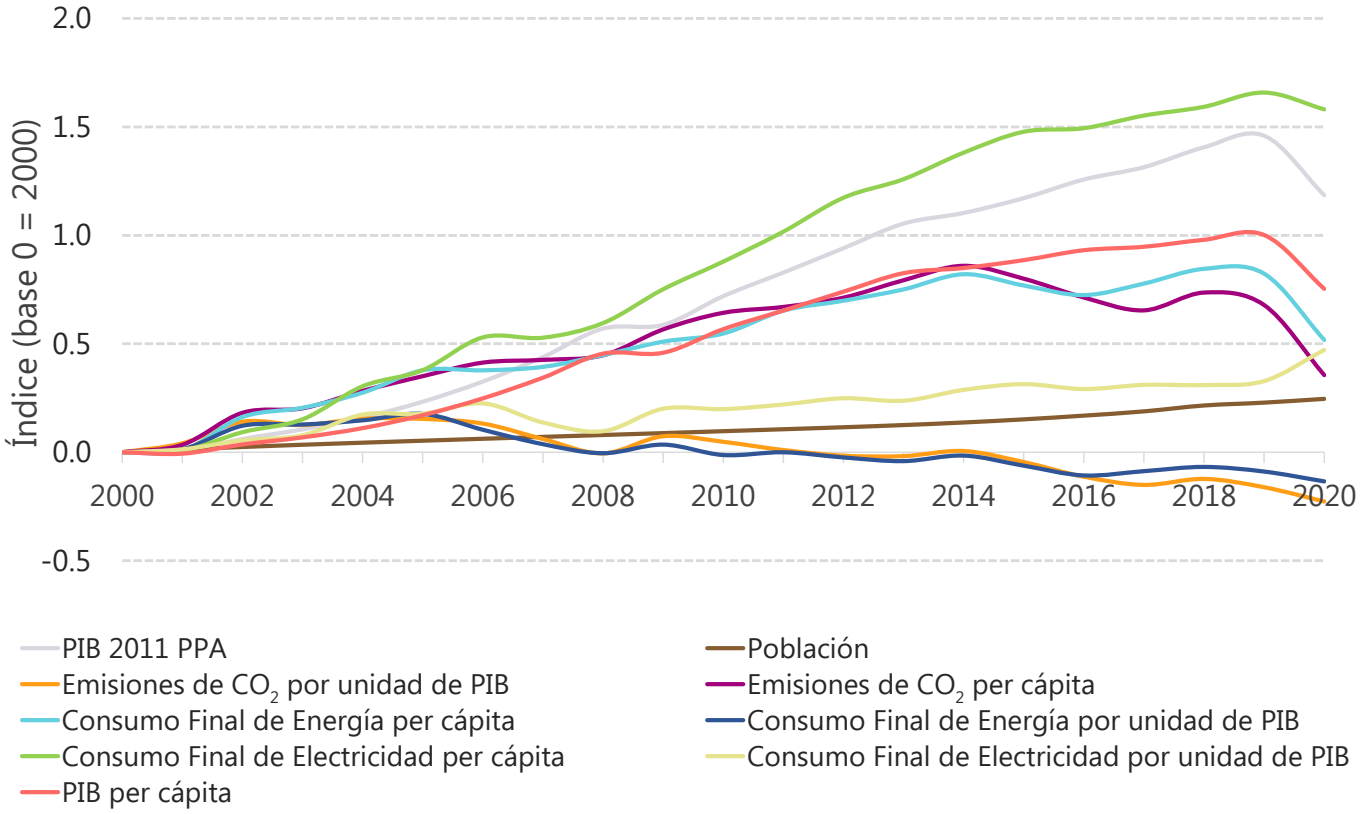
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



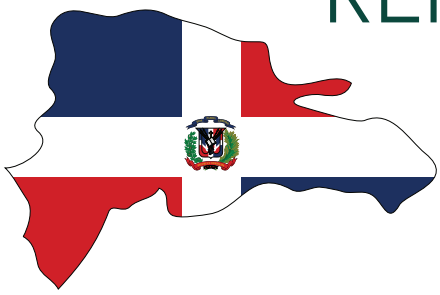
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



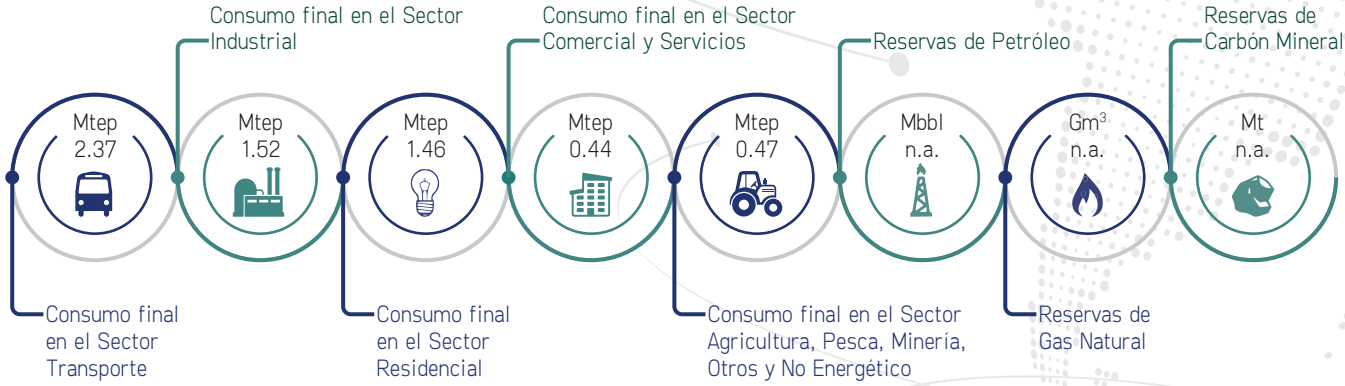
REPÚBLICA DOMINICANA



Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	10,448 [1]
Superficie (km^2)	48,442
Densidad de población (hab. / km^2)	216
Población urbana (%)	82
PIB USD 2010 (MUSD)	80,163
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	184,447
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18

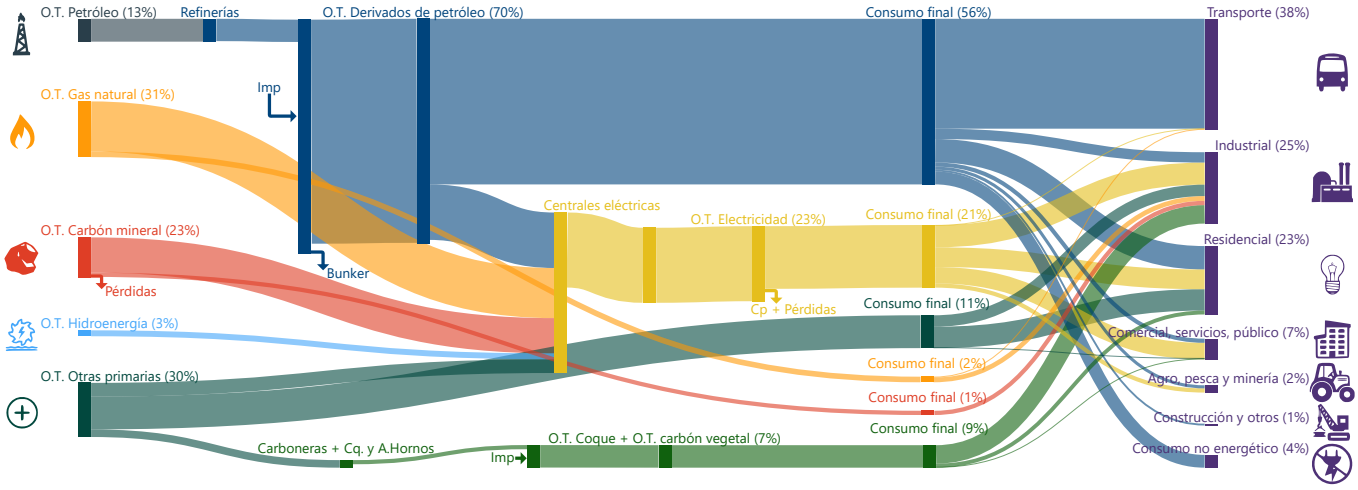
Sector Energético 2020 *



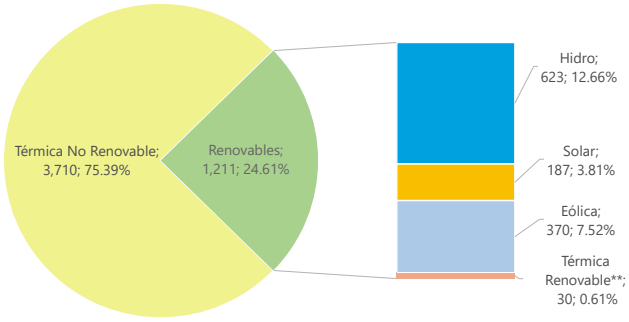
[1] Estimaciones propias de la CNE.
[2] Sistema de Información Energética Nacional - CNE, dato 2019.
[3] Exportaciones incluye carbón vegetal, búnker de AVTUR y reexportación de gas natural.
[4] Memoria 2020, Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana.
Nota(*): Los datos de oferta y demanda de energía para el año 2020 fueron estimados por OLADE.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
1,489	0.60	97.86 [2]	8.54	1.28	7.52	0.28 [3]	6.27	50	4.92 [4]	0.05 / 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 2020

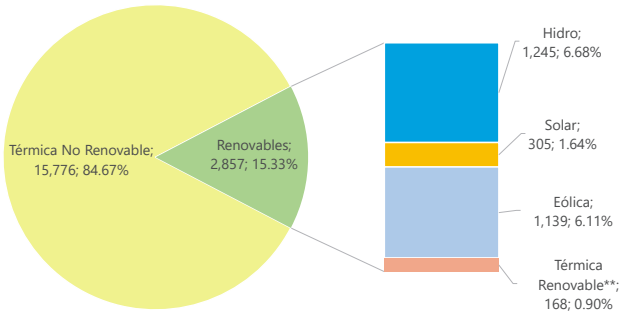


Capacidad instalada de generación eléctrica* [MW; %]
2020



(*) Fuente: Memoria 2020, Organismo Coordinador, los datos corresponden a capacidad instalada bruta del SENI.
(**): Térmica renovable incluye la Unidad de San Pedro BioEnergy.

Generación eléctrica por fuente* [GWh; %]
2020

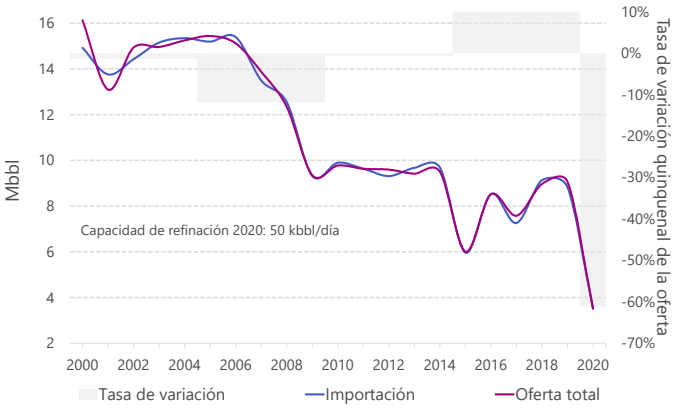


(*) Fuente: Memoria 2020, Organismo Coordinador, los datos corresponden a generación bruta del SENI.
(**): Térmica renovable corresponde a biomasa.

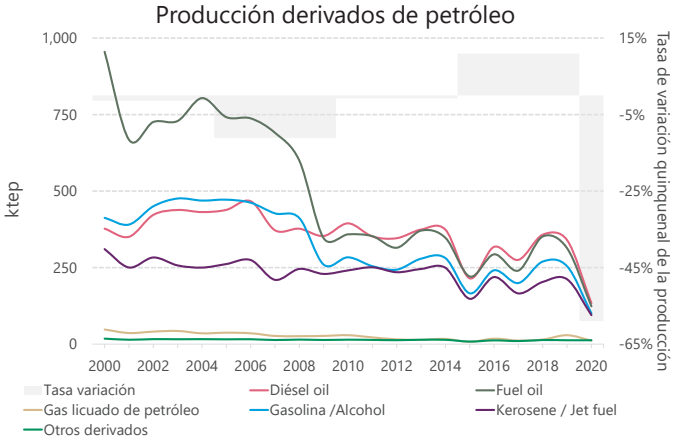
En República Dominicana el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado (OC-SENI) lanzó su Servicio de Pronósticos de Generación de Energía Solar y Eólica, que asegurará la integración masiva de las energías renovables en forma eficiente y sostenible en el tiempo. Este servicio permite establecer cuánta generación renovable entrará en el sistema eléctrico y así saber cuánta generación convencional es necesaria para complementar el resto de la demanda, fortaleciendo de esta forma los principales ejes del mercado eléctrico, como son la planificación, la confianza y la certidumbre, a la vez que corrige la dispersión de información en esta materia.

Adicionalmente el Ministerio de Energía y Minas de República Dominicana (MEM) reabrió el Parque Temático de Energía Renovable ubicado en Ciudad Juan Bosch, espacio en el que se genera energía limpia con diversas tecnologías. El parque se encontraba en fase de terminación de obras que se retrasaron producto de los efectos de la pandemia. El Parque Temático brinda la oportunidad de conocer todas las fuentes de energías renovables en un recorrido de media hora.

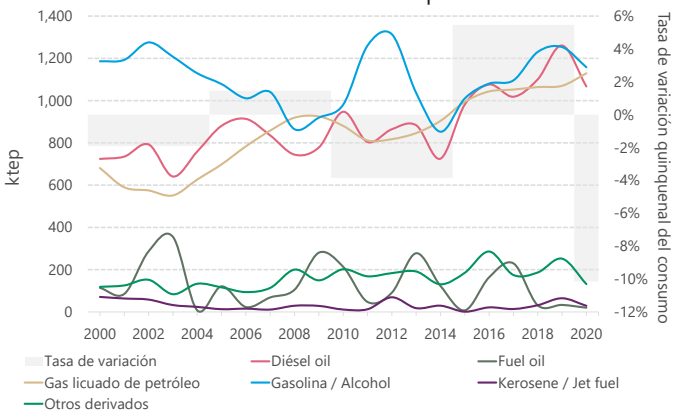
Oferta de petróleo



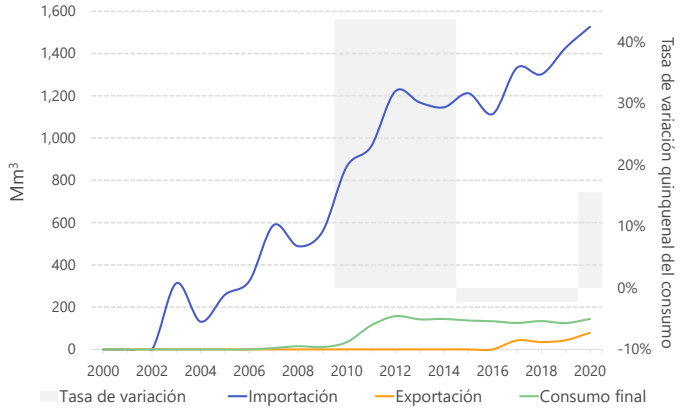
Producción derivados de petróleo



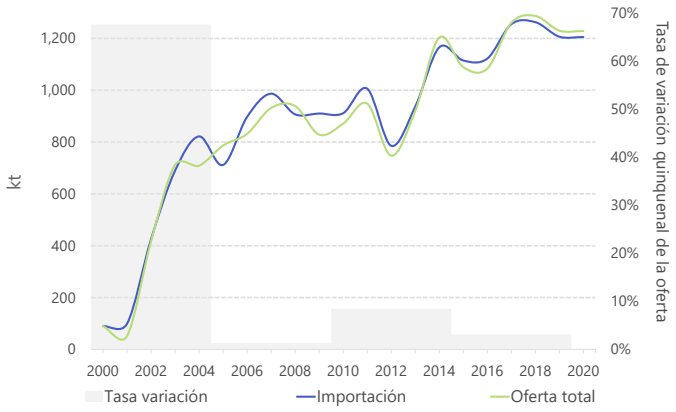
Consumo derivados de petróleo



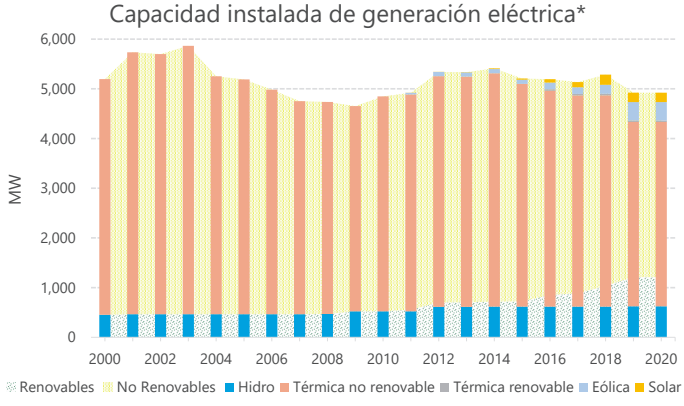
Oferta de gas natural



Oferta de carbón mineral

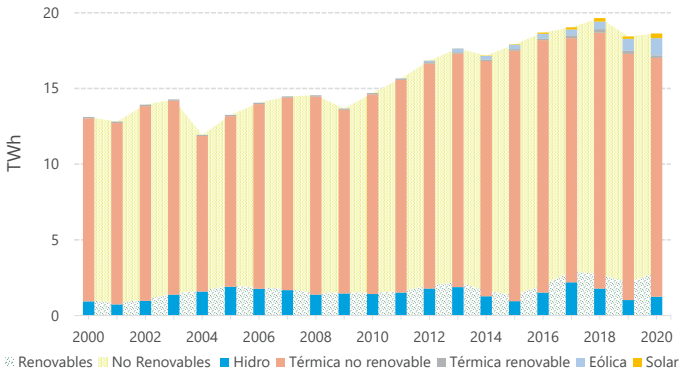


Capacidad instalada de generación eléctrica*



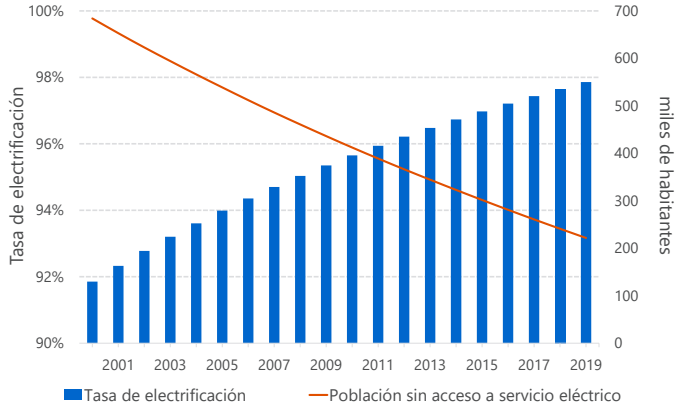
(*) 2000 - 2018: Capacidad instalada nacional - CNE. (*) 2019 - 2020: Fuente OC - Memoria, capacidad instalada - SENI.

Generación eléctrica*

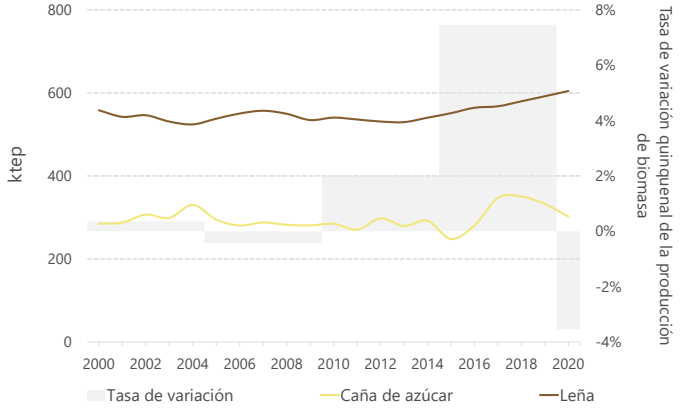


(*) 2000 - 2018: Generación bruta nacional - CNE. (*) 2019 -2020: Fuente OC - Memoria, generación bruta - SENI.

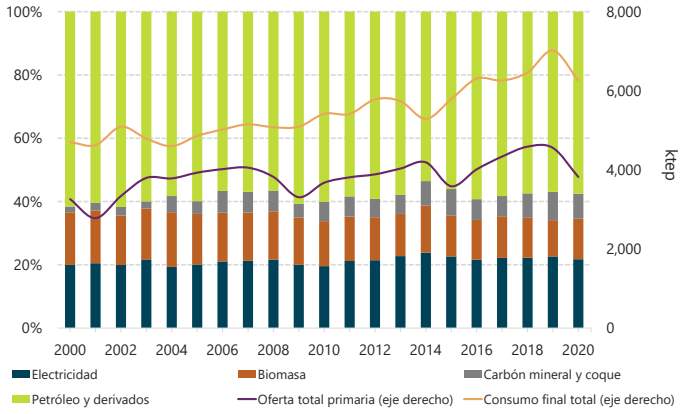
Tasa de electrificación



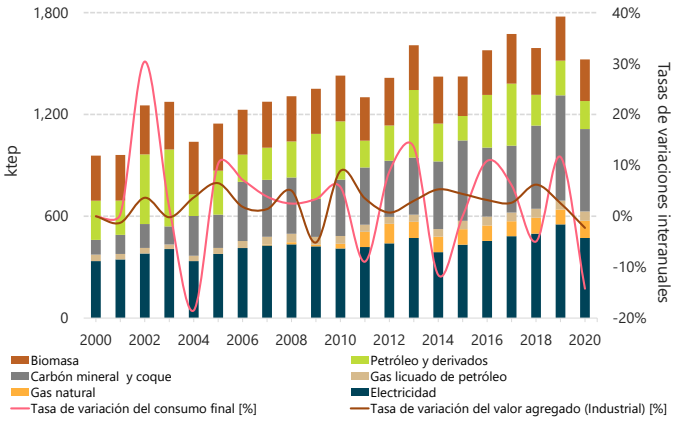
Producción de biomasa y biocombustibles



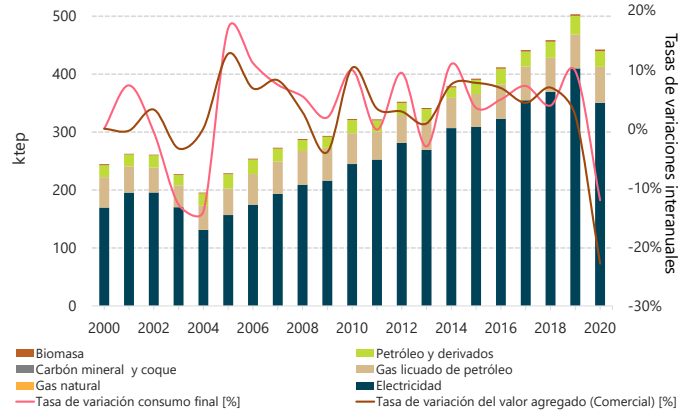
Consumo final de energía por fuente de energía



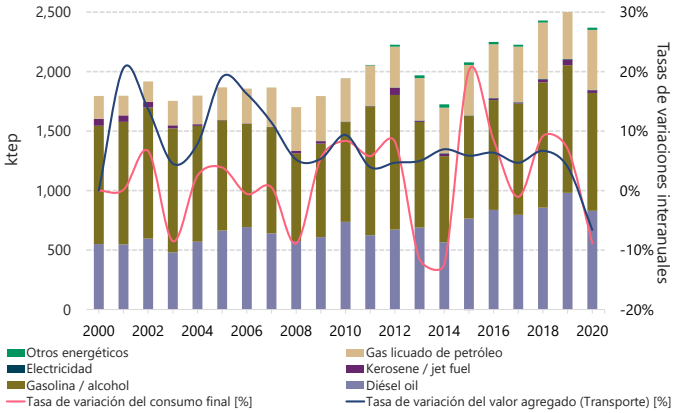
Consumo final del Sector Industrial



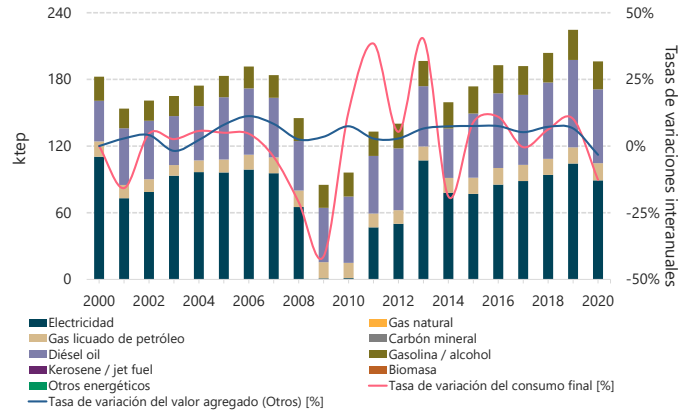
Consumo final del Sector Comercial



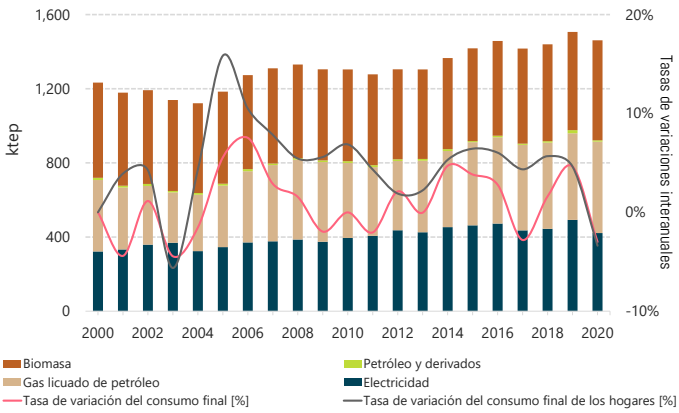
Consumo final del Sector Transporte

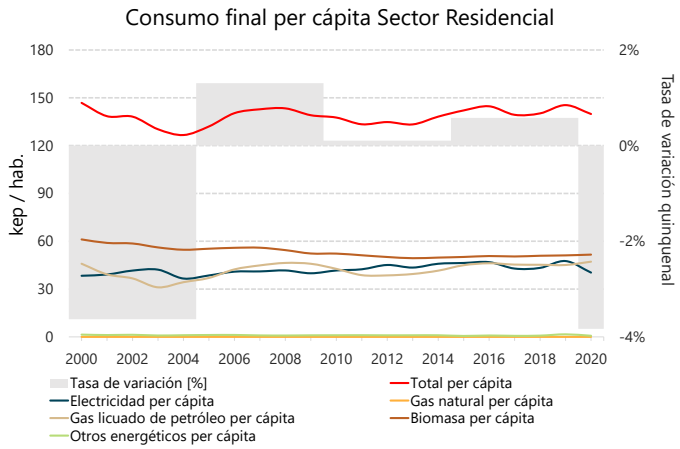


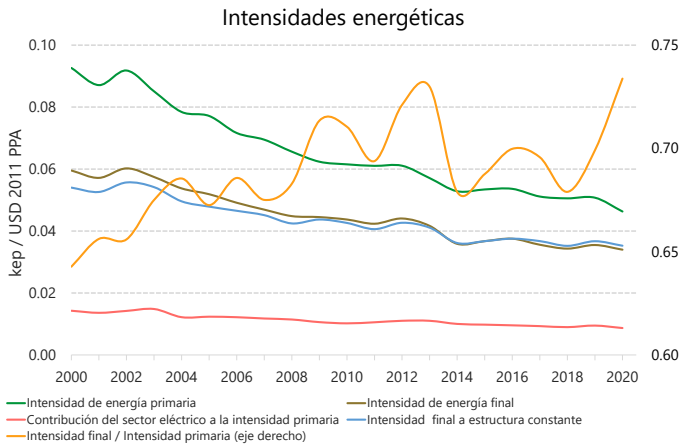
Consumo final del Sector Otros

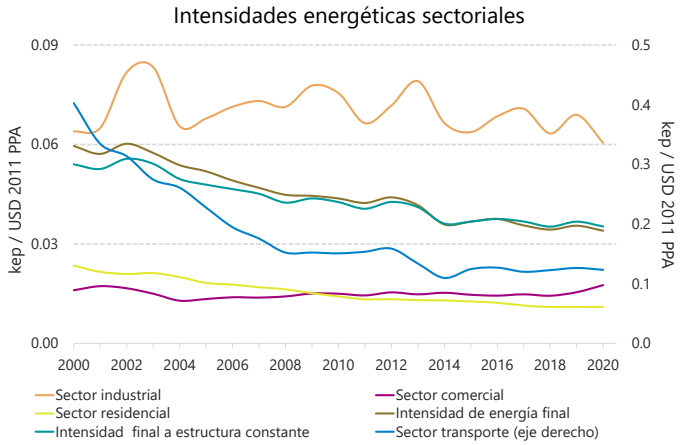


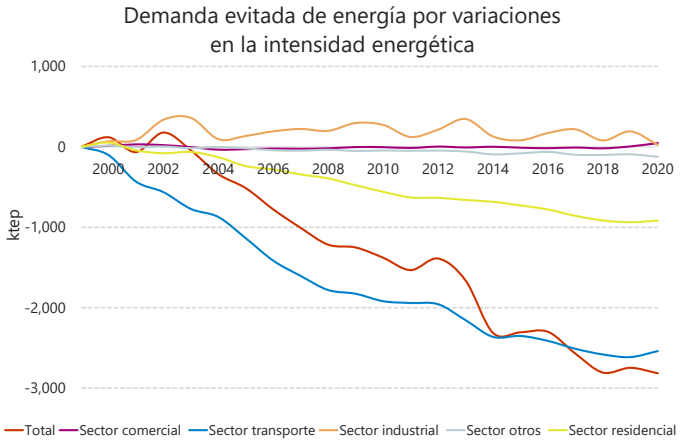
Consumo final del Sector Residencial

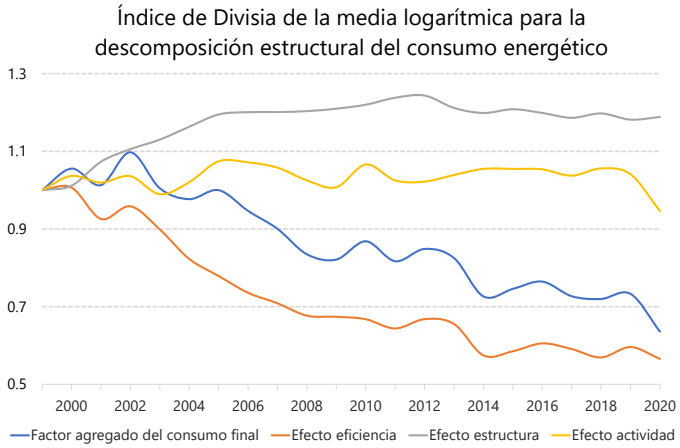


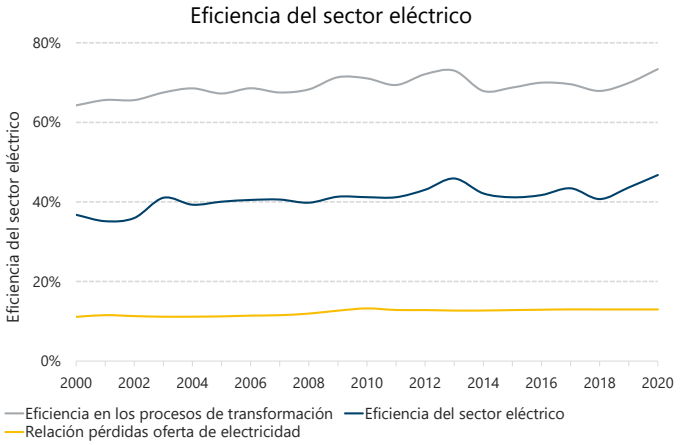

Consumo final per cápita Sector Residencial

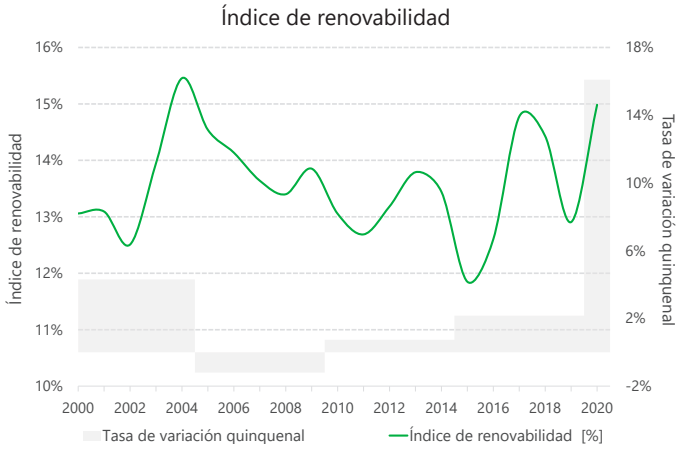

Intensidades energéticas

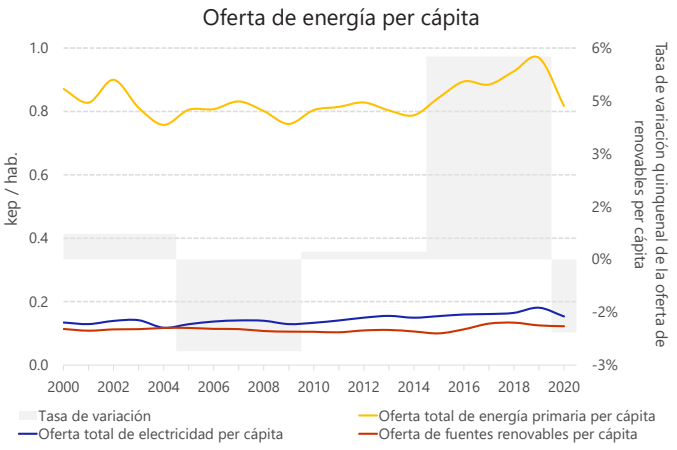

Intensidades energéticas sectoriales

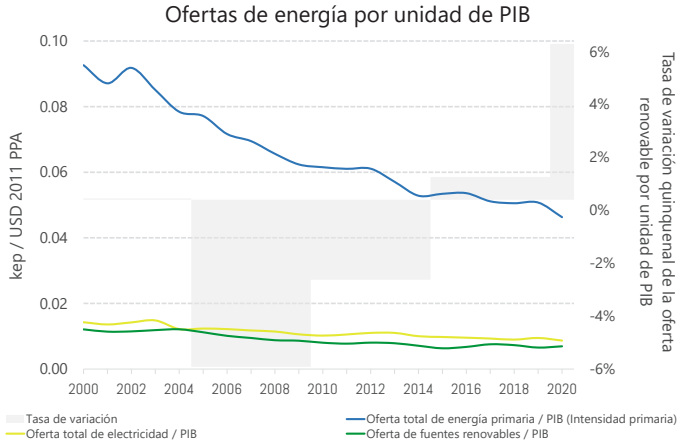

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

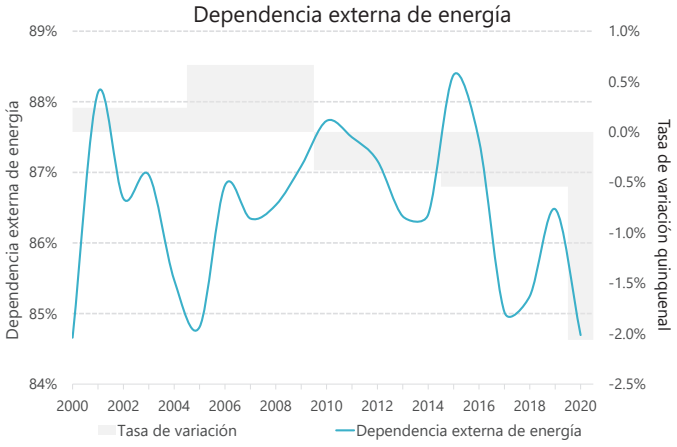

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

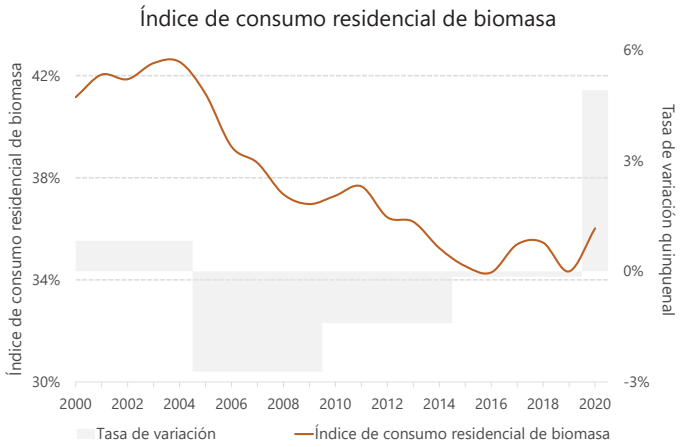

Eficiencia del sector eléctrico

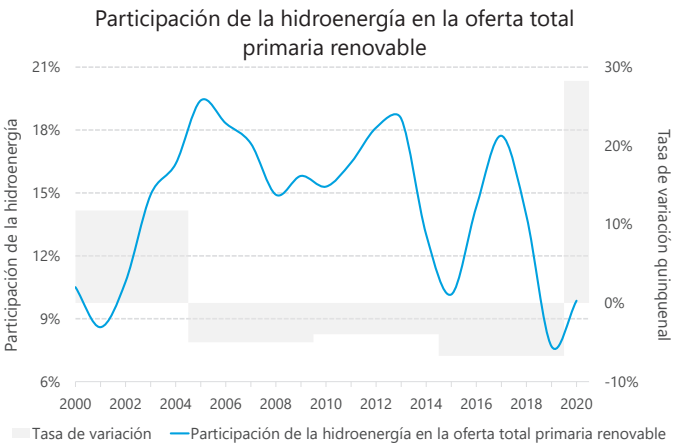

Índice de renovabilidad
Índice de renovabilidad
Tasa de variación quinquenal
16%
15%
14%
13%
12%
11%
10%
18%
14%
10%
6%
2%
-2%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad [%]

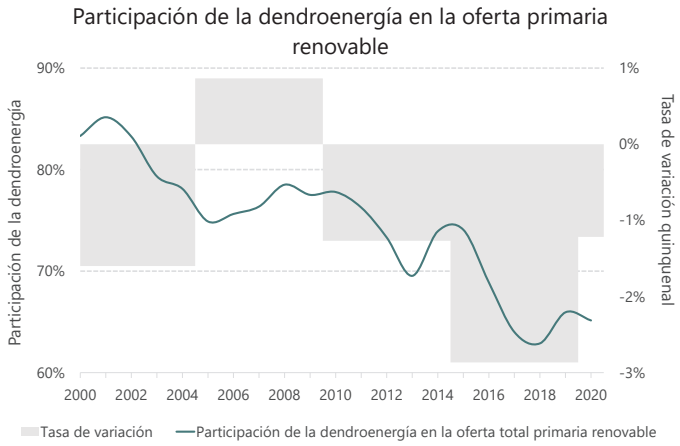

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
6%
5%
3%
2%
0%
-2%
-3%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

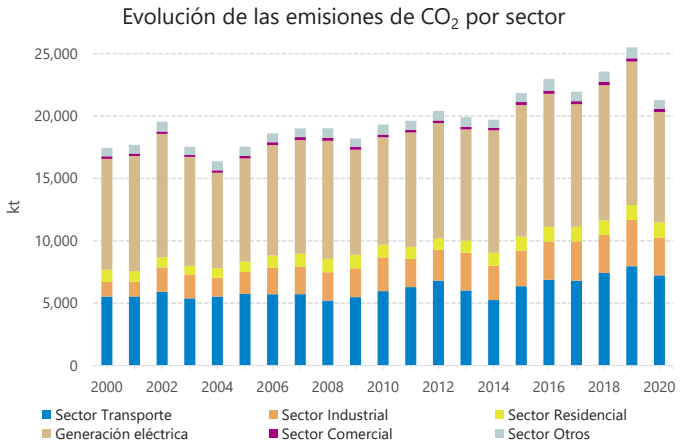

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
6%
4%
2%
0%
-2%
-4%
-6%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta de fuentes renovables / PIB

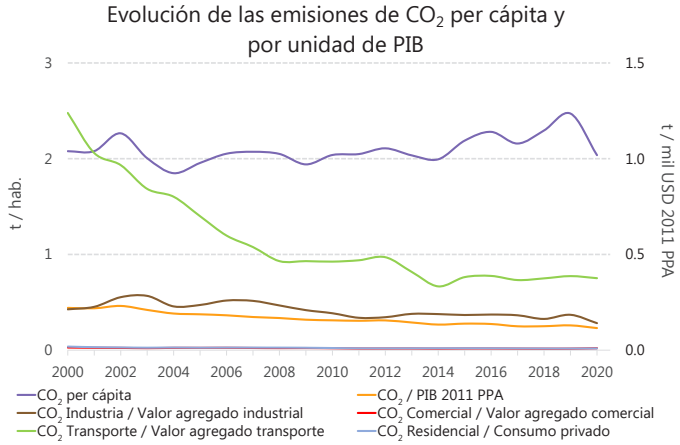

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
89%
88%
87%
86%
85%
84%
1.0%
0.5%
0.0%
-0.5%
-1.0%
-1.5%
-2.0%
-2.5%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

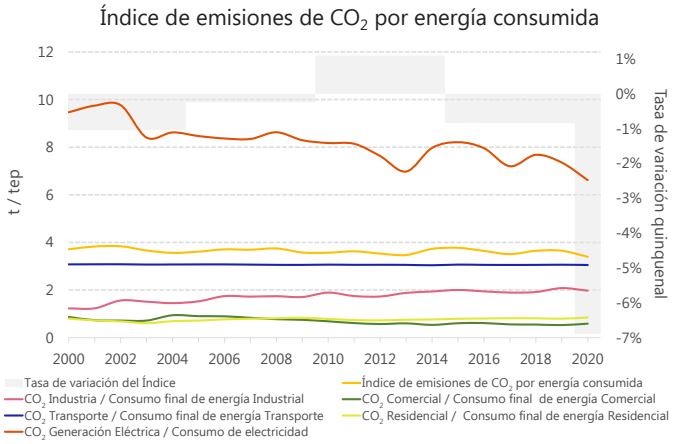

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
42%
38%
34%
30%
6%
3%
0%
-3%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

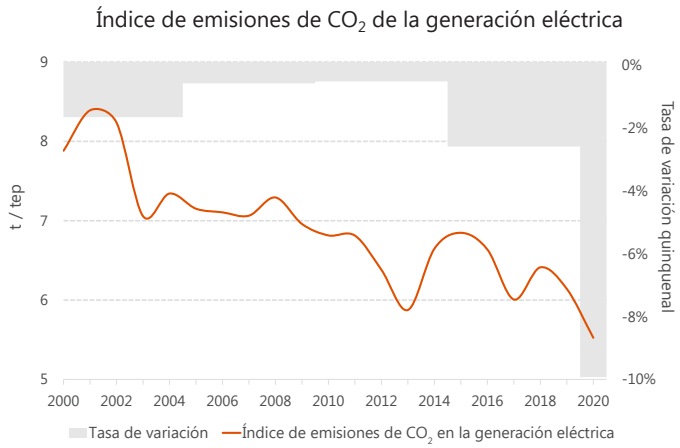

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
21%
18%
15%
12%
9%
6%
30%
20%
10%
0%
-10%
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable


Evolución de las emisiones de CO_2 por sector

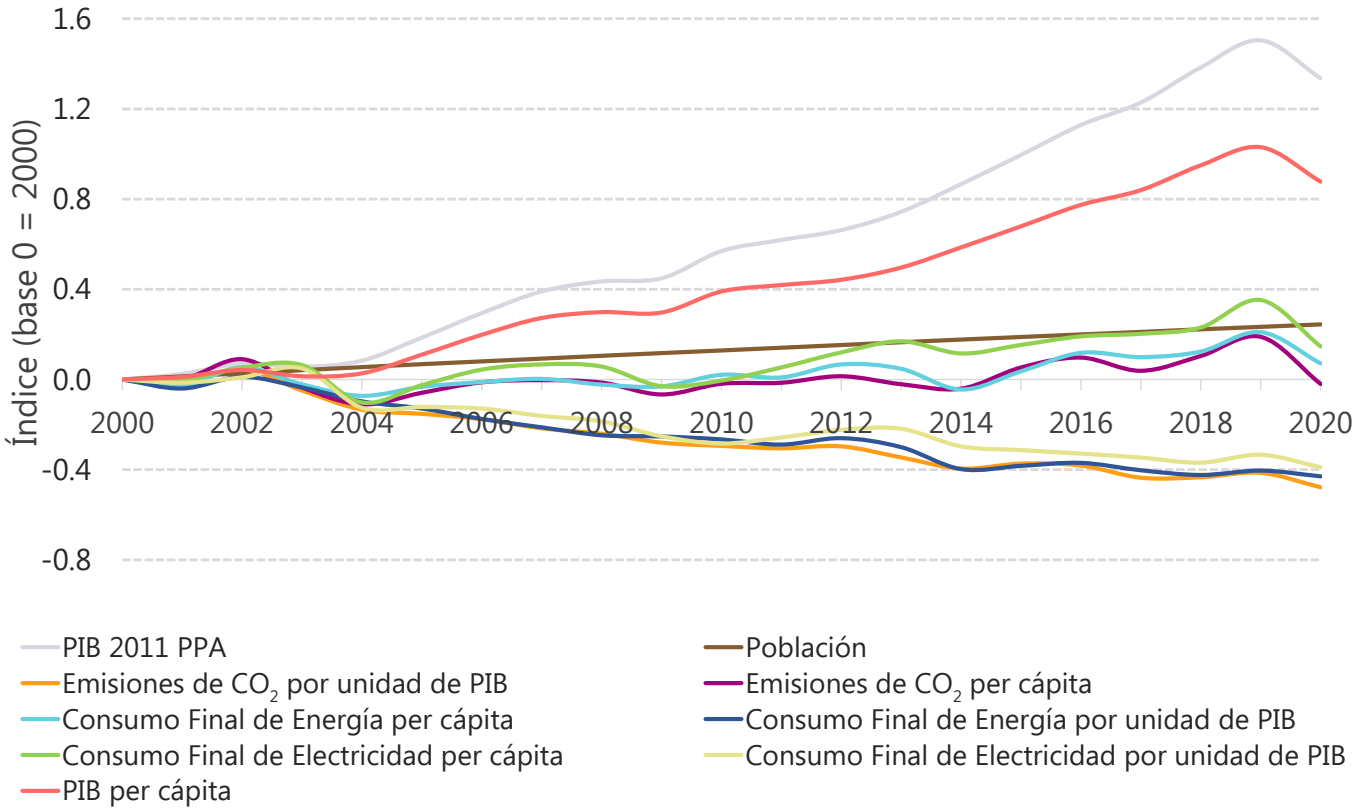

Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica

REPÚBLICA DOMINICANA

Resumen de los principales indicadores



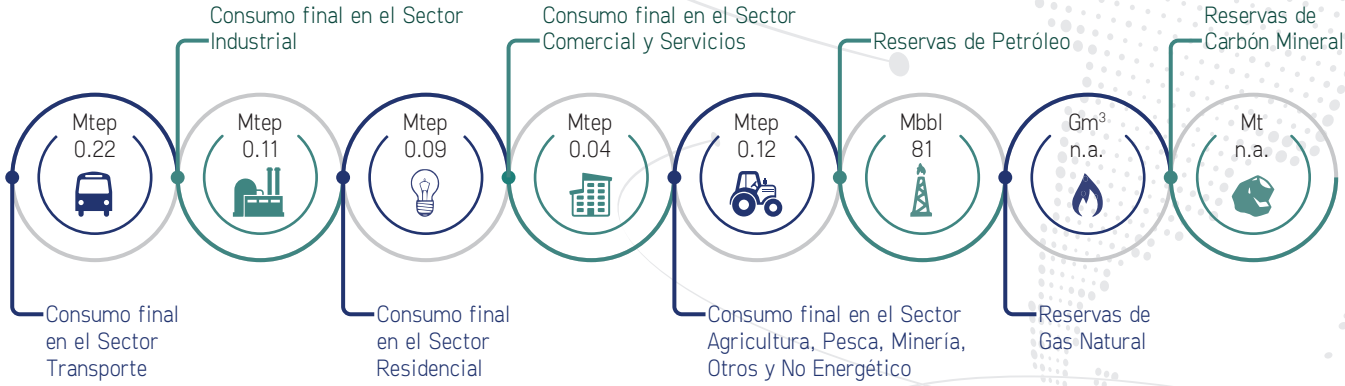


SURINAME

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	587 [1]
Superficie (km^2)	163,820
Densidad de población (hab. / km^2)	4
Población urbana (%)	66
PIB USD 2010 (MUSD)	4,440 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	9,463 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	16

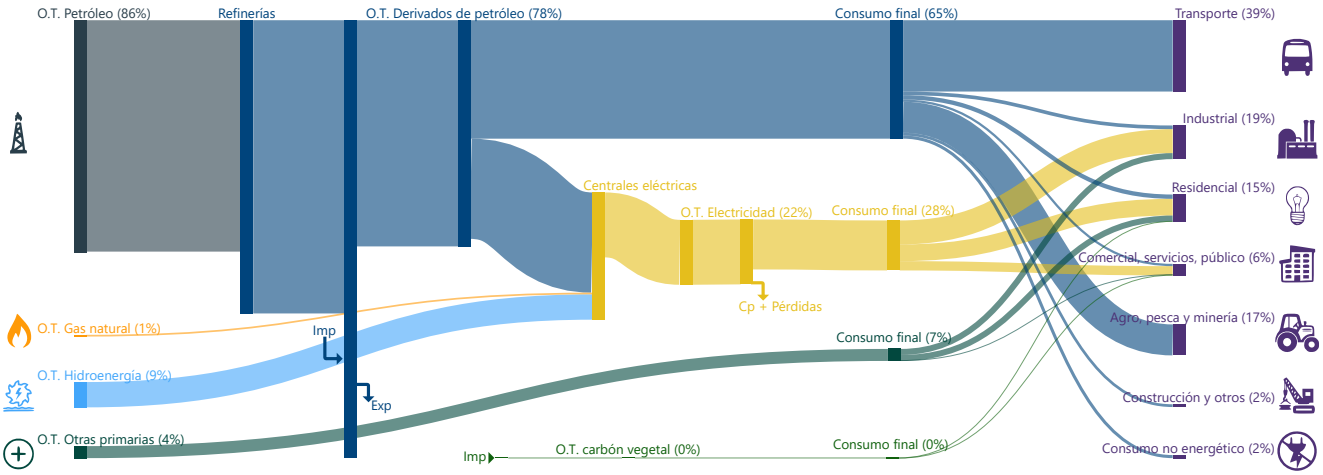
Sector Energético 2020



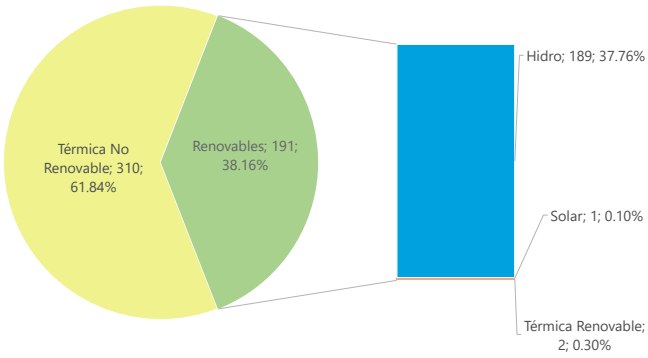
[1] Fuente: CEPAL.
[2] Fuente: Banco Mundial.
Nota: Los datos de oferta y demanda para el 2020 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,108	0.97	90.34	0.62	0.86	0.43	0.66	0.57	15	0.50	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

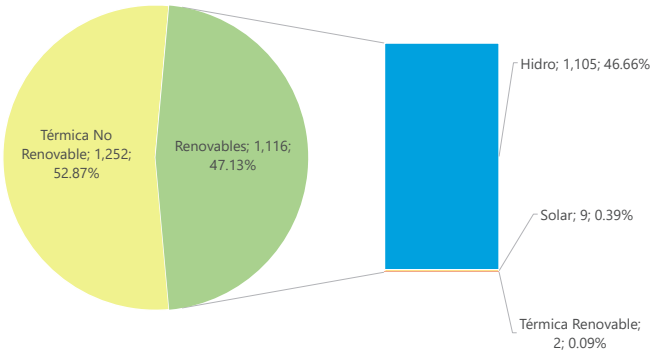
Balance energético resumido 2020



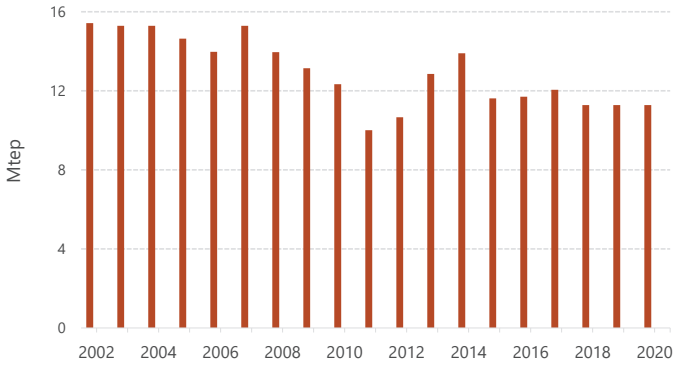
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



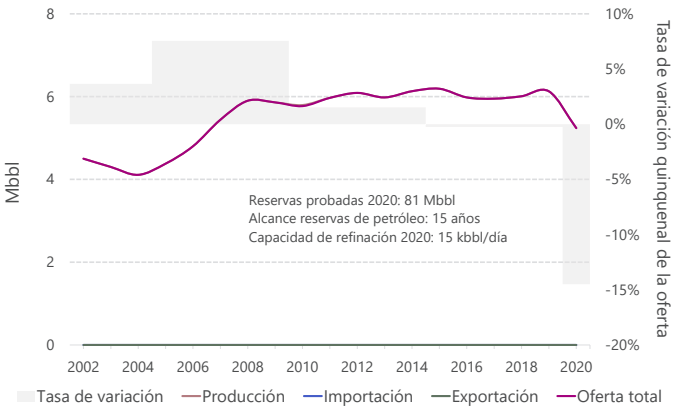
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



Reservas probadas de petróleo

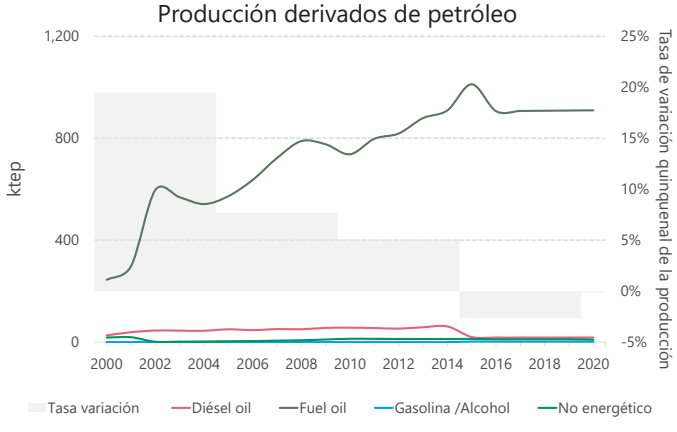


Oferta de petróleo

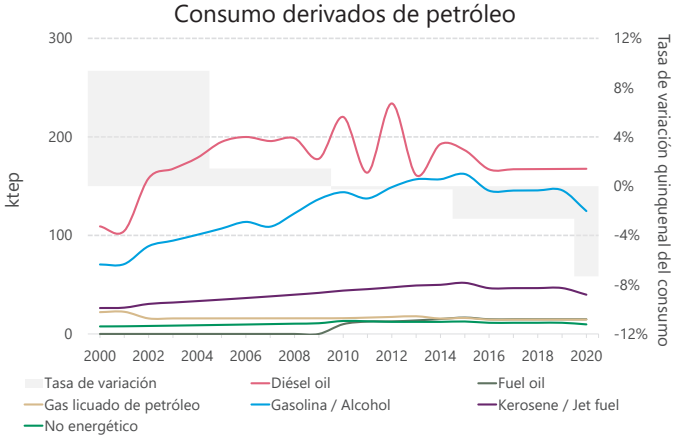


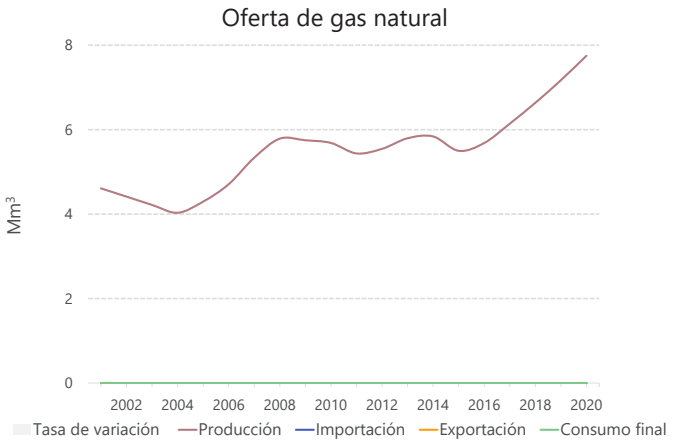
SURINAME

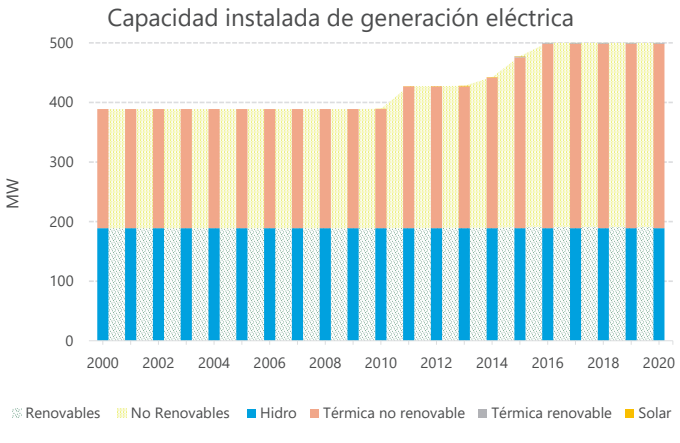
Producción derivados de petróleo

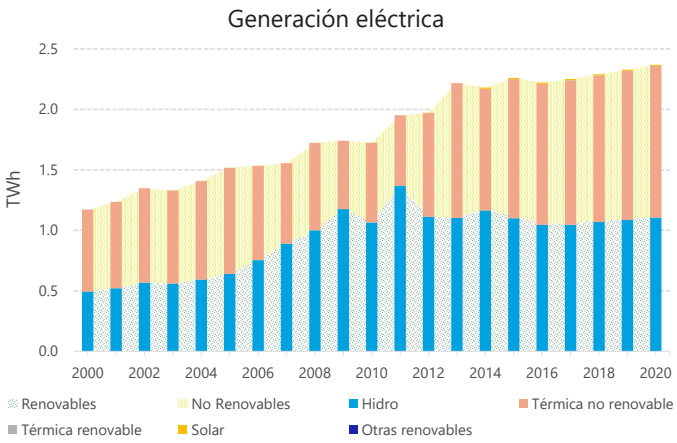


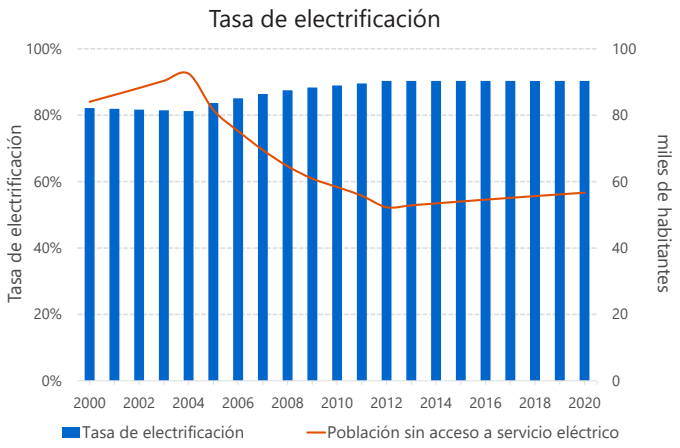
Consumo derivados de petróleo

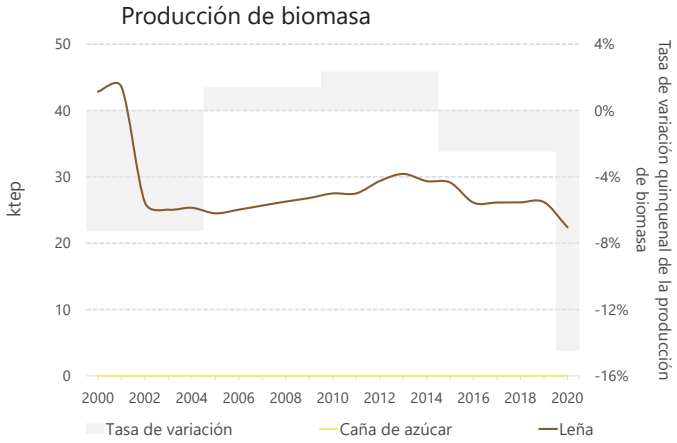


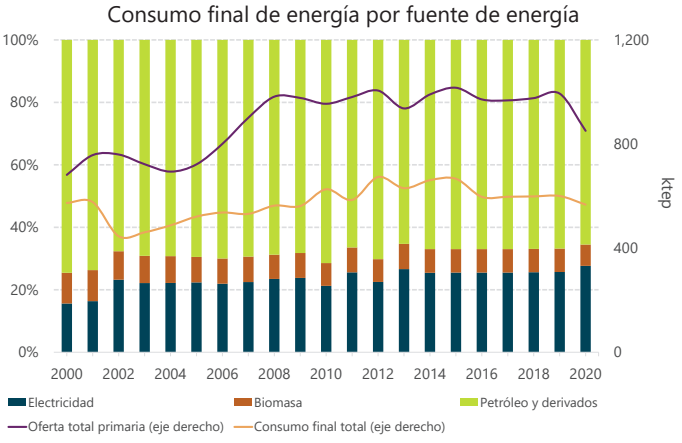

Oferta de gas natural
Mm³
8
6
4
2
0
2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Producción
Importación
Exportación
Consumo final


Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
500
400
300
200
100
0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Solar

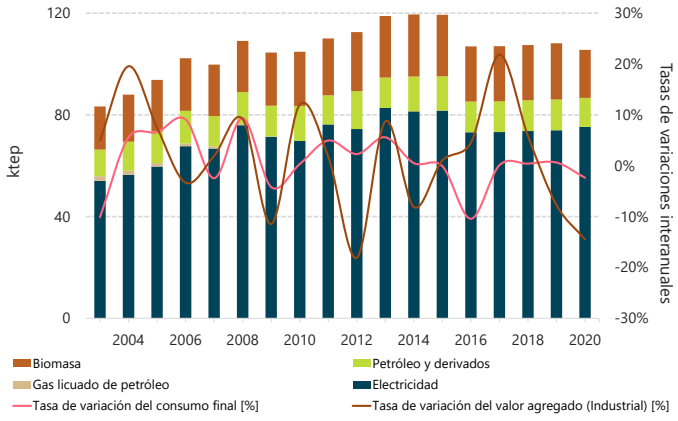

Generación eléctrica
TWh
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Solar
Otras renovables


Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
100%
80%
60%
40%
20%
0%
miles de habitantes
100
80
60
40
20
0
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

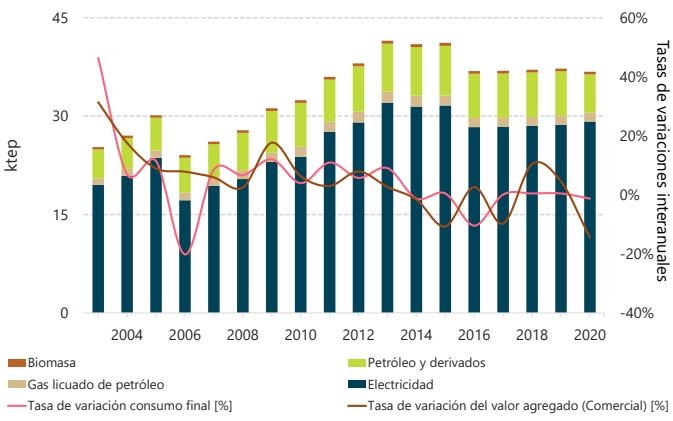

Producción de biomasa
ktep
50
40
30
20
10
0
4%
0%
-4%
-8%
-12%
-16%
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña


Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
1,200
800
400
0
ktep
2000 2002 2004 2006 2008 2010 2012 2014 2016 2018 2020
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

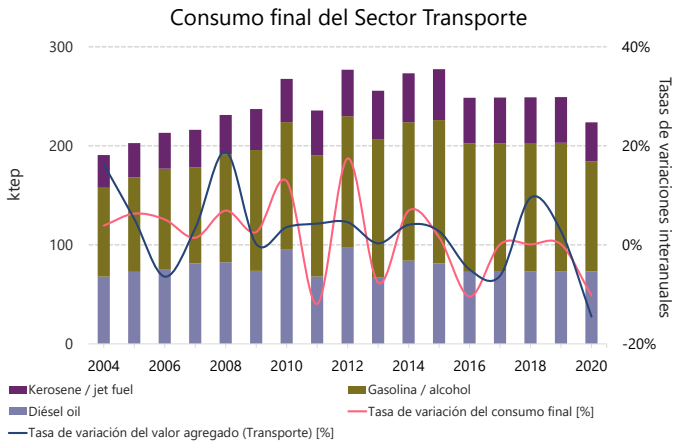
Consumo final del Sector Industrial



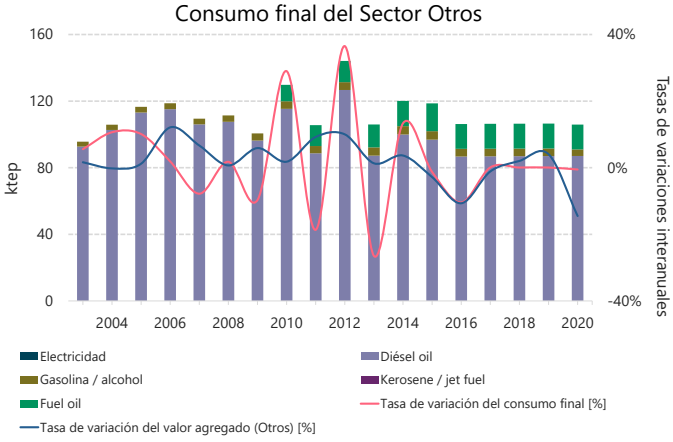
Consumo final del Sector Comercial



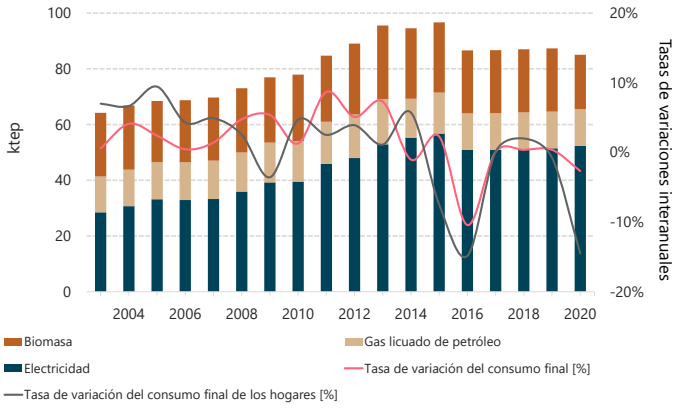
Consumo final del Sector Transporte



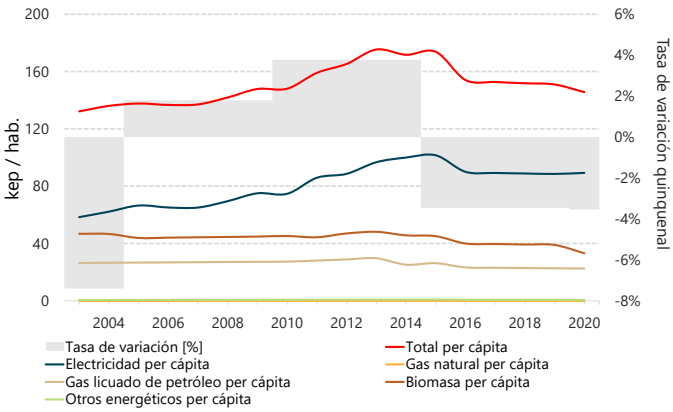
Consumo final del Sector Otros



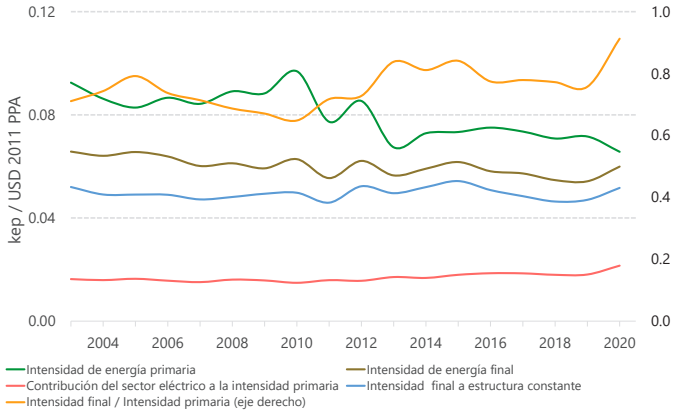
Consumo final del Sector Residencial



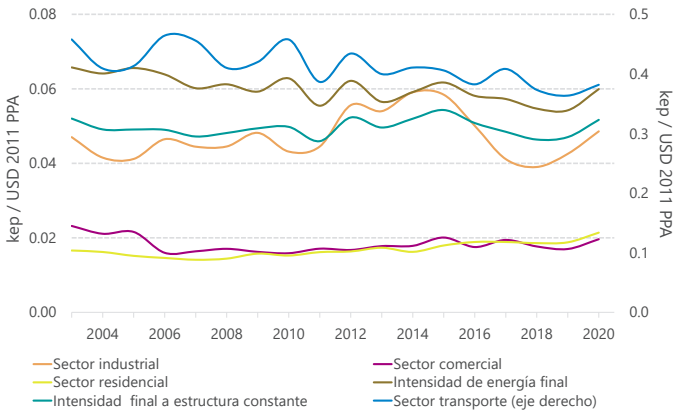
Consumo final per cápita Sector Residencial



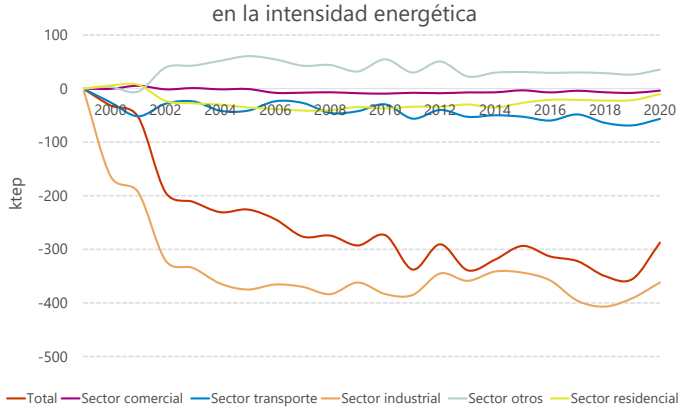
Intensidades energéticas



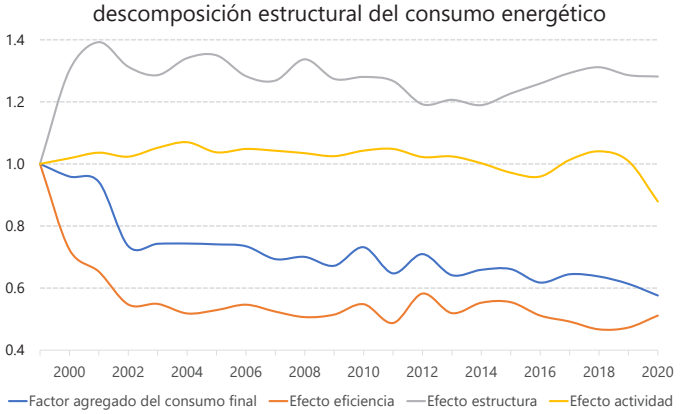
Intensidades energéticas sectoriales



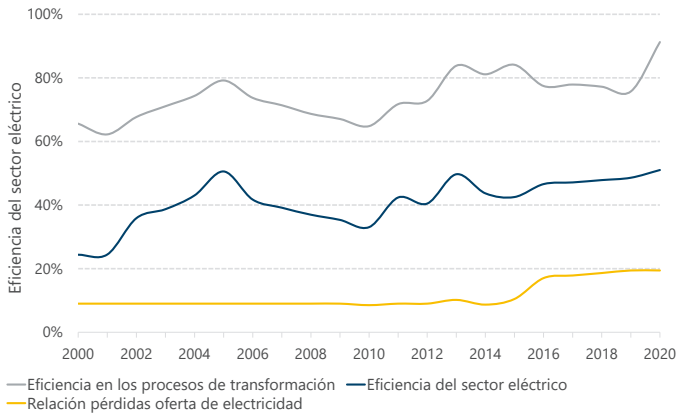
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



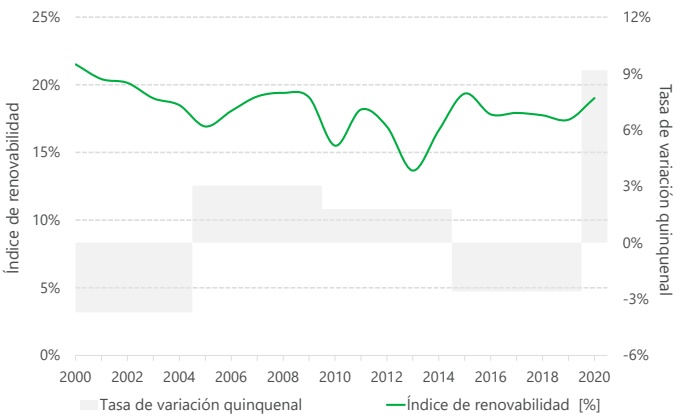
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



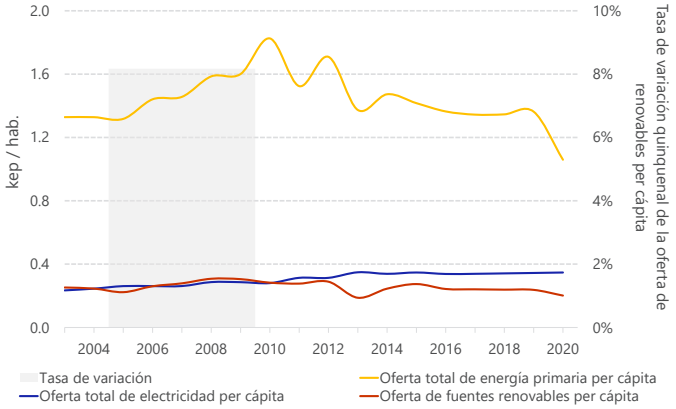
Eficiencia del sector eléctrico



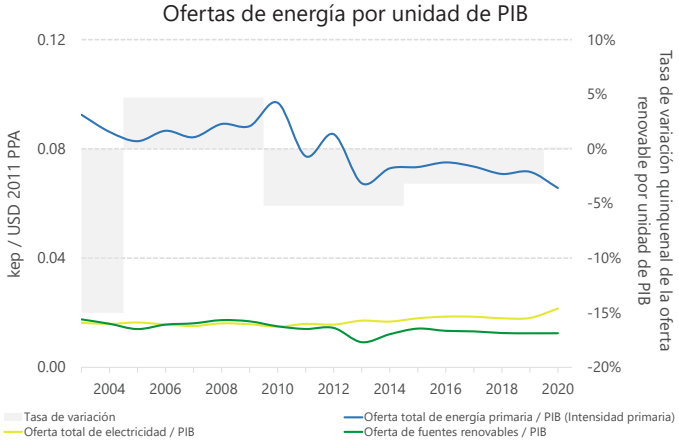
Índice de renovabilidad



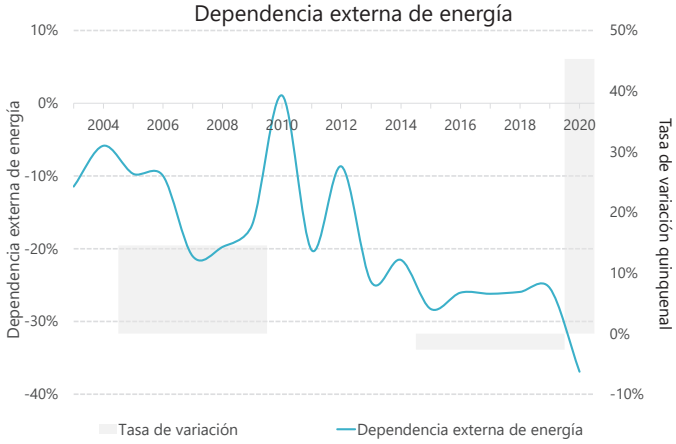
Oferta de energía per cápita



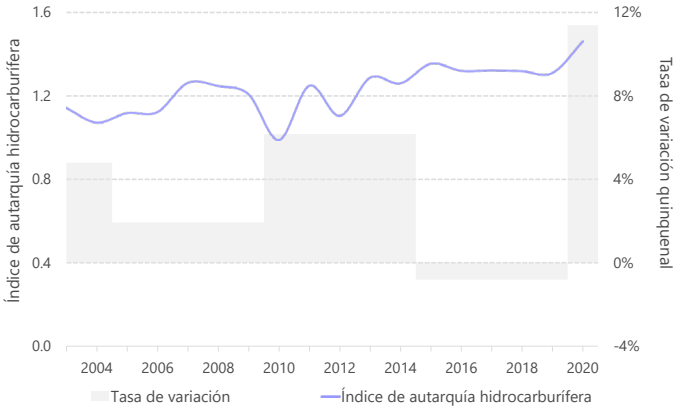
Ofertas de energía por unidad de PIB



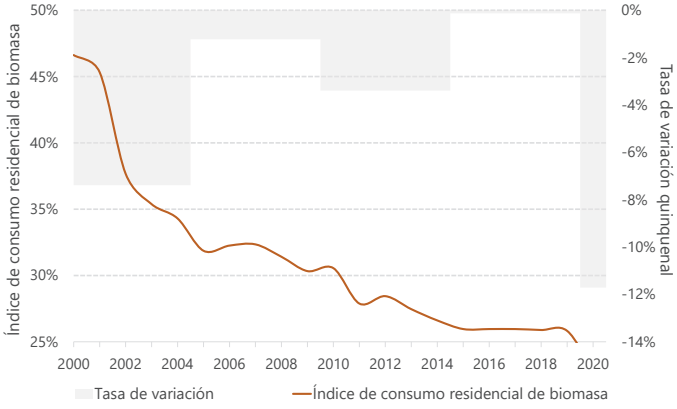
Dependencia externa de energía



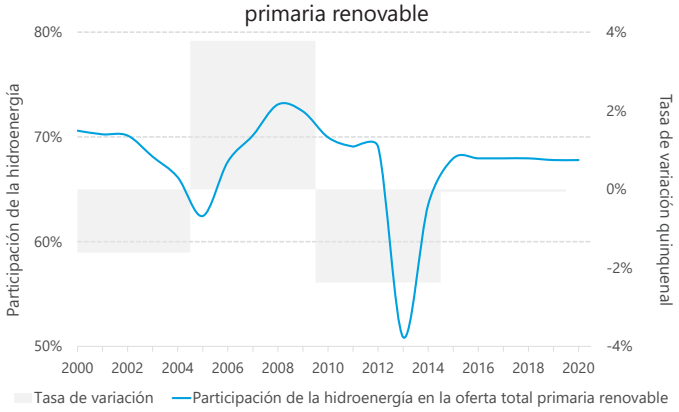
Índice de autarquía hidrocarburífera



Índice de consumo residencial de biomasa



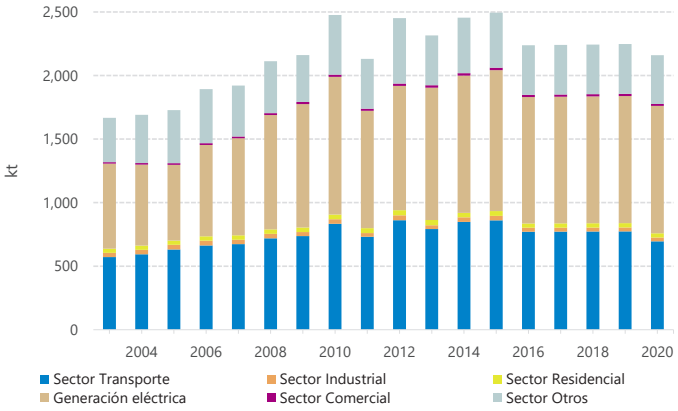
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



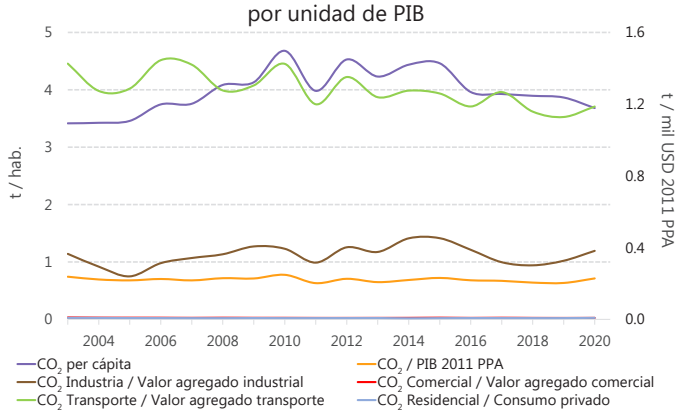
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



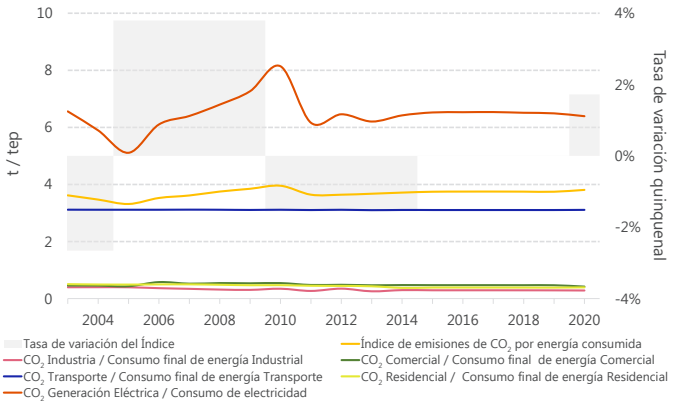
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



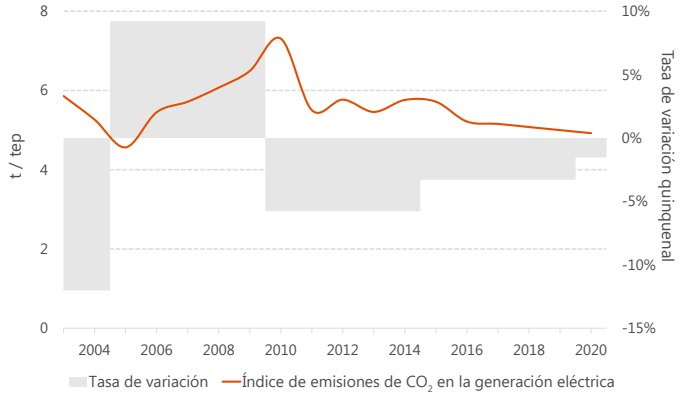
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



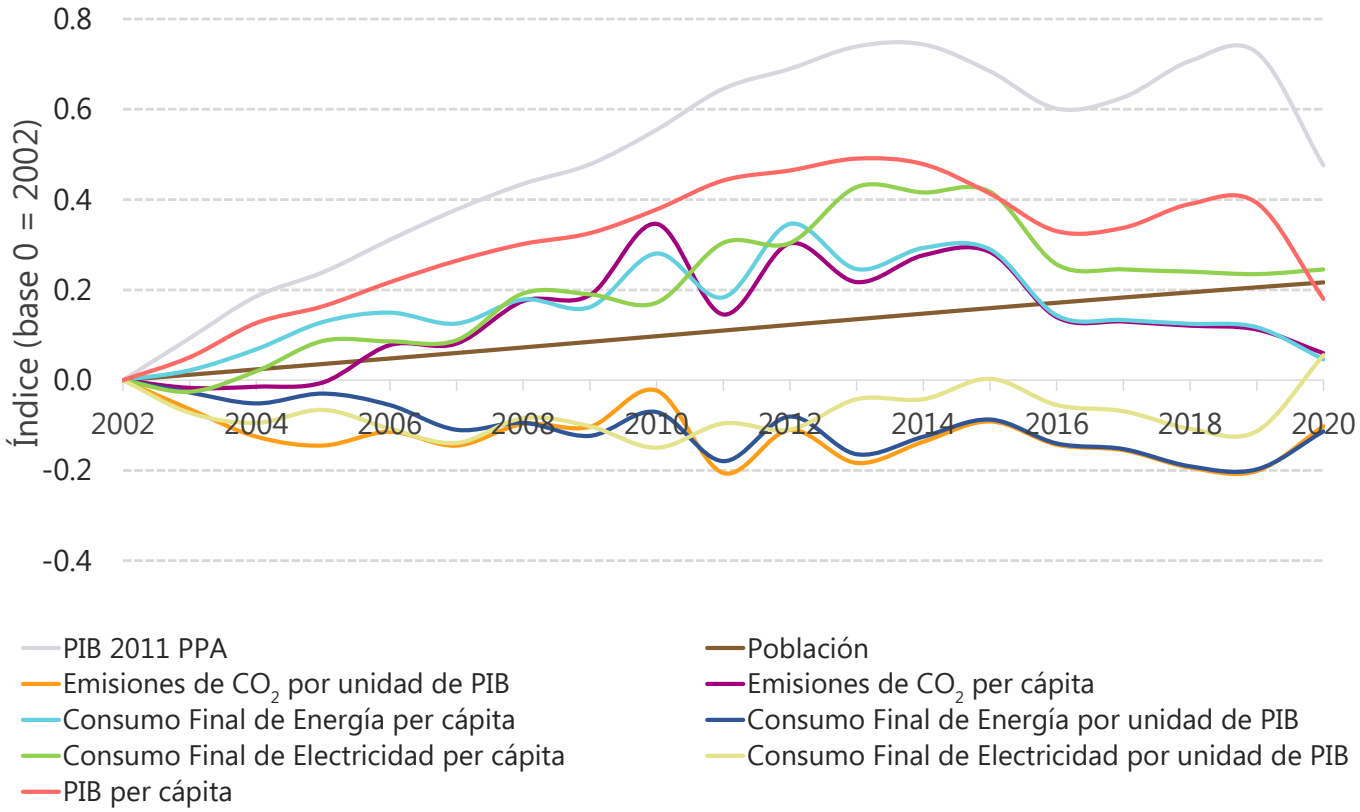
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



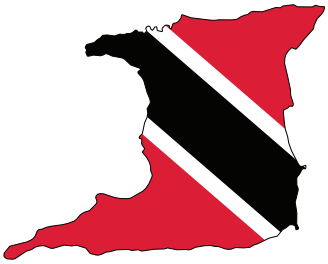
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



TRINIDAD Y TOBAGO



Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	1,399 [1]
Superficie (km^2)	5,130
Densidad de población (hab. / km^2)	273
Población urbana (%)	53
PIB USD 2010 (MUSD)	19,184 [1]
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	33,207 [2]
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	24

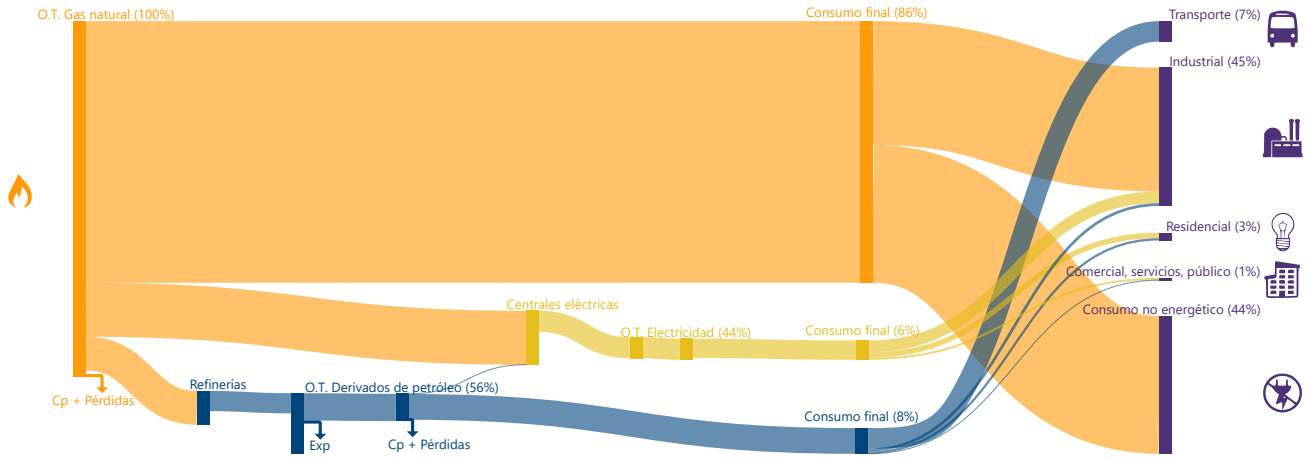
Sector Energético 2020



[1] Fuente: CEPAL.
[2] Banco Mundial.
Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2020 presentados en esta publicación son preliminares y están sujetos a revisión por parte del país.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
6,047	8.24	99.60	13.69	28.98	1.52	15.65	11.54	0.00	2.42	0.41 / 0.35
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

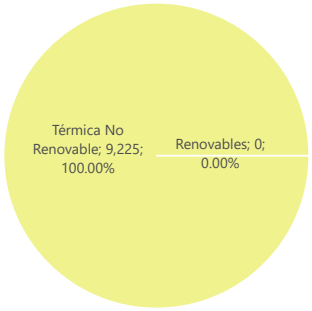
Balance energético resumido 2020



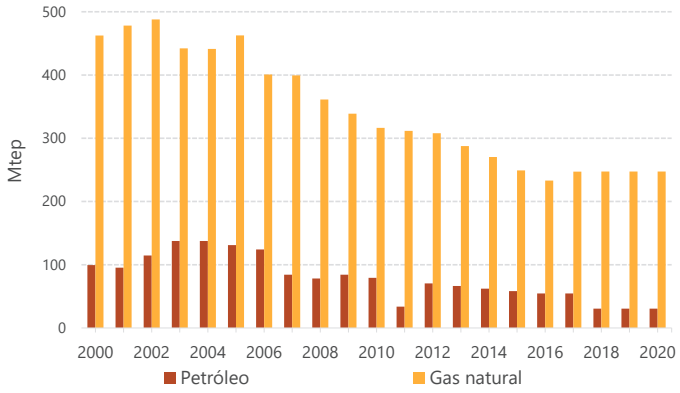
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



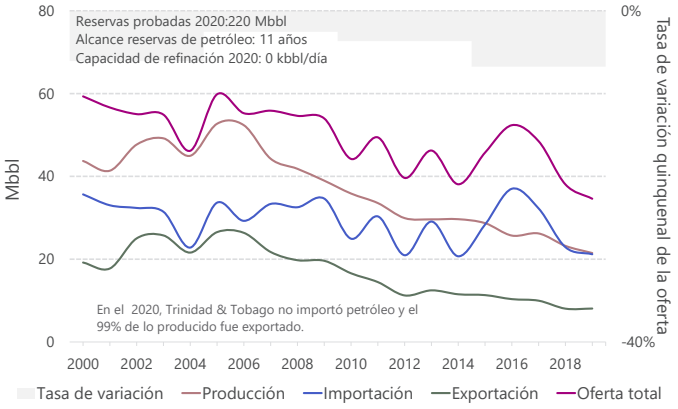
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



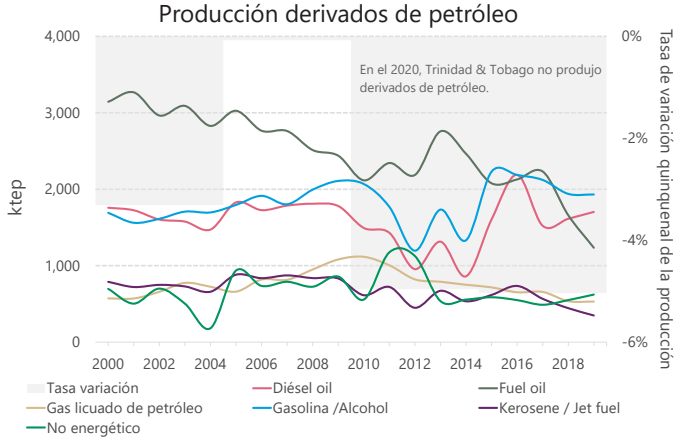
Reservas probadas de petróleo y gas natural



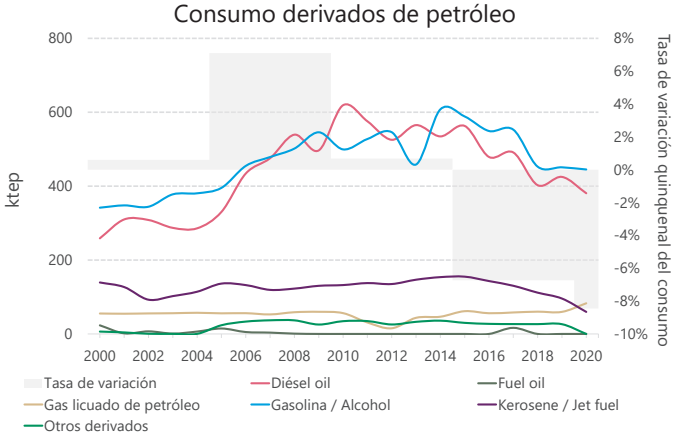
Oferta de petróleo



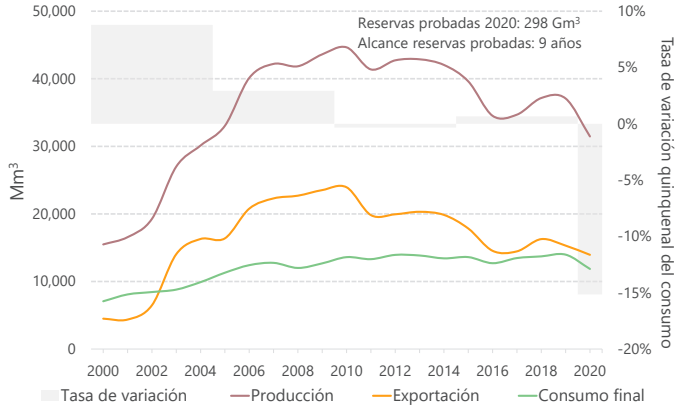
Producción derivados de petróleo



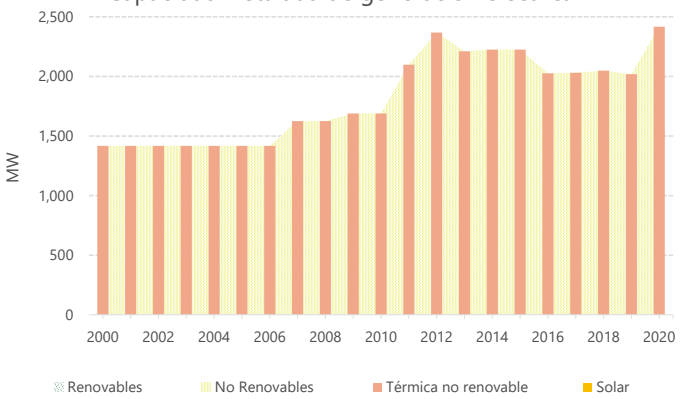
Consumo derivados de petróleo



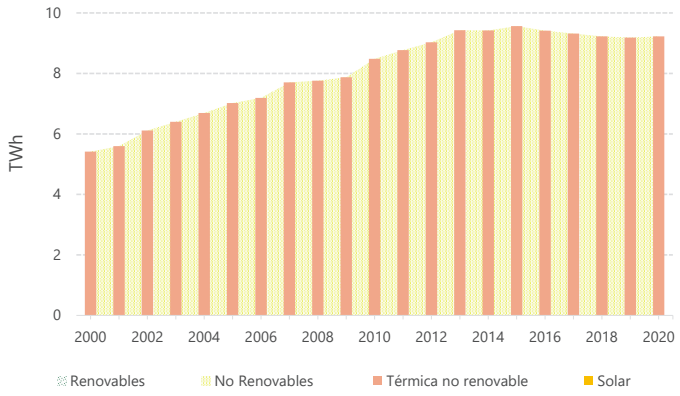
Oferta de gas natural



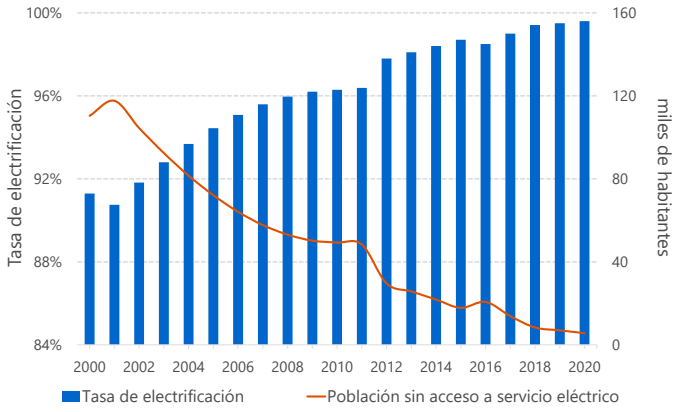
Capacidad instalada de generación eléctrica



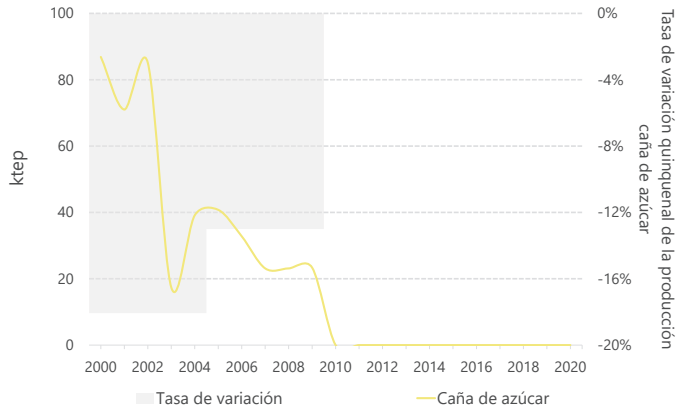
Generación eléctrica



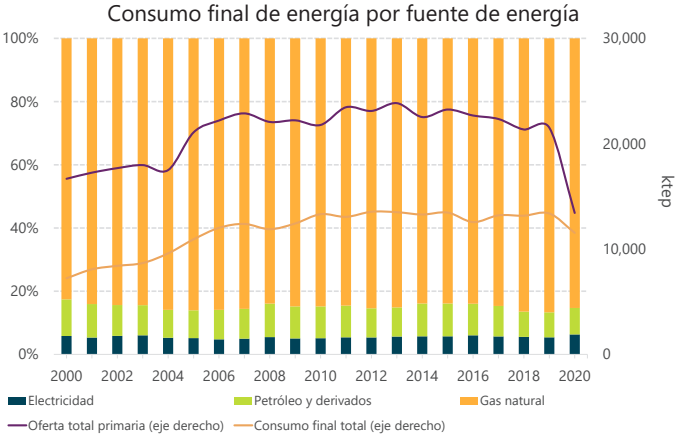
Tasa de electrificación

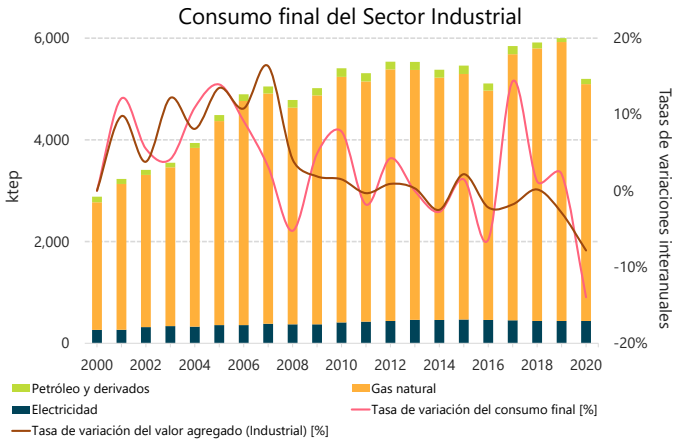


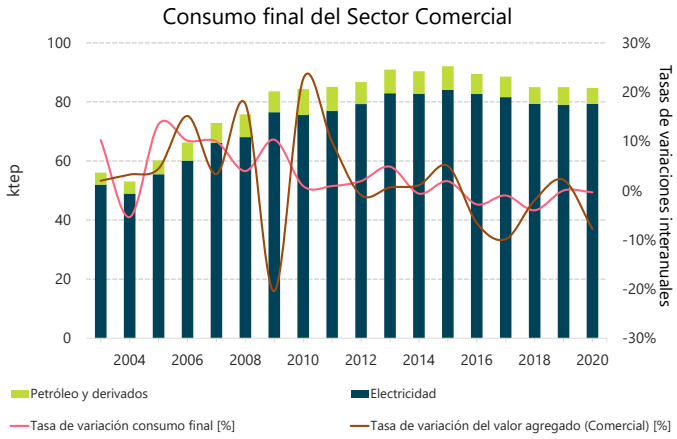
Producción caña de azúcar

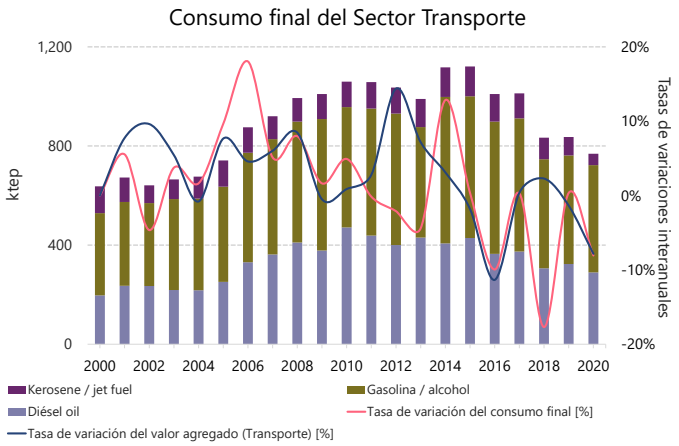


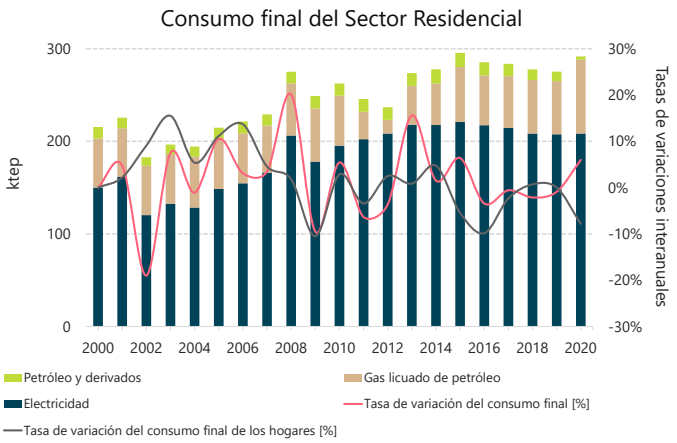
Consumo final de energía por fuente de energía

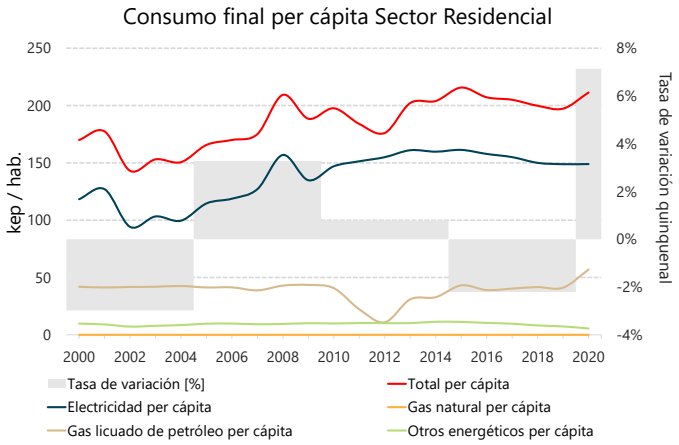


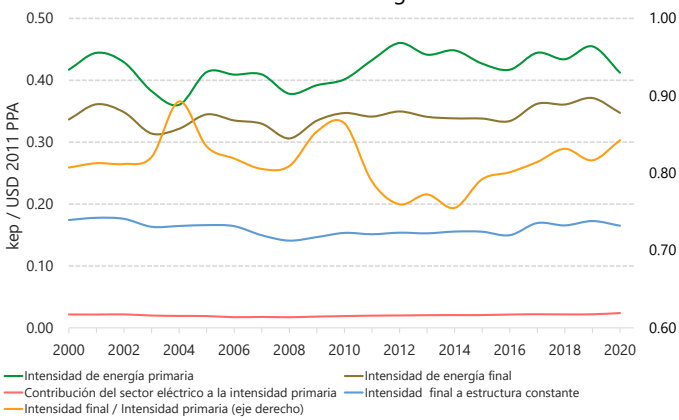

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]


Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

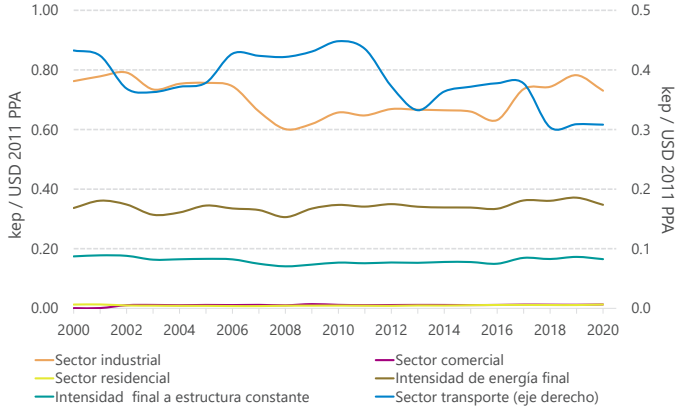

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]


Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

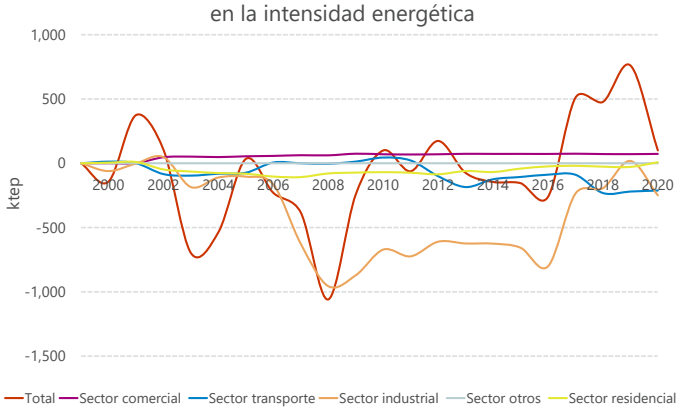

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Otros energéticos per cápita


Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

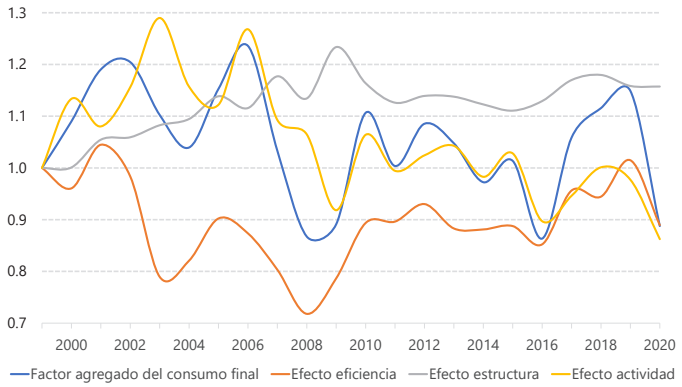
Intensidades energéticas sectoriales



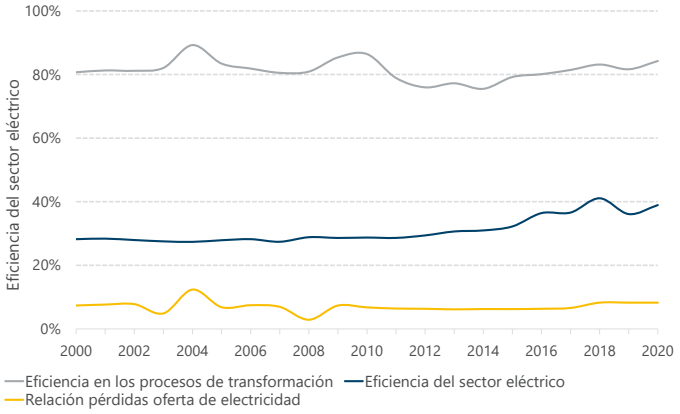
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



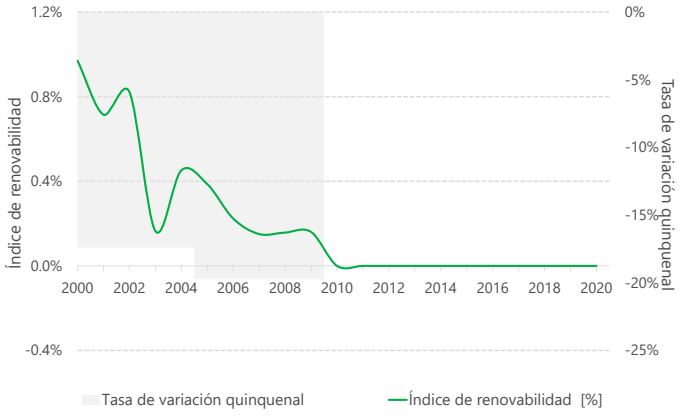
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



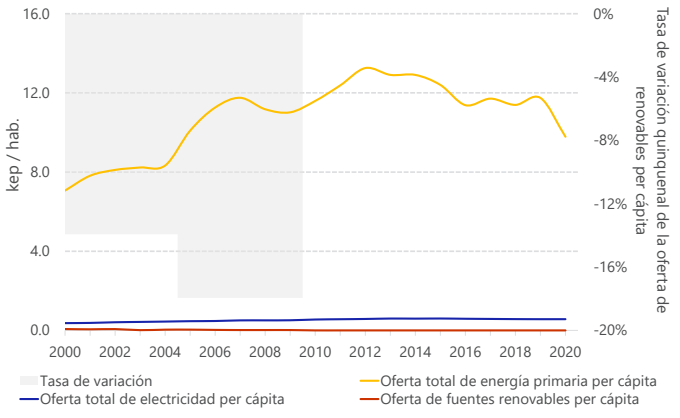
Eficiencia del sector eléctrico

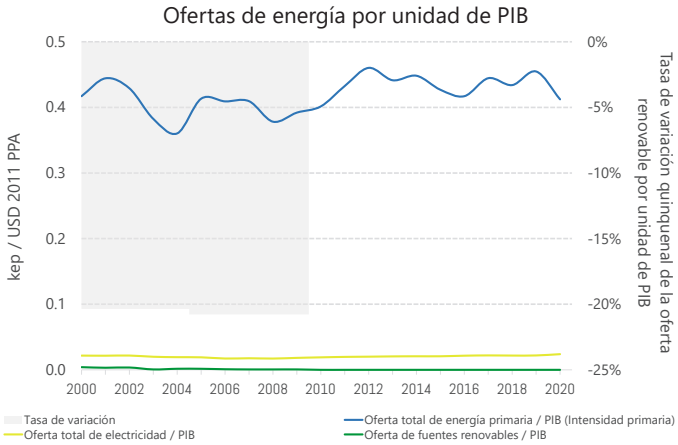


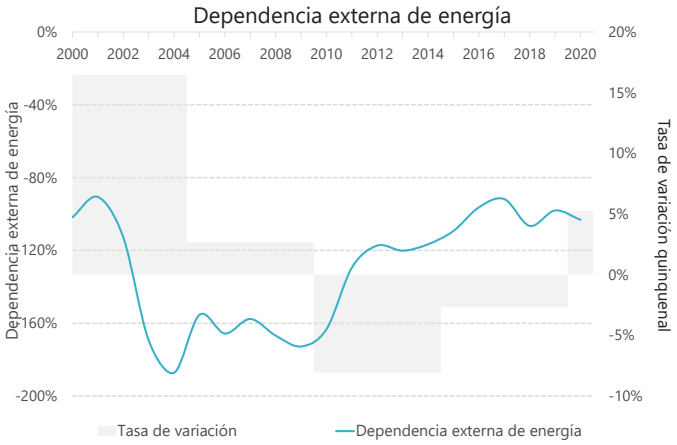
Índice de renovabilidad

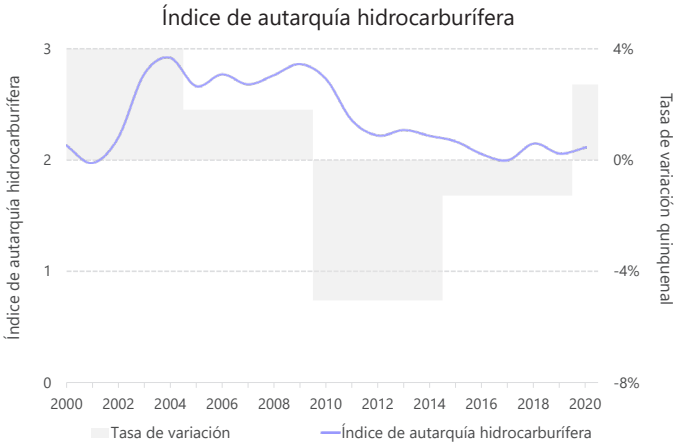


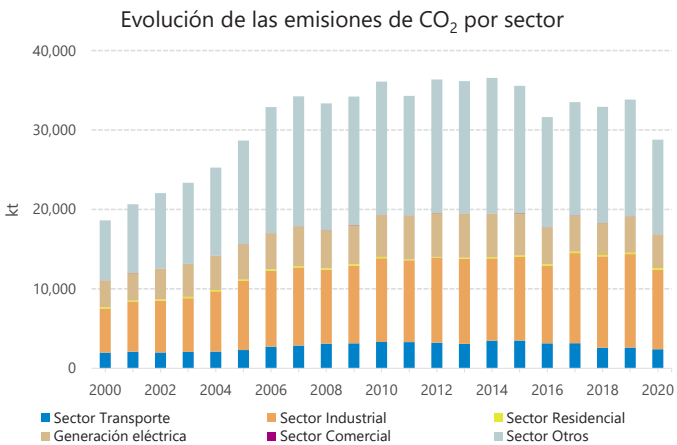
Oferta de energía per cápita

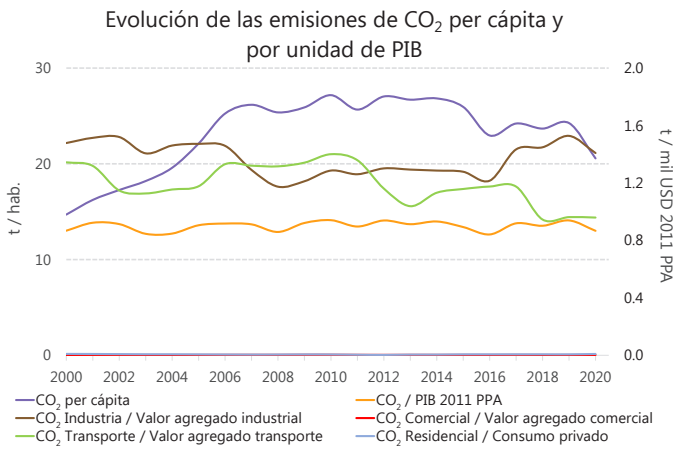


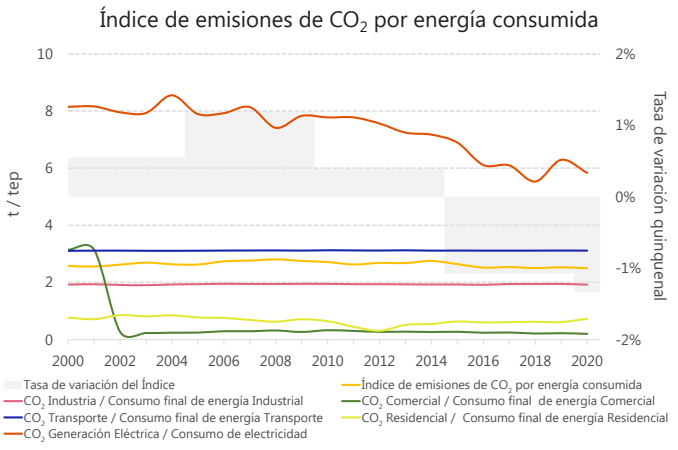

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

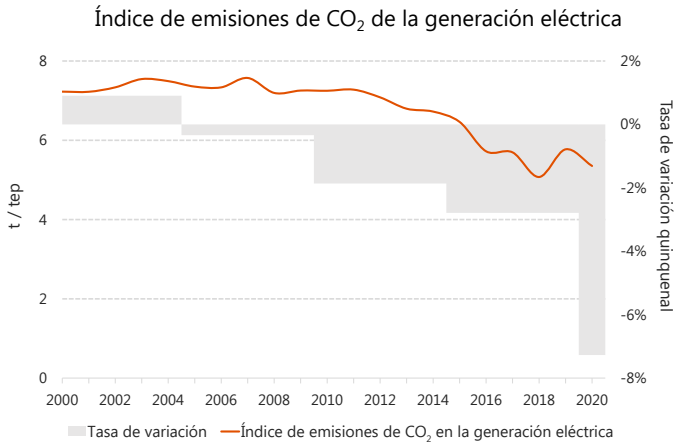

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

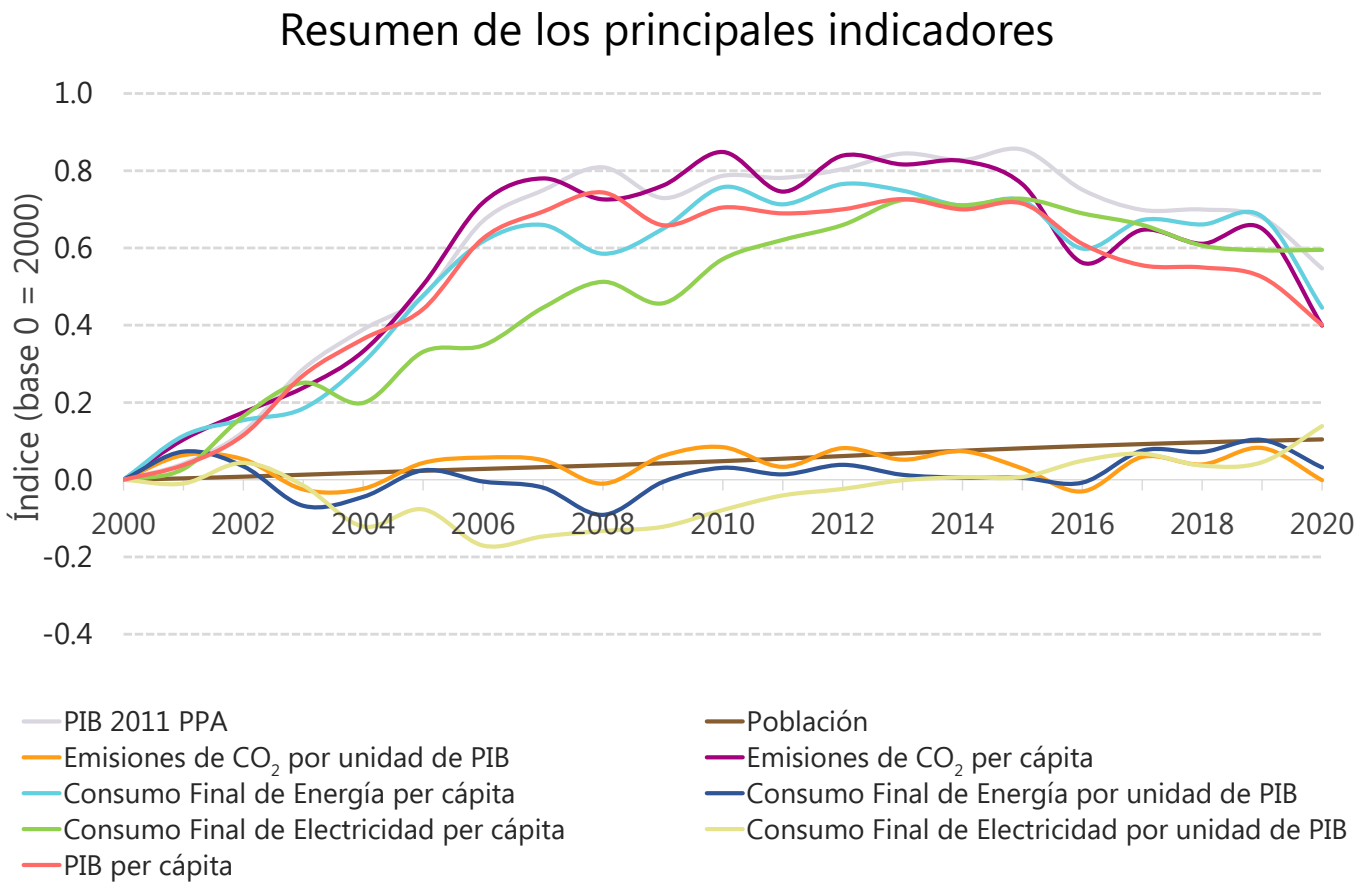

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Evolución de las emisiones de CO2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Evolución de las emisiones de CO2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD 2011 PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB 2011 PPA
CO2 Industria / Valor agregado industrial
CO2 Comercial / Valor agregado comercial
CO2 Transporte / Valor agregado transporte
CO2 Residencial / Consumo privado


Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación del Índice
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
8
6
4
2
0
2%
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
2000
2002
2004
2006
2008
2010
2012
2014
2016
2018
2020
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica


Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2000)
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
-0.2
-0.4
2000
2002
2004
2006
2008
2010
2012
2014
2016
2018
2020
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

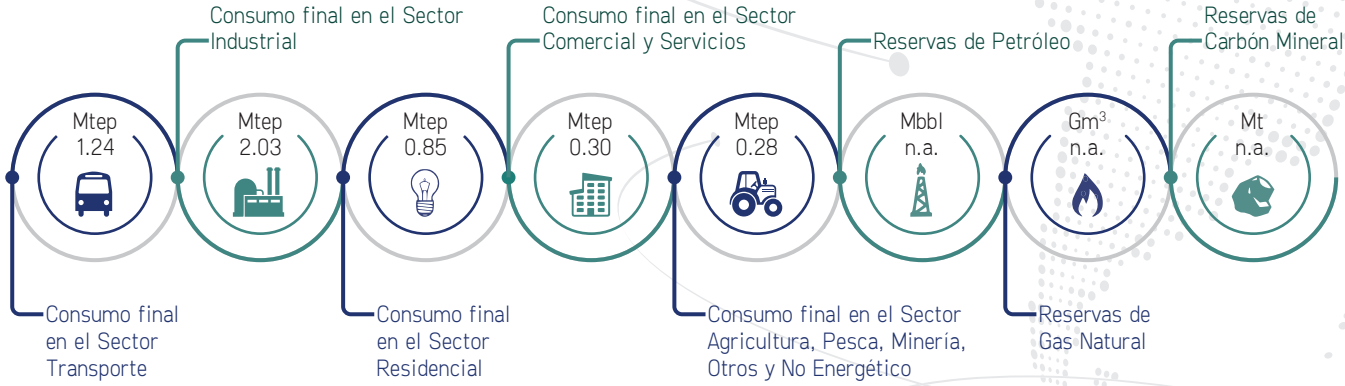


URUGUAY

Datos Generales 2020

Población (mil hab.)	3,531 [1]
Superficie (km^2)	176,215
Densidad de población (hab. / km^2)	20
Población urbana (%)	95
PIB USD 2010 (MUSD)	50,683
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	75,062
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	21

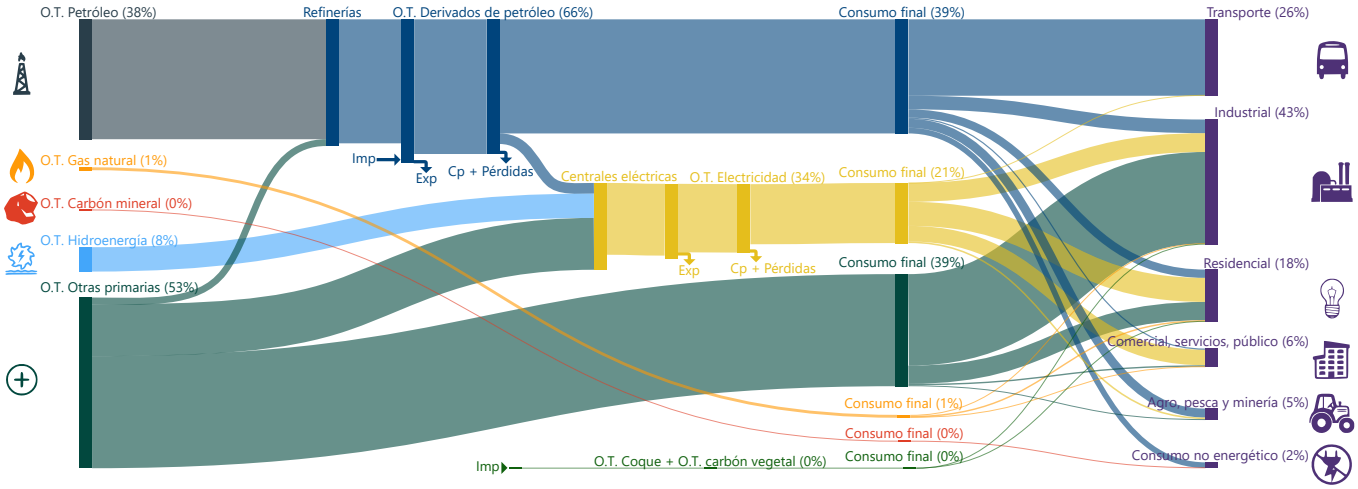
Sector Energético 2020



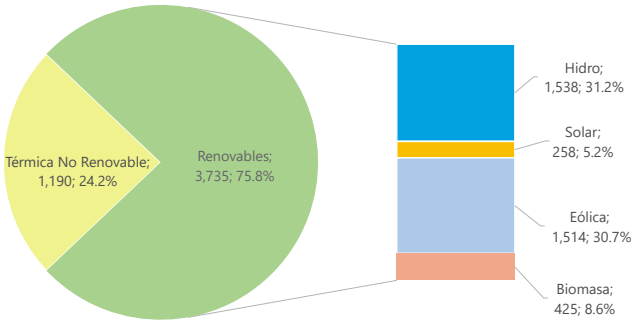
[1] Instituto Nacional de Estadística (INE).
[2] Exportaciones incluye búnker internacional.
[3] La tasa de electrificación corresponde al 2019.

kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
3,214	1.33	99.90 [3]	5.27	3.17	2.43	0.25 [2]	4.70	50	4.92	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

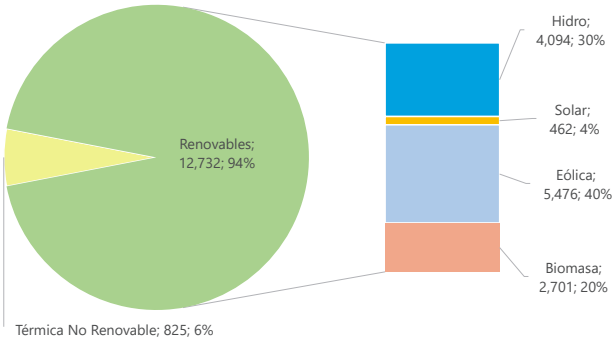
Balance energético resumido 2020



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2020



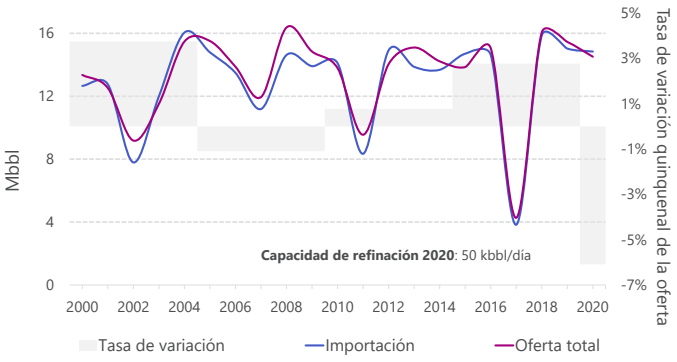
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2020



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 la refinería, la importación de crudo se redujo, debido a la pandemia, de 2,044 a 1,995 ktep. No obstante, los derivados de petróleo tuvieron un crecimiento, pasaron de 167 a 324 ktep, asociado a su consumo para generación eléctrica.

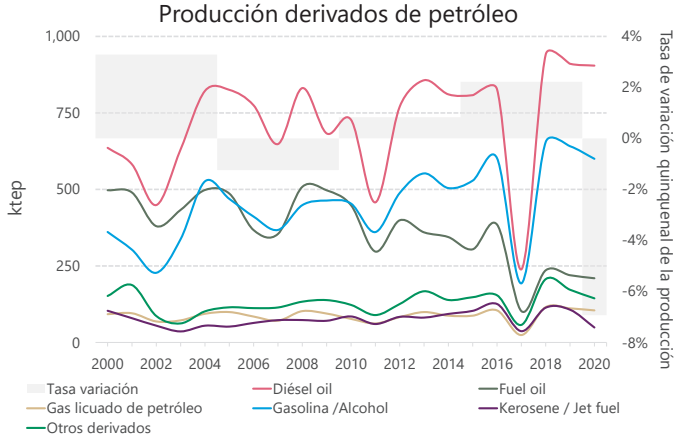
Oferta de petróleo



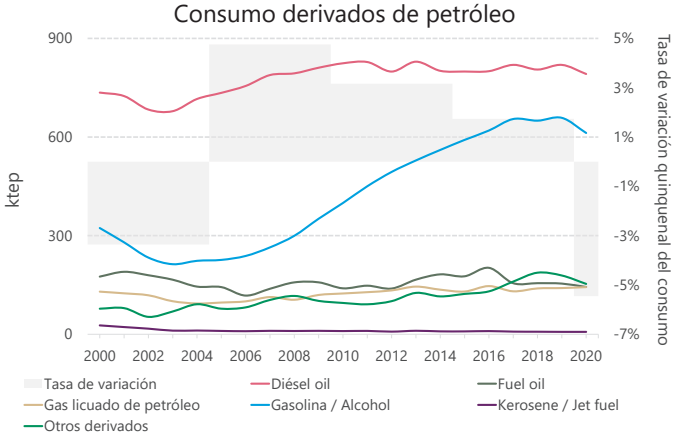
Nota: Gran parte de año 2017, la refinería estuvo parada por mantenimiento.

URUGUAY

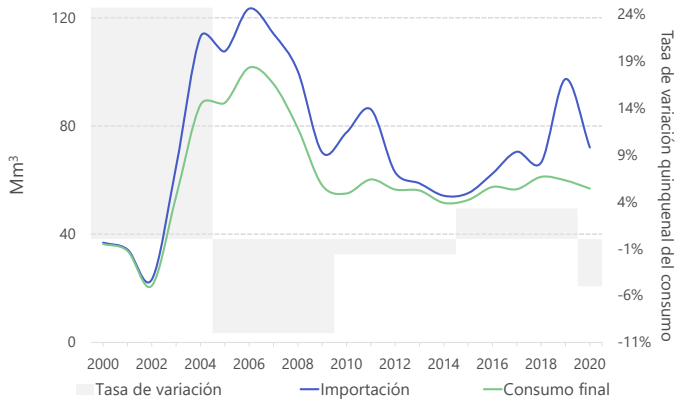
Producción derivados de petróleo



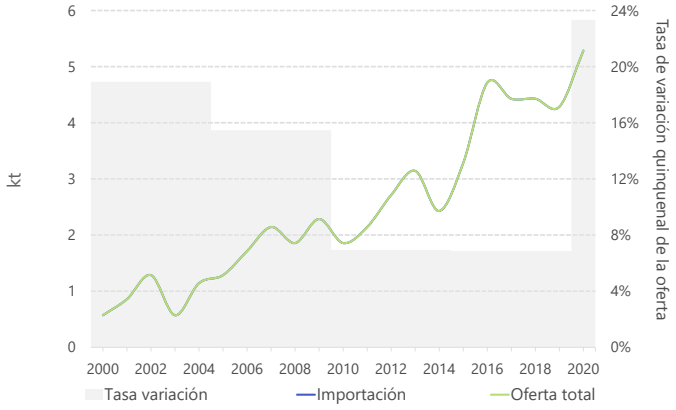
Consumo derivados de petróleo



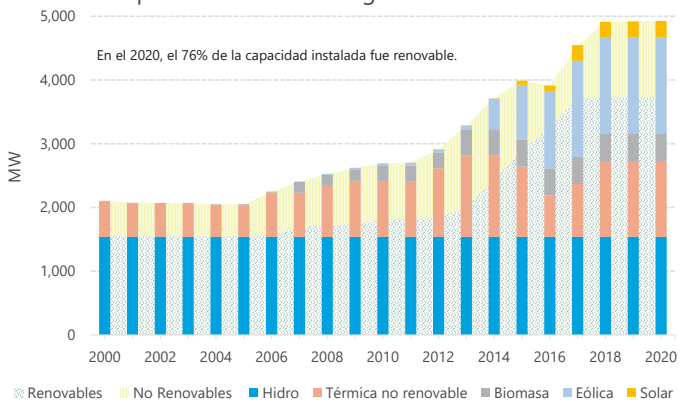
Oferta de gas natural



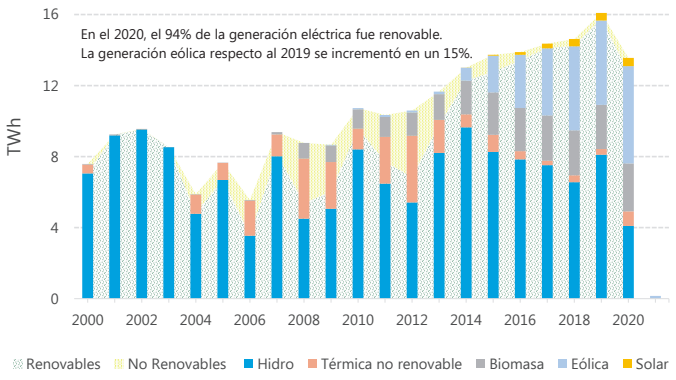
Oferta de carbón mineral



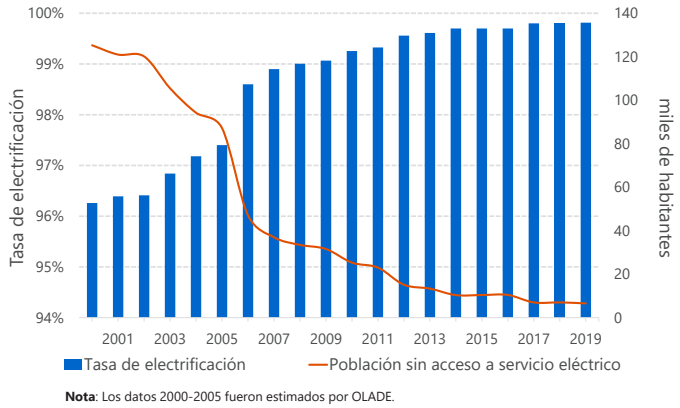
Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

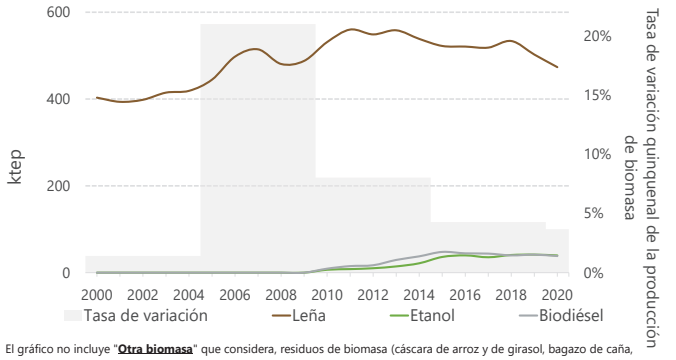


Tasa de electrificación



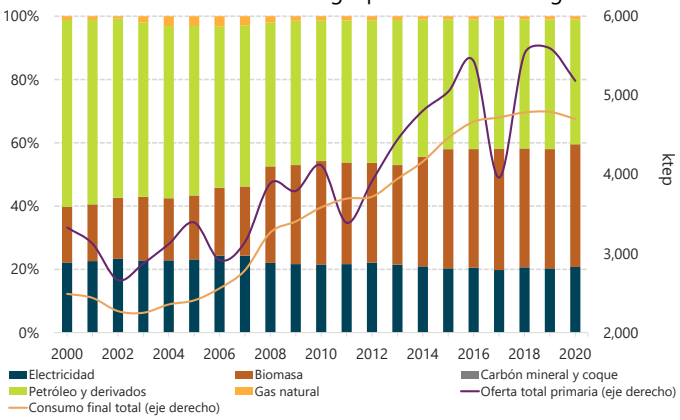
Nota: Los datos 2000-2005 fueron estimados por OLADE.

Producción de biomasa y biocombustibles

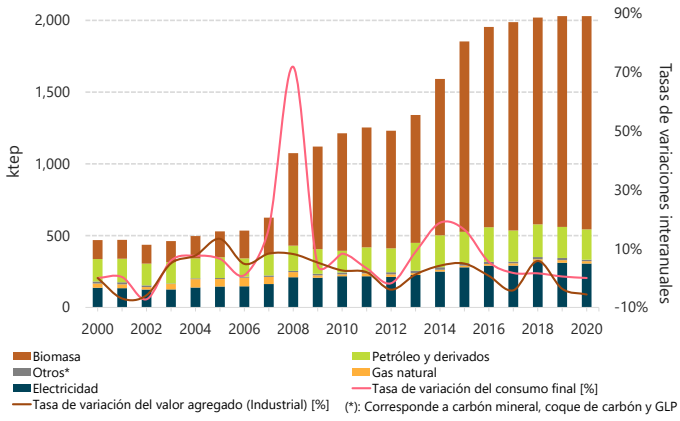


El gráfico no incluye "**Otra biomasa**" que considera, residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera) y biomasa para producción de biocombustibles (caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo).
Para el 2020 el valor de producción de esta fuente fue de 1,780.6 ktep

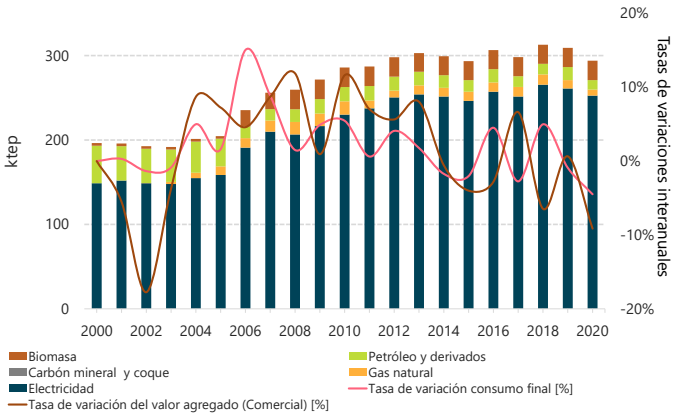
Consumo final de energía por fuente de energía



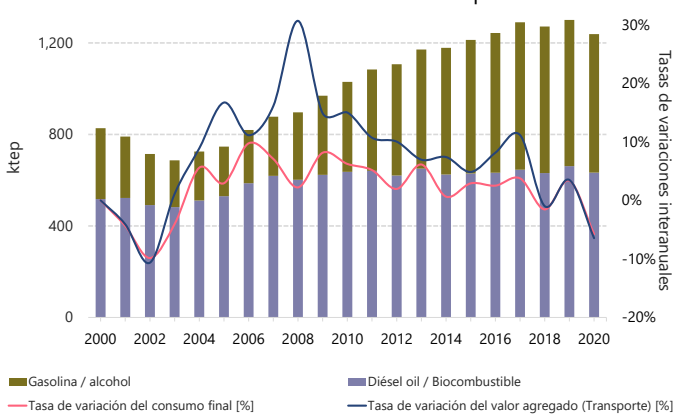
Consumo final del Sector Industrial



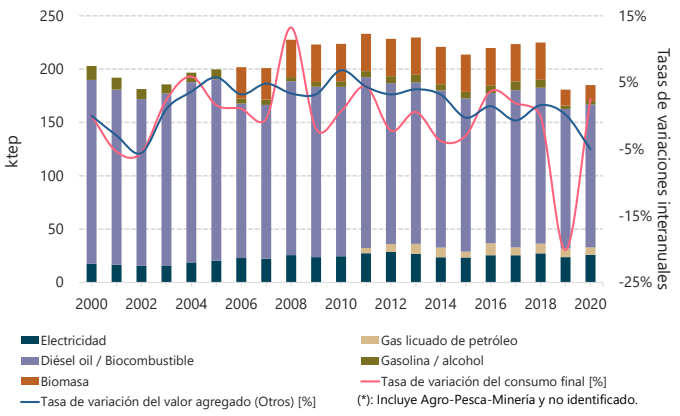
Consumo final del Sector Comercial



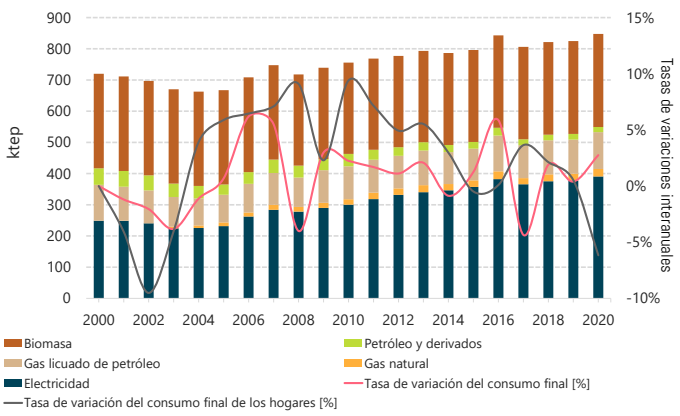
Consumo final del Sector Transporte



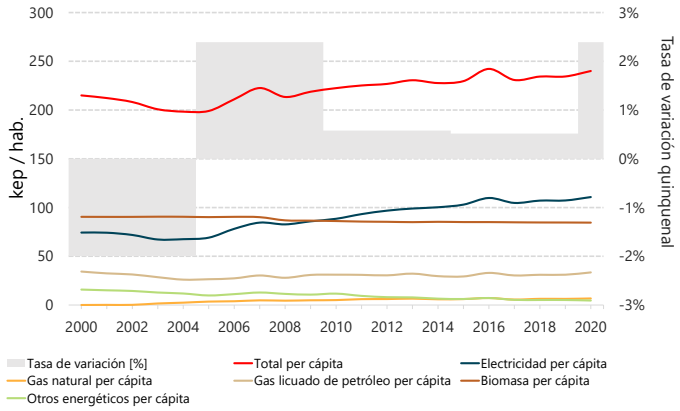
Consumo final del Sector Otros*



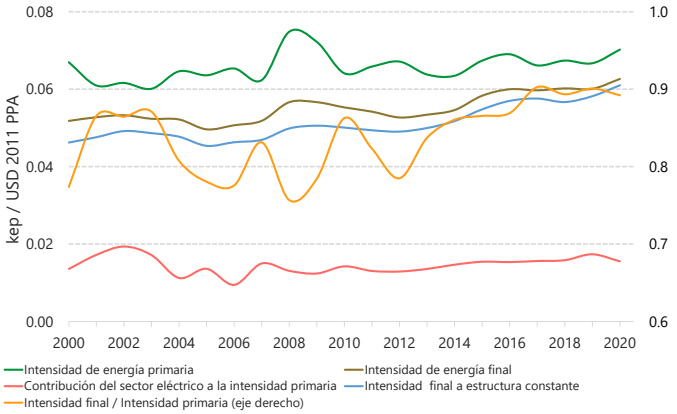
Consumo final del Sector Residencial



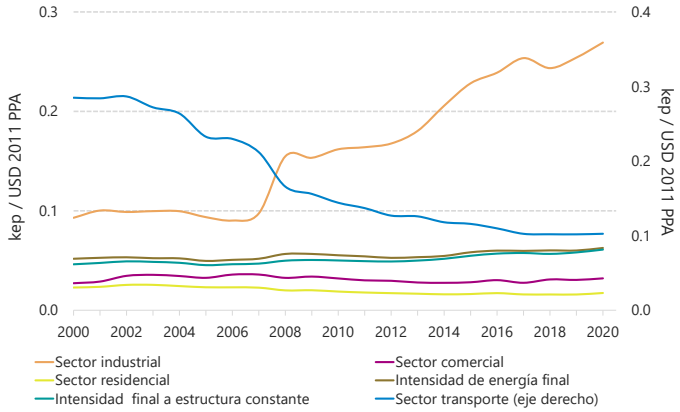
Consumo final per cápita Sector Residencial



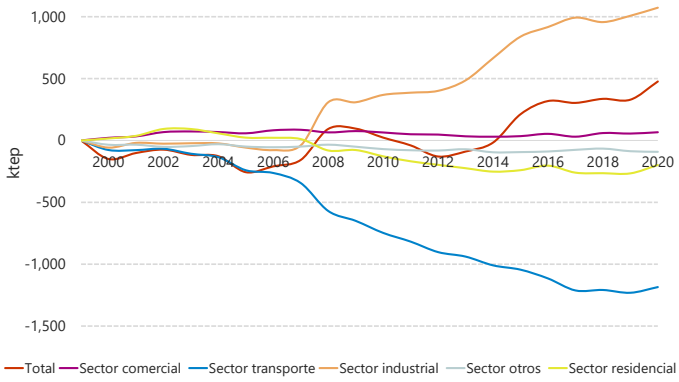
Intensidades energéticas



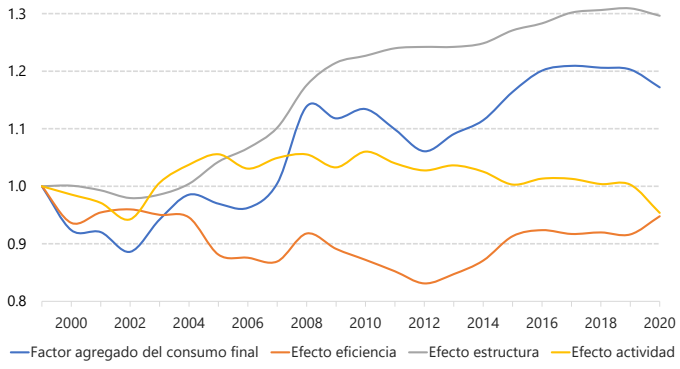
Intensidades energéticas sectoriales



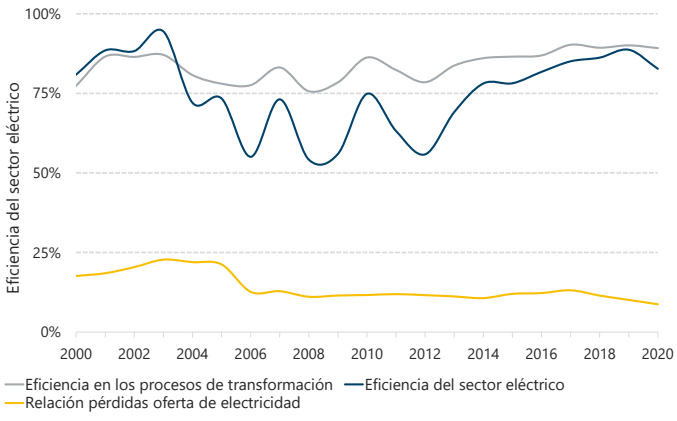
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

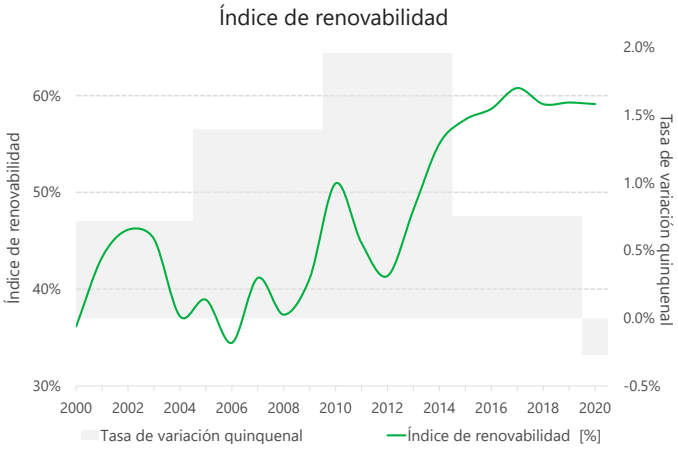


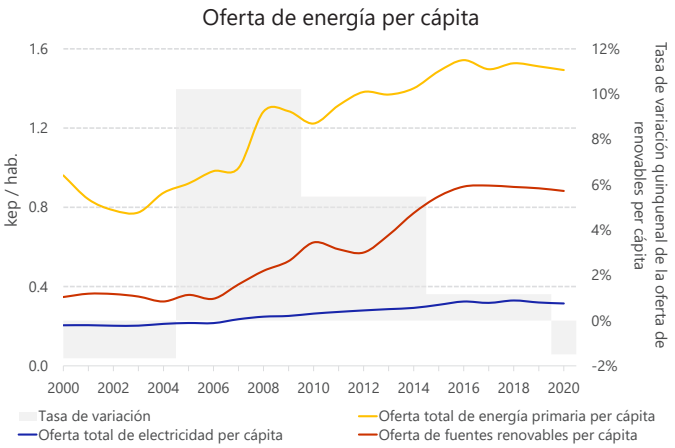
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

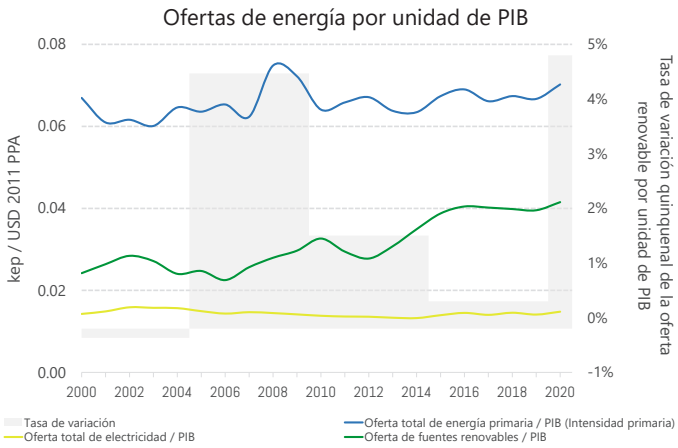


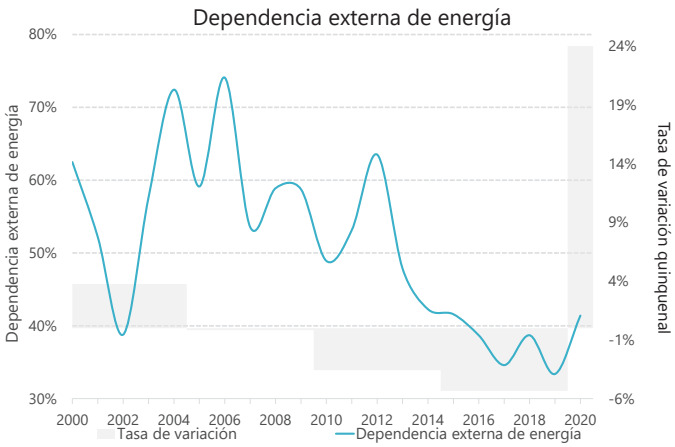
Eficiencia del sector eléctrico







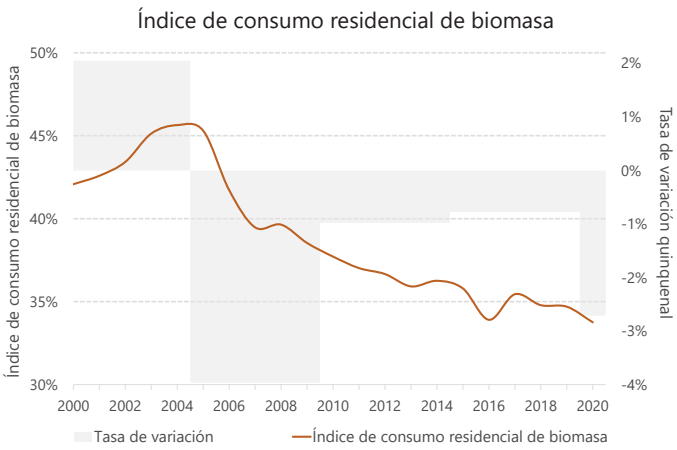




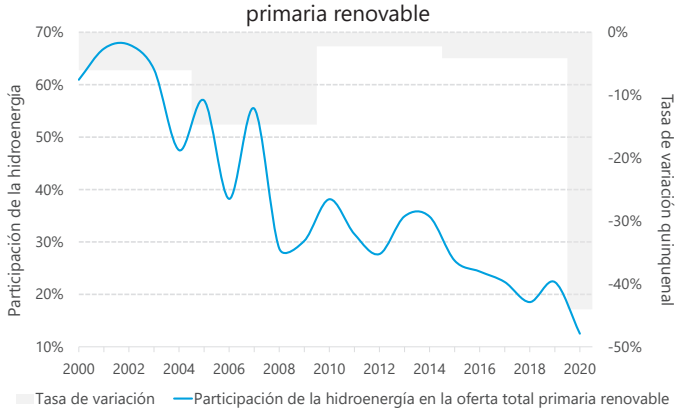
Diversificación de matriz energética _ primer transición

El 2020 fue uno de los años con menor hidraulicidad de los últimos 35 años, solo superado por el 2006, como consecuencia directa del proceso de diversificación de la matriz de generación que llevó adelante Uruguay, aun en estas condiciones extremas, se puedo abastecer la demanda utilizando apenas un 6% de fósil.

En el 2020, por primera vez en más de 40 años, la generación eléctrica de origen hidráulico NO fue la principal fuente de generación eléctrica. En 2020 por primera vez, la principal fuente de generación eléctrica fue la eólica, aportando el 40% de generación total.



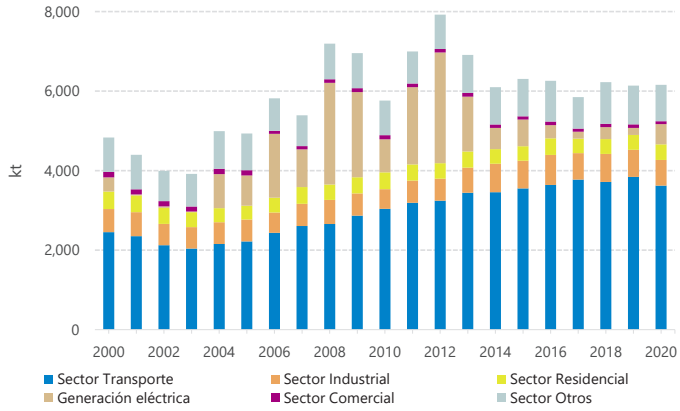
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



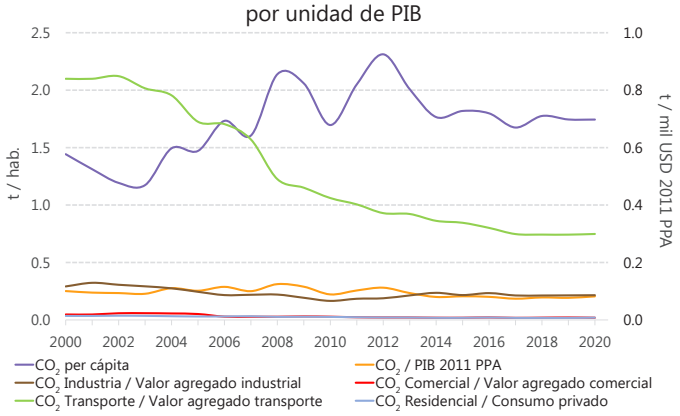
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



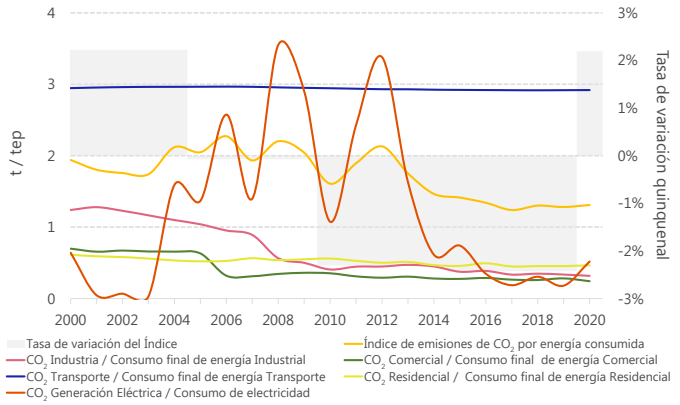
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



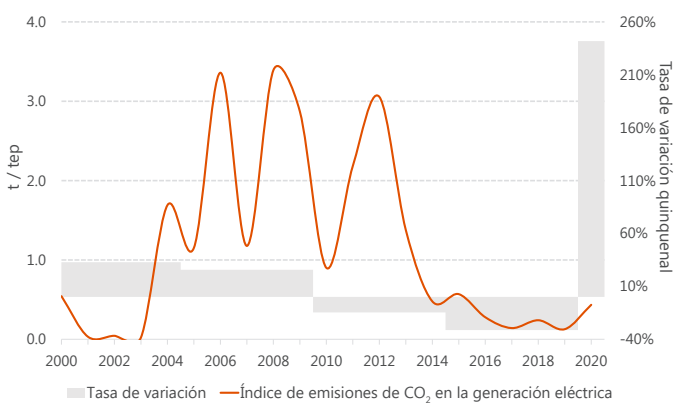
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



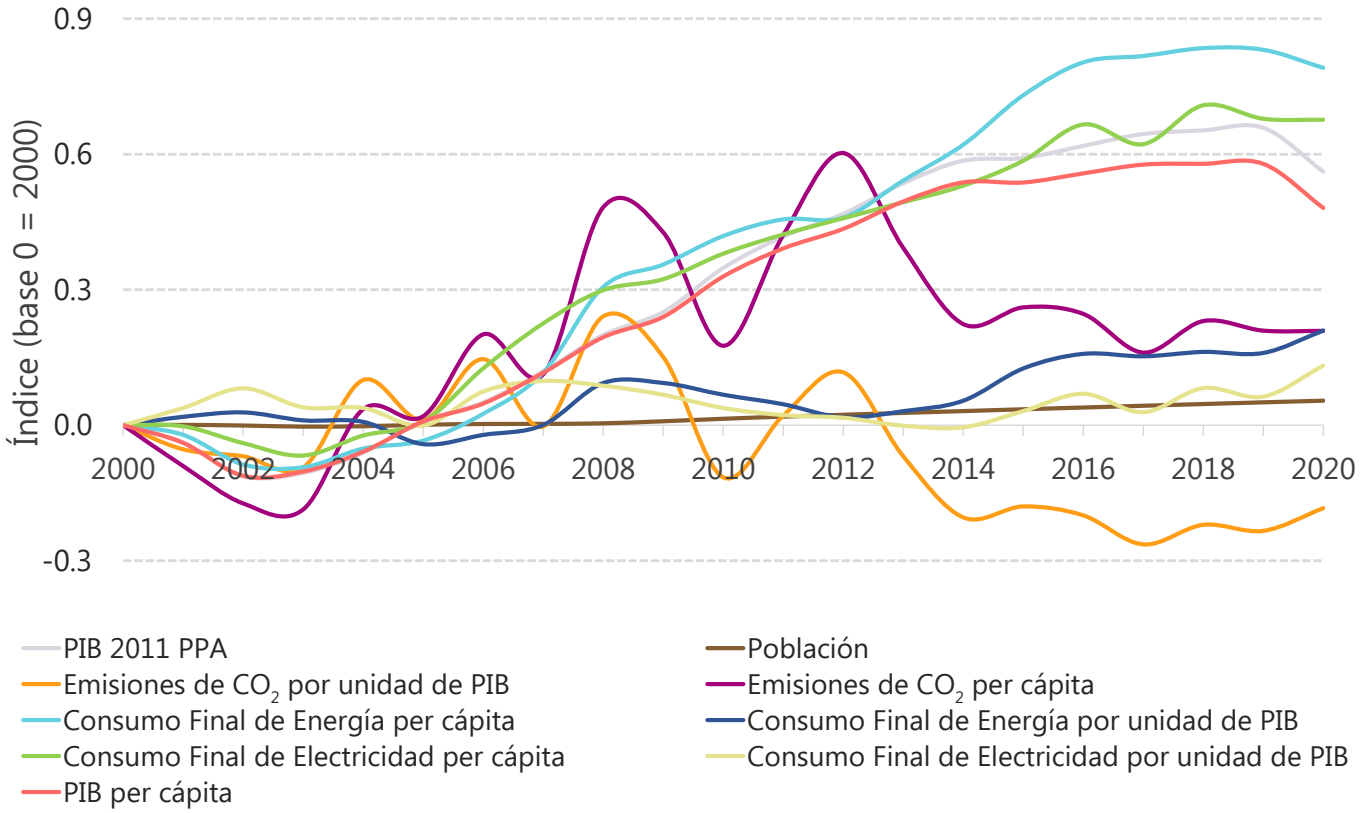
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



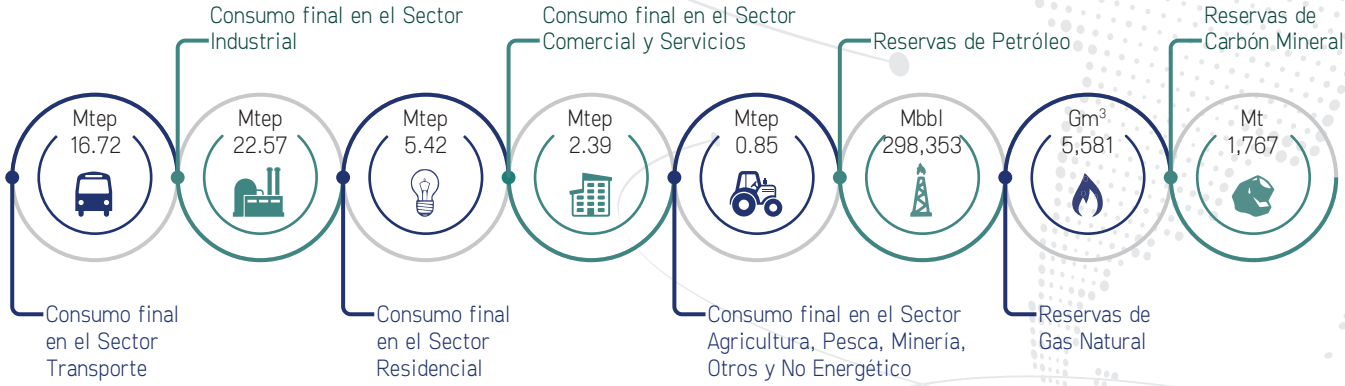


VENEZUELA

Datos Generales 2020

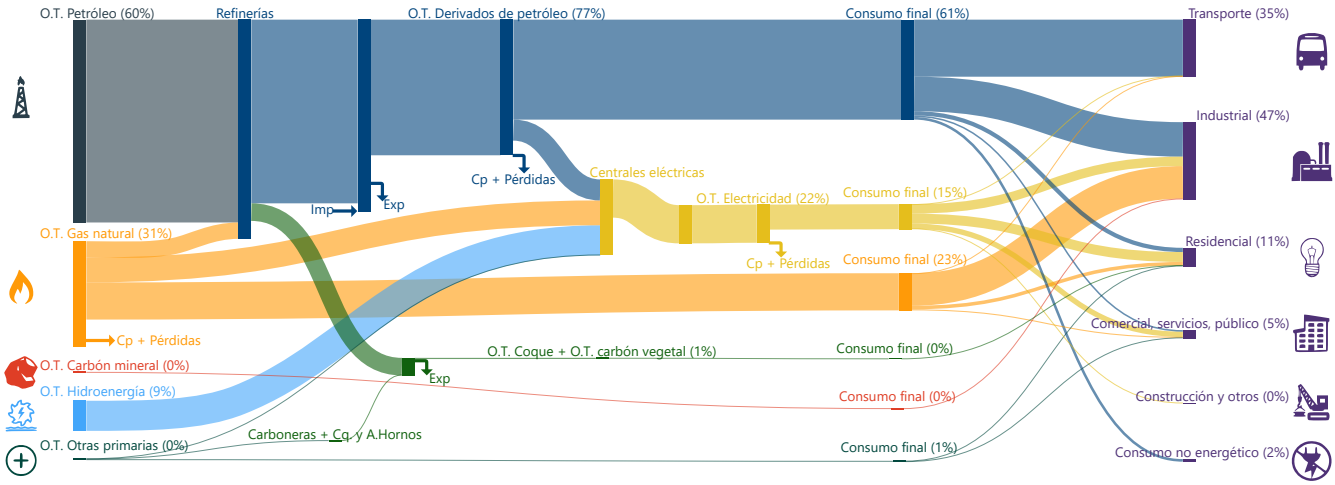
Población (mil hab.)	28,436
Superficie (km^2)	912,050
Densidad de población (hab. / km^2)	31
Población urbana (%)	88
PIB USD 2010 (MUSD)	81,247
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	295,399
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10

Sector Energético 2013

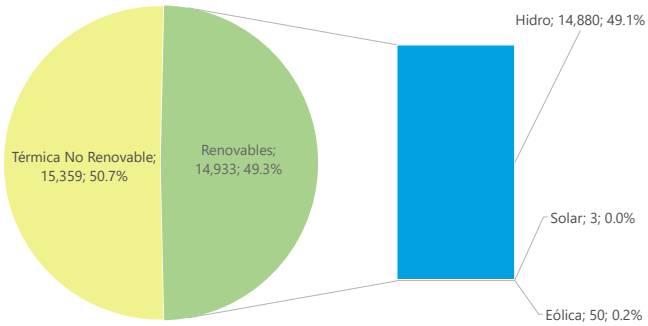


kWh / khab	tep / hab	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep / USD 2011 PPA
2,917	1.61	98.94	79.43	191.17	5.29	123.82	47.95	1,303	30.29	0.15 / 0.09
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

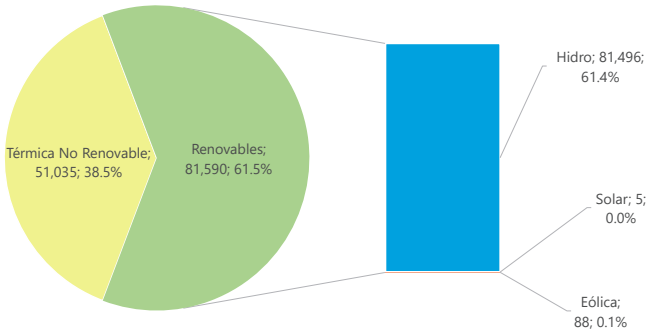
Balance energético resumido 2013



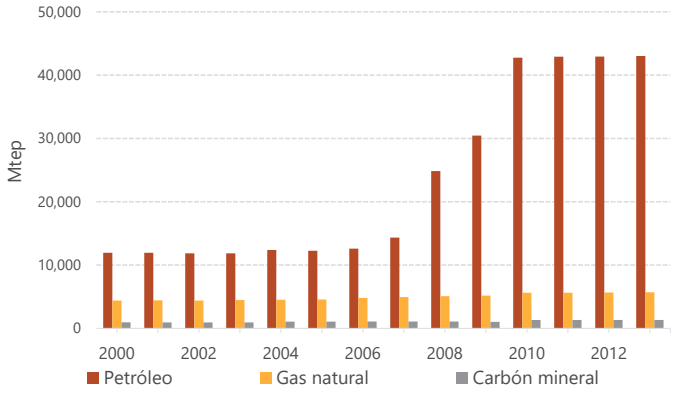
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2013



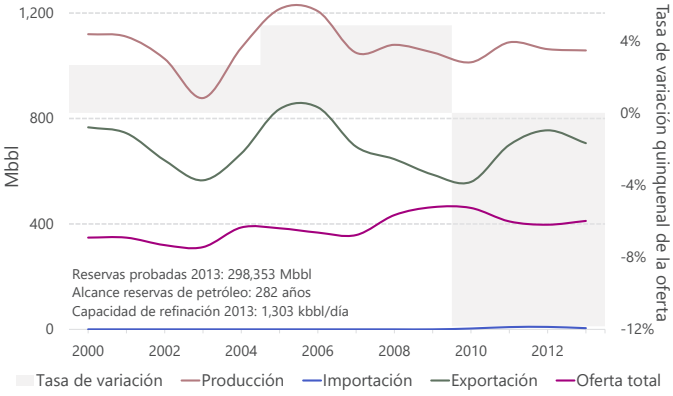
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2013



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

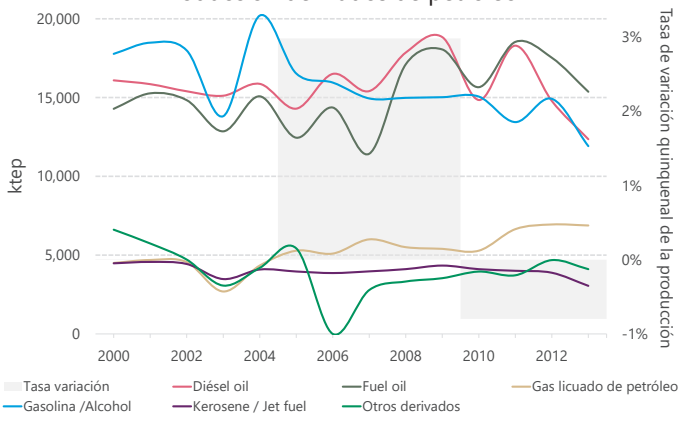


Oferta de petróleo

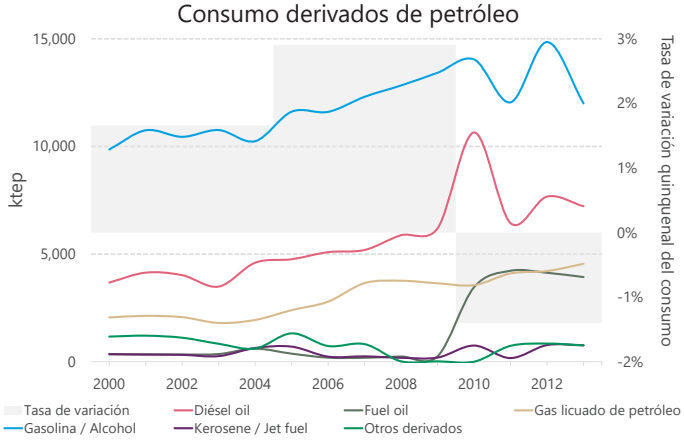


VENEZUELA

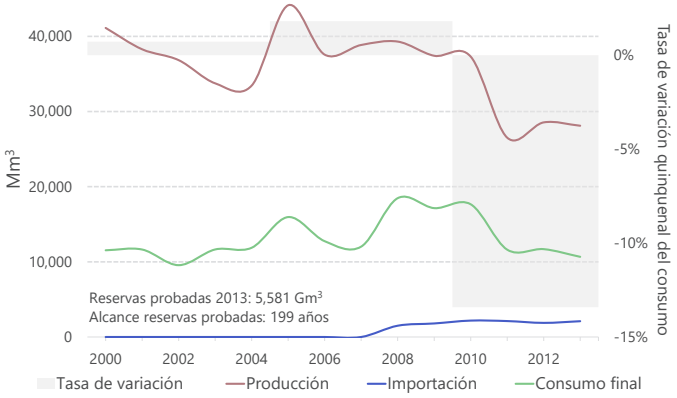
Producción derivados de petróleo



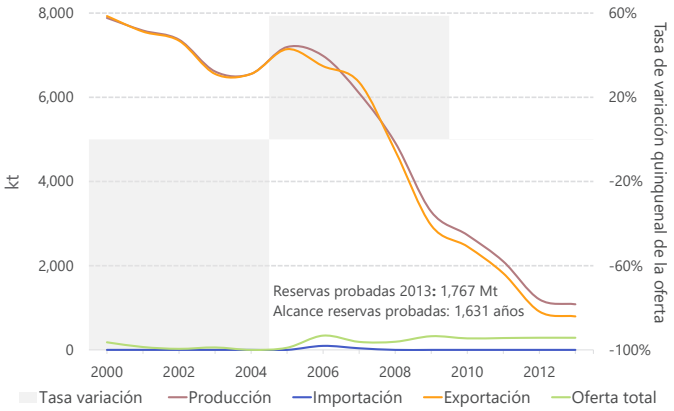
Consumo derivados de petróleo



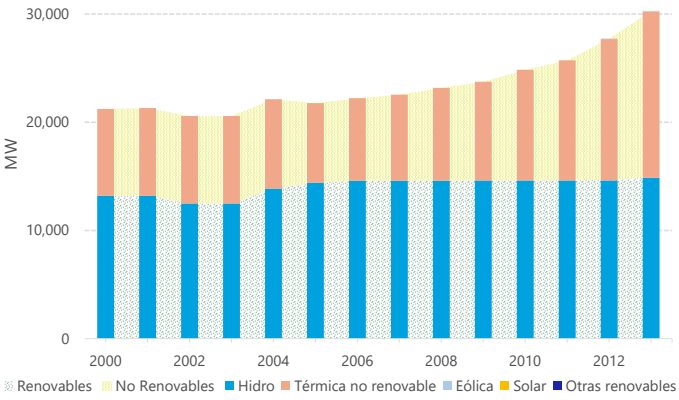
Oferta de gas natural



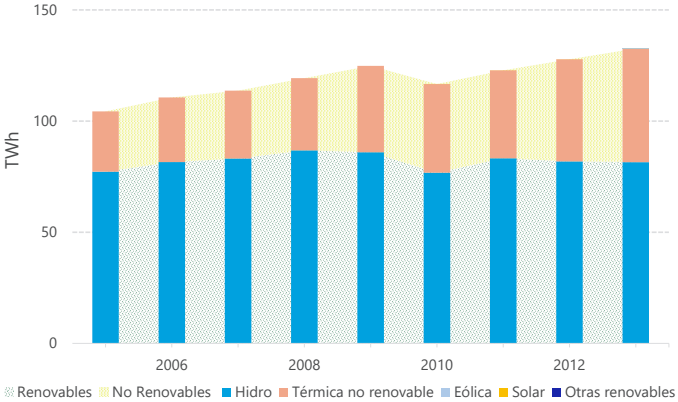
Oferta de carbón mineral



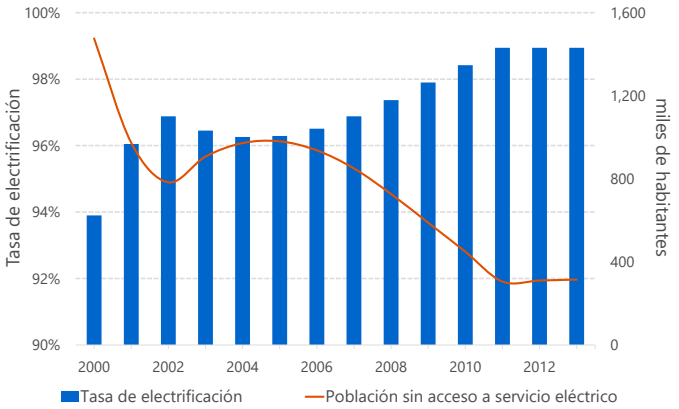
Capacidad instalada de generación eléctrica



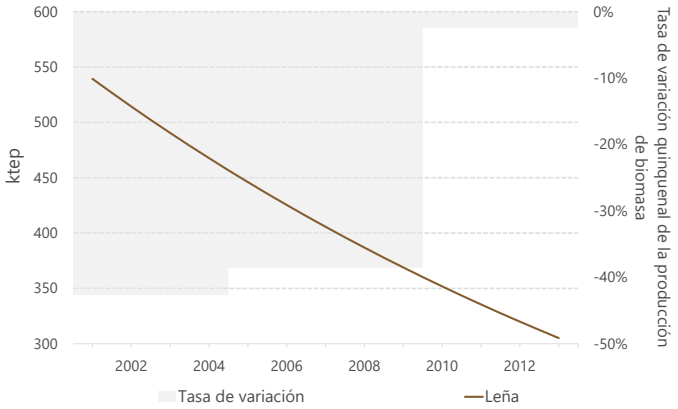
Generación eléctrica



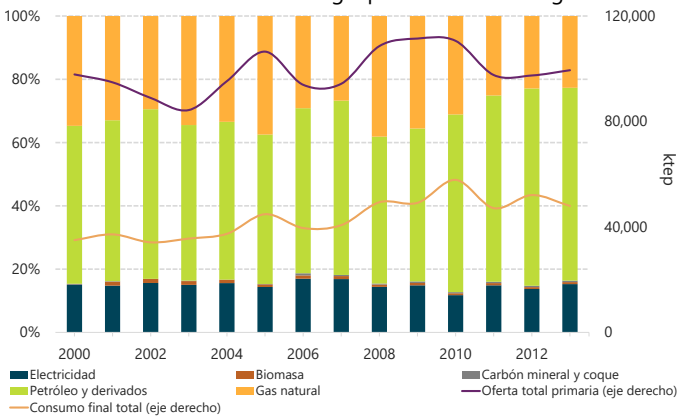
Tasa de electrificación



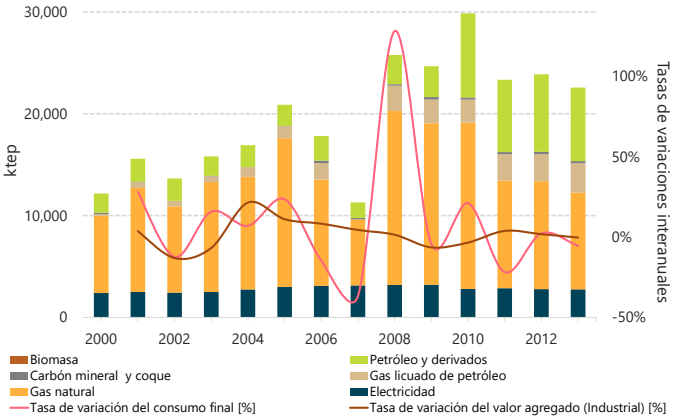
Producción de biomasa y biocombustibles



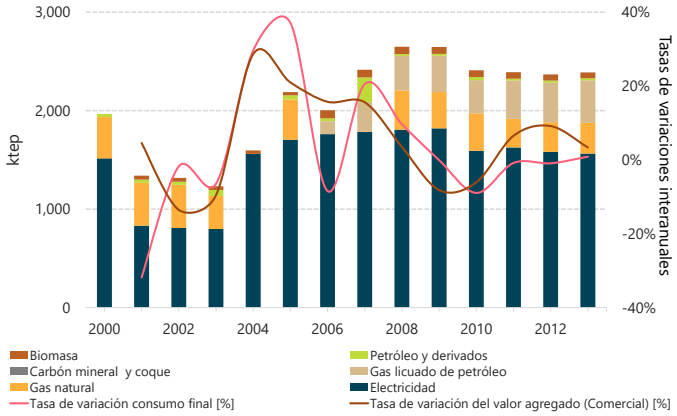
Consumo final de energía por fuente de energía



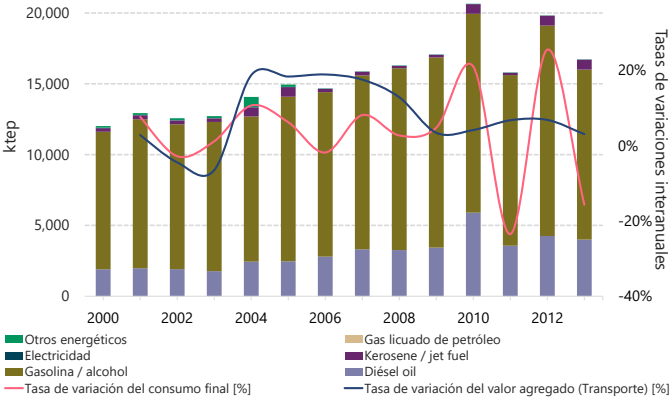
Consumo final del Sector Industrial



Consumo final del Sector Comercial

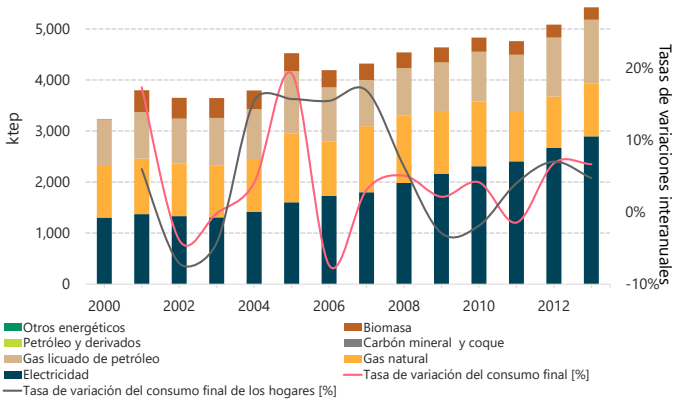


Consumo final del Sector Transporte

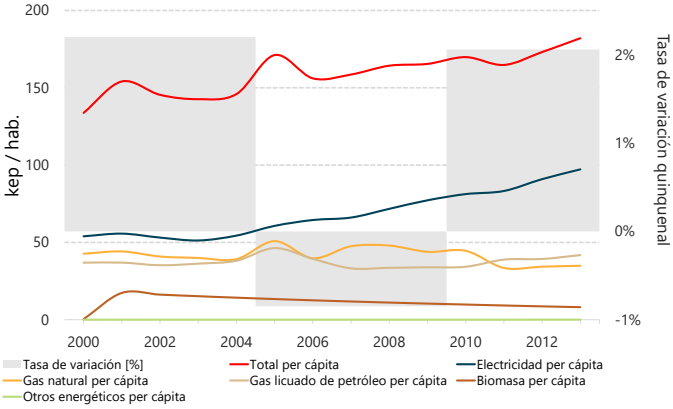


VENEZUELA

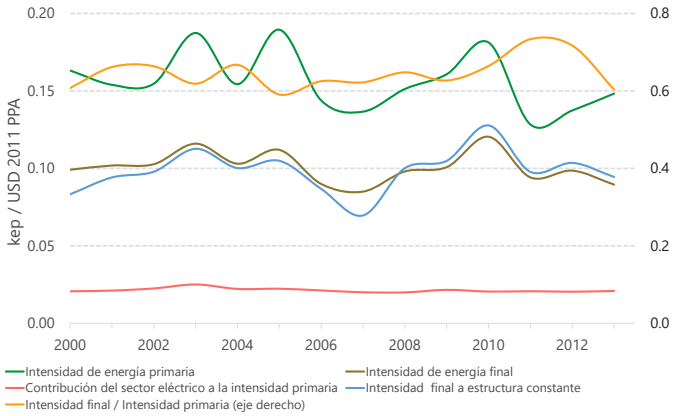
Consumo final del Sector Residencial



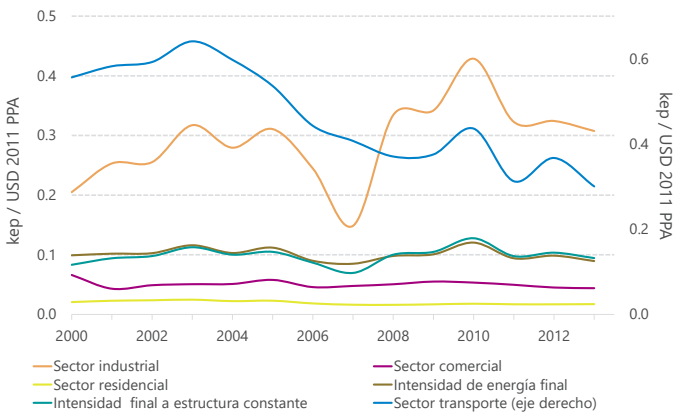
Consumo final per cápita Sector Residencial



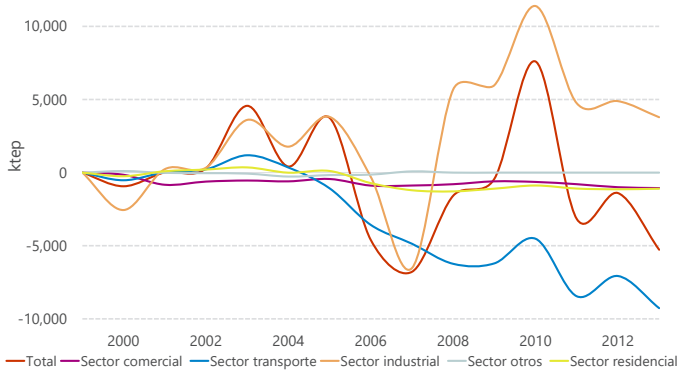
Intensidades energéticas



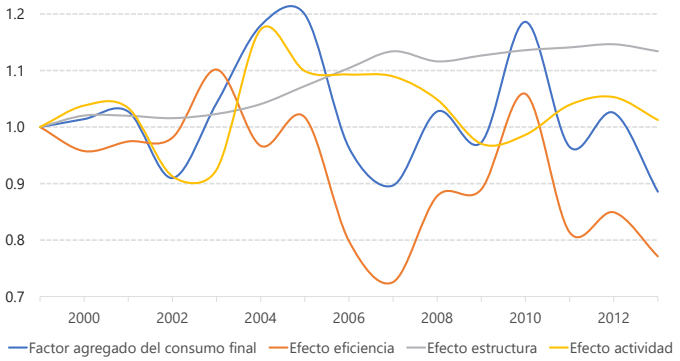
Intensidades energéticas sectoriales



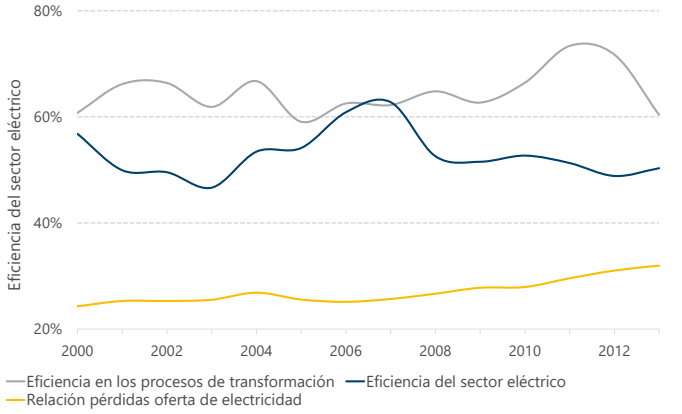
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



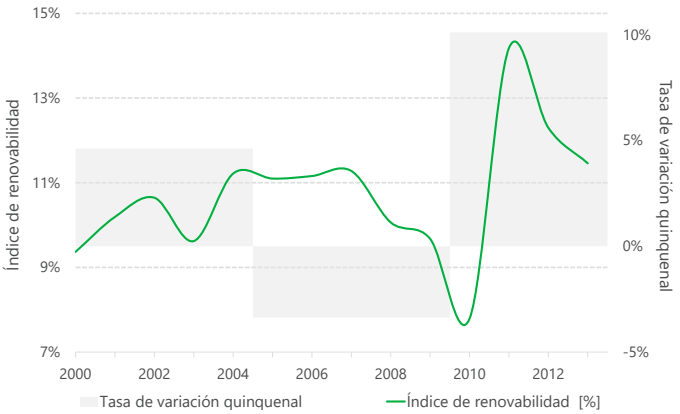
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

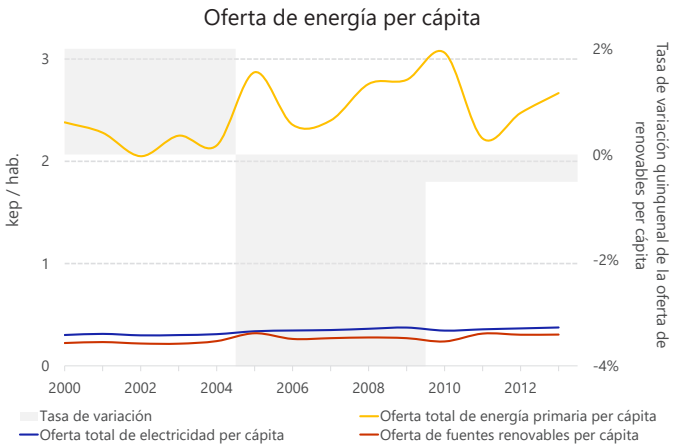


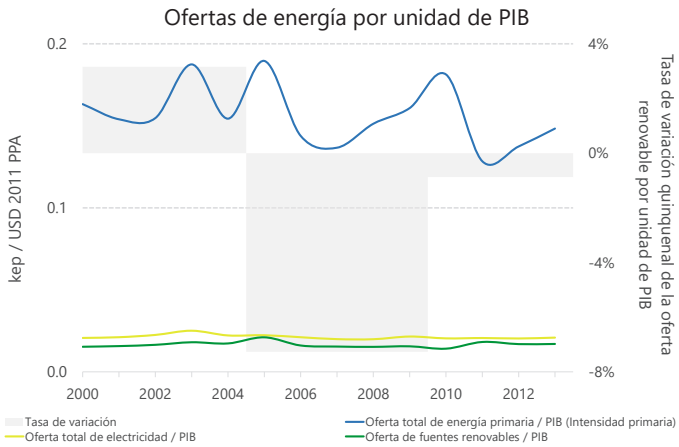
Eficiencia del sector eléctrico

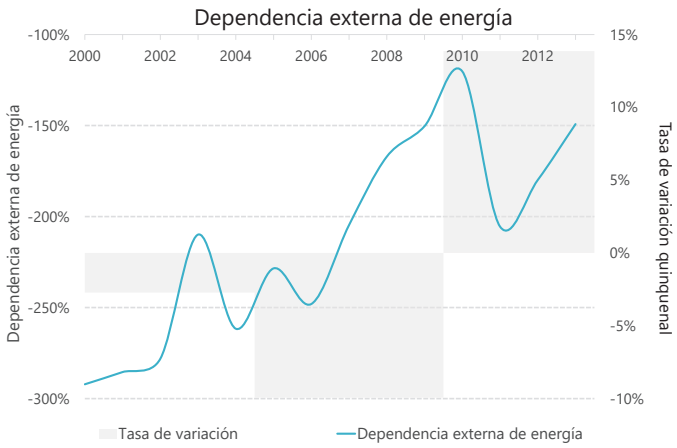


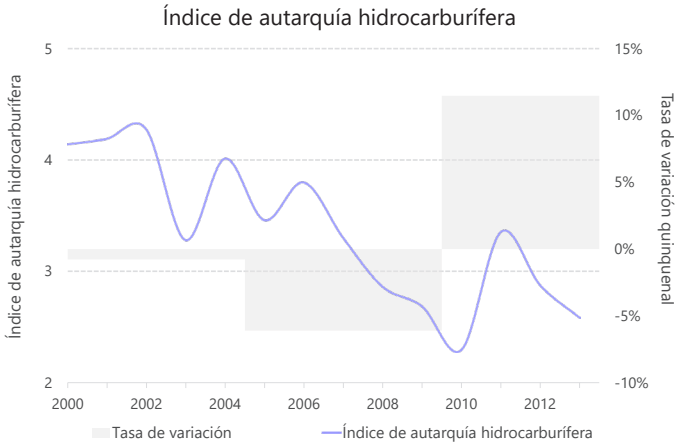
Índice de renovabilidad

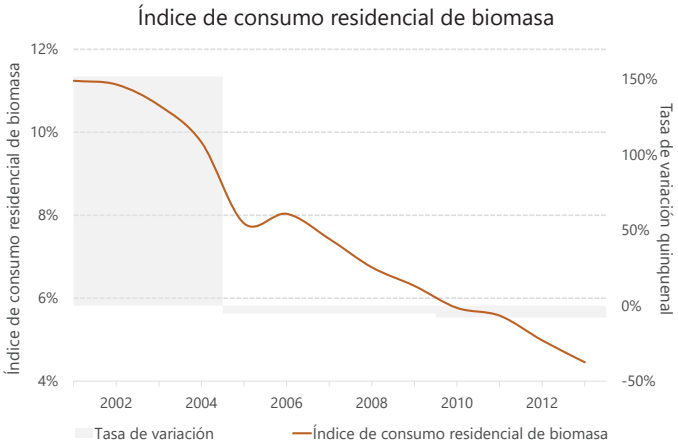


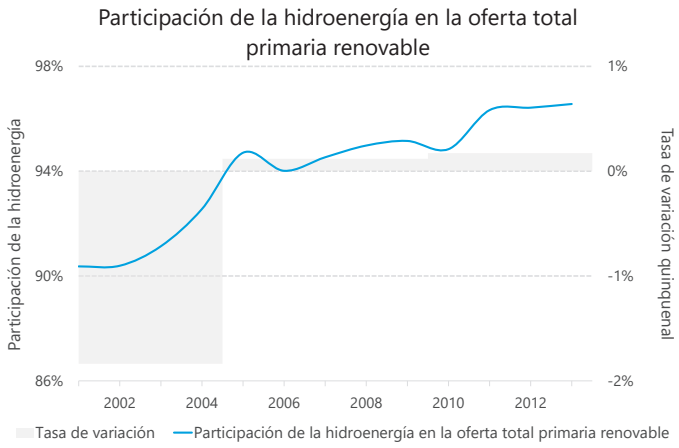

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita


Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta de fuentes renovables / PIB

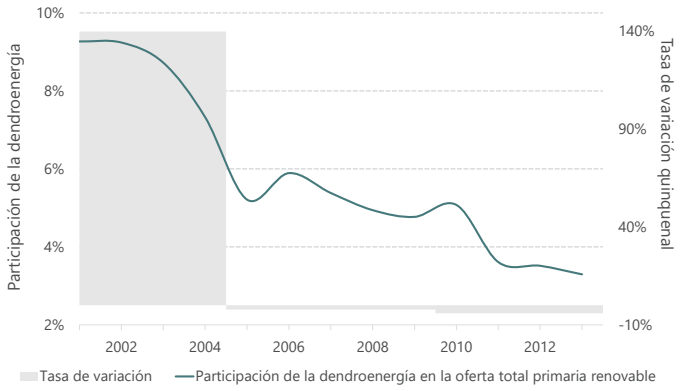

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía


Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera

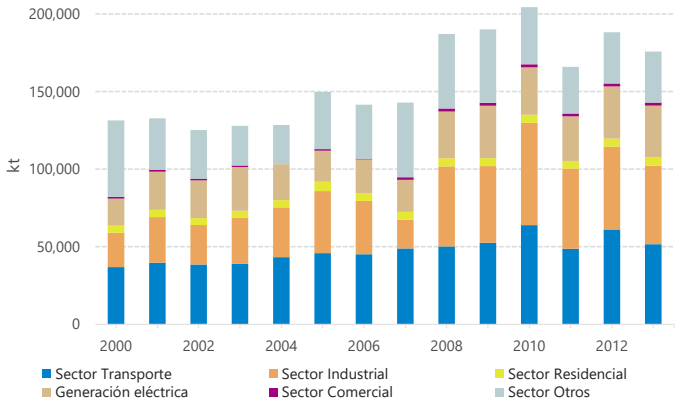

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

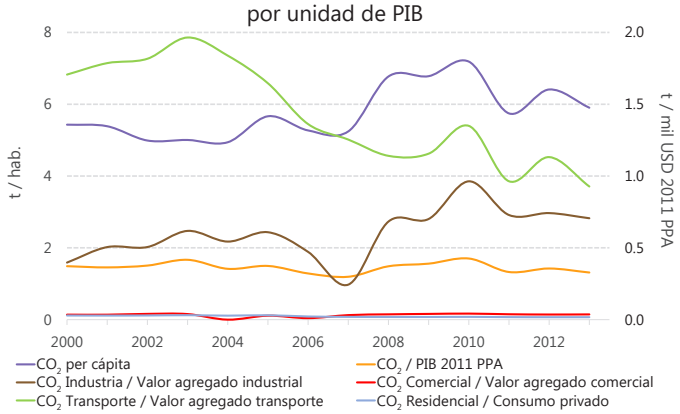
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



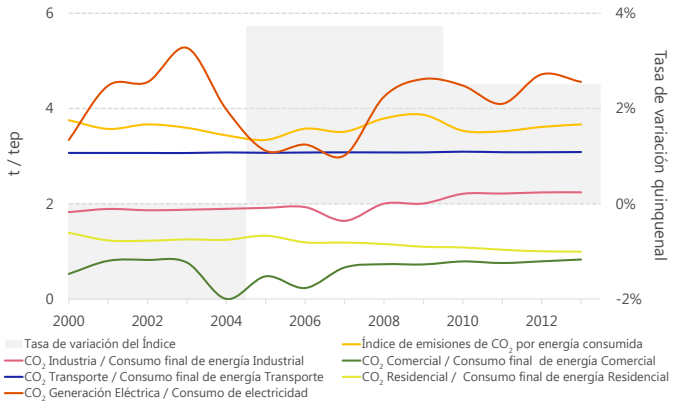
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



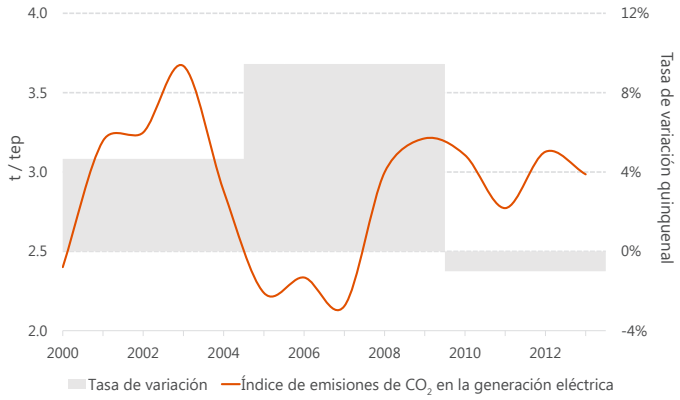
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



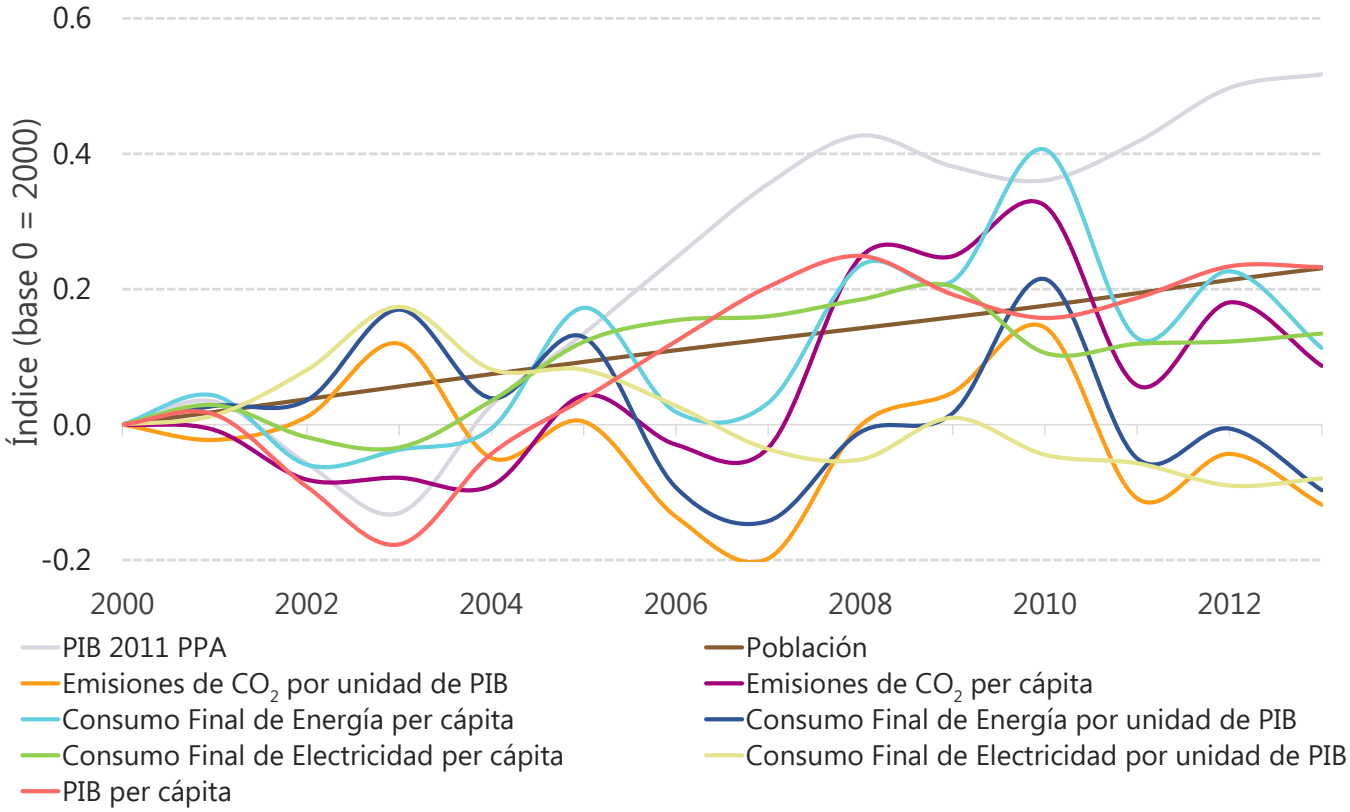
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





Legislación, regulación y política energética

Legislación, regulación y política energética 2020

1. INSTITUCIONAL

Por razones operativas el gobierno de **Argentina** realizó un reordenamiento estratégico e incorporó la temática relativa a la política nacional en materia de energía en el Ministerio de Economía, a tales efectos se transfirieron las competencias referidas a la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía, del Ministerio de Desarrollo Productivo al Ministerio de Economía.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil**, en asociación con la Empresa de Investigación Energética (EPE), publicó el Plan Nacional de Energía hasta 2050 (PNE). Entre las proyecciones más optimistas, de este instrumento de planificación se destacan las grandes oportunidades que tiene el país para convertirse en exportador neto de energía. Asimismo, se prevé que entre el 45 y el 50% en la matriz energética, y entre el 80 y el 85% en la matriz de generación eléctrica sean renovables. A tales efectos en materia de energías renovables la estrategia plantea cuatro objetivos principales -seguridad energética, rentabilidad adecuada de las inversiones, disponibilidad de acceso a la población y criterios socioambientales. También se instituyó el Programa de Mejoramiento de Licitaciones de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural (BidSIM) y su Comité Ejecutivo Interministerial, enfocado en incrementar la competitividad y el atractivo de las áreas que se ofrecerán en las rondas de licitación. Por otra parte, se expidió el Reglamento de la Ley que crea el Fondo Nacional del Medio Ambiente, entidad de carácter contable y financiero destinada a apoyar proyectos que tengan como objetivo el uso racional y sustentable de los recursos naturales, incluyendo el mantenimiento, mejoramiento o recuperación de la calidad ambiental, con miras a elevar la calidad de vida de la población brasileña. Asimismo, vía Decreto se creó el Comité Técnico de la Industria Baja en Carbono, órgano asesor diseñado para promover la articulación de organismos y entidades públicas y privadas para implementar, monitorear y revisar políticas públicas, iniciativas y proyectos que incentiven la transición hacia una economía baja en carbono en el sector industrial del país.

En el marco de la cumbre virtual "Chile 2020: Green Hydrogen Summit", el gobierno de **Chile** presentó la estrategia de hidrógeno verde dirigida a desarrollar esta industria y situar al país, al 2040, entre los principales productores y exportadores del mundo de este combustible renovable, contribuyendo al desarrollo de energías limpias y asequibles, así como a la meta de un país cero-emisiones al 2050. La estrategia expone las estimaciones económicas que permiten la producción de hidrógeno a partir de energías renovables a un bajo costo, y sus usos potenciales en áreas como generación de energía, sustitución de combustibles fósiles, producción de amoniaco y combustibles sintéticos, entre otros. Adicionalmente, se explican los pilares de acción que orientan esta política industrial y el plan de acción establecido por el Ministerio de Energía para desarrollar la industria, especialmente en materia normativa, alianzas público-privadas, enfoque territorial de las políticas, y el rol de la academia en el desarrollo de capital humano, científico y tecnológico. Por otra parte, se creó, vía Decreto, el "Comité Asesor Ministerial Científico sobre Cambio Climático", a cargo de asesorar y apoyar al titular del Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación en materia de cambio climático.

Costa Rica aprobó la actualización del VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (VII PNE) dirigida a alinear este instrumento a los acontecimientos nacionales y políticas públicas actuales. A más de las nuevas disposiciones gubernamentales, la adaptación refleja los compromisos y los procesos internacionales en los que participa el país en el tema energético incluyendo el proceso de adhesión a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). En la versión actualizada del VII PNE se prevén acciones y metas renovadas al 2030. Por otra parte, en el marco de la Ley para sancionar el apoderamiento y la introducción ilegal de los combustibles derivados del petróleo y sus mezclas, se declaró de interés público el Sistema Nacional de Combustibles, por tratarse de bienes estratégicos para la nación.

En **El Salvador** la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) aprobó las "Disposiciones Transitorias al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción", dirigidas a dotar a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., durante la vigencia del "Estado de Emergencia Nacional de la Pandemia COVID-19", de las herramientas necesarias para cumplir su función esencial de operar el Mercado Mayorista de Electricidad, así como del sistema de transmisión.

En el marco de una optimización institucional dirigida a garantizar la eficiencia, eficacia y economía de la Administración Pública en las principales áreas del sector energético y de los recursos naturales no renovables, **Ecuador** decretó la fusión de la Agencia de Regulación y Control Minero, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos en una sola entidad denominada "Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. Por otra parte, se establecieron de forma integral criterios y normas para gestionar el proceso de operación del Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico (SISDAT 2.0), fuente oficial de información estadística y geográfica, y herramienta de apoyo para la toma de decisiones en el sector eléctrico. Esta medida responde a la necesidad de establecer, actualizar y formalizar los lineamientos y responsabilidades para la gestión integral del Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, con la debida interacción de las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y en general todos los participantes del sector eléctrico en las actividades inherentes al servicio público de energía eléctrica y al servicio de alumbrado público general.

México aprobó el Programa Sectorial de Energía para el período 2020- 2024, instrumento rector de planeación dirigido a alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible para satisfacer la demanda energética de la población con producción nacional; fortalecer a las empresas productivas del Estado como garantes de seguridad y soberanía energética, para detonar un efecto multiplicador en el sector privado; organizar las capacidades científicas, tecnológicas e industriales necesarias para la transición energética; elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en la producción y uso de las energías; asegurar el acceso universal a las energías; y fortalecer al sector energético nacional para que constituya la base que impulse el desarrollo del país. Asimismo, aprobó el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Promarnat) 2020-2024 dirigido a promover la conservación, protección, restauración y aprovechamiento sustentable de los ecosistemas y su biodiversidad; fortalecer la acción climática a fin de transitar hacia una economía baja en carbono y hacia la resiliencia de la población, los ecosistemas, los sistemas productivos y la infraestructura estratégica; y fortalecer la gobernanza ambiental asegurando el acceso a la justicia ambiental con enfoque territorial y de derechos humanos. En materia institucional se realizó una adecuación al acuerdo de creación de la Empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX transformación industrial, a cargo de la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos. Al tenor de la reforma se incluye en las actividades de la referida empresa la producción, distribución y comercialización de amoniaco, sus derivados y fertilizantes. Adicionalmente, se aprobó la modificación a los Estatutos orgánicos de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, denominadas CFE Generación I y V, a efectos de agrupar funciones conforme a la estructura y organización básica. Por otro lado, la eliminación del Fideicomiso Público para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales de la Industria Energética y del Fondo Sectorial CONACYT (Secretaría de Energía - Hidrocarburos - Sostenibilidad Energética), y la correspondiente derogatoria de los artículos que hacían referencia al respecto, implicaron reformas a la Ley de Hidrocarburos, la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

El Parlamento de **Nicaragua**, aprobó las leyes de creación de cuatro empresas estatales que, bajo la rectoría sectorial del Ministerio de Energía y Minas (MEM), manejarán la importación, almacenaje, distribución y comercialización de gas e hidrocarburos: Empresa Nicaragüense de Planteles de Almacenamiento y Distribución de Hidrocarburos, ENIPLANH, a cargo de promover y realizar actividades de almacenamiento y distribución de hidrocarburos; la Empresa Nacional de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, ENIH, a cargo de promover y realizar exploración y explotación de hidrocarburos; ENIGAS, sucesora legal sin solución de continuidad de PETROGAS, competente para promover la inversión en las actividades de comercialización, almacenamiento, transporte y distribución de Gas Licuado del Petróleo (GLP), construcción y/u operación de plantas de llenado o envasado de cilindros de GLP utilizando como marca comercial PETROGAS; y Empresa Nicaragüense de Importación, Transporte y Comercialización de Hidrocarburos, ENICOM a cargo de promover y realizar las actividades de importación, transporte y comercialización de hidrocarburos, y otras actividades afines. También se aprobaron modificaciones a la ley creadora de la Empresa de Transmisión Eléctrica ENATREL y a la ley de reforma al decreto ejecutivo de creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), al tenor de las cuales se establece la reestructuración de las juntas directivas de ambas empresas para lograr que, mediante la definición de la política empresarial de ambas, se incorporen elementos que coadyuven al Estado a la prestación de los servicios públicos básicos, como la energía. Asimismo, con el objetivo de transformar a la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) en un Ente Descentralizado del Poder Ejecutivo, adscrita al Ministerio de

Energía y Minas, para que goce de autonomía técnica, administrativa y financiera, se aprobó la Ley que reforma al Decreto de Creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad, ENEL. Al tenor de la modificatoria se determina que ENEL no podrá ser objeto de privatización y que deja de estar bajo la rectoría de la Ley de 476 Ley de Servicio Civil y Carrera Administrativa para estar basada en las relaciones entre empresa y trabajadores bajo las disposiciones del Código del Trabajo vigente.

Sobre la base de los compromisos asumidos en el marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas en general, y el ODS 7 en particular, y del Acuerdo de París, **Panamá** aprobó vía resolución, los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030, en cuyas metas se destacan la puesta en marcha de programas asociados a cambios de comportamiento de los consumidores energéticos, la incorporación de combustibles modernos y menos contaminantes, la reducción de la generación eléctrica con fuentes de combustibles fósiles para dar paso al gas natural, a las tecnologías renovables no convencionales, y al desarrollo de la movilidad eléctrica. El documento constituye una hoja de ruta orientadora de un nuevo sistema de desarrollo que, sin agotar las fuentes de energía y recursos naturales disponibles, mejore la calidad de vida de la población y adopte medidas para preservar el planeta. Con la Agenda de Transición Energética se prevé electrificar a las comunidades establecidas dentro del Índice de Pobreza Multidimensional. La iniciativa apuesta por el uso de fuentes de energía renovables y una red de distribución moderna e inteligente para impulsar el desarrollo socioeconómico. Para el seguimiento y apoyo a la implementación de los lineamientos se crea el Consejo Nacional de Transición Energética como una instancia de asesoría, consulta y rendición de cuentas, con participación del sector público y privado. Por otra parte la Secretaría Nacional de Energía publicó una Resolución que propone adoptar medidas tendientes a garantizar en el sector energía, la prestación eficiente, continua e ininterrumpida de los servicios públicos de electricidad y combustibles, ante la Declaratoria de Emergencia Nacional como consecuencia de los efectos generados por la Pandemia de COVID-19. A tales efectos se resuelve presentar o actualizar los planes de contingencia que correspondan a las circunstancias, realizar ajustes regulatorios en el sector de electricidad para garantizar la continuidad y calidad del servicio y mitigar los impactos económicos de la pandemia, establecer de forma temporal un Comité de Gestión y Continuidad para evaluar riesgos y coordinar acciones, determinar los precios de paridad de importación de los derivados del petróleo líquidos y de gas licuado, en forma transitoria, cada 7 días y no cada 14 como está previsto, mientras se mantengan las condiciones excepcionales generadas por la pandemia, recomendar medidas de ahorro energético, entre otras.

A fin de contribuir a disminuir la deforestación, los efectos adversos sobre la biodiversidad y el uso furtivo de las fuentes energéticas, se aprobó en **Paraguay** el Reglamento que establece los Regímenes de Certificación, Control y Promoción del Uso de Bioenergías Provenientes de Plantaciones Forestales o Bosques Nativos manejados, para asegurar la sostenibilidad de estos recursos renovables dentro del territorio Nacional. A tales efectos se crea el Programa Nacional de Certificación de Biomasa (PNCB) como esquema que regirá los procesos y procedimientos para la certificación de biomasa proveniente de plantaciones forestales o bosques nativos operados con fines energéticos, el que estará adscrito al Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. El Programa consiste en una iniciativa nacional de proceso voluntario que fija un estándar de certificación de biomasa y sus productos, basado en cuatro principios básicos: cumplimiento de leyes vigentes en materia laboral, tributaria, forestal y ambiental; origen de la biomasa, cadena productiva y trazabilidad de los productos y comercialización de biomasa. El Programa está orientado a la certificación del manejo sostenible y cadena de custodia de la producción de biomasa con fines energéticos de tal manera que, como resultado de este proceso el mercado pueda ofertar a los consumidores finales, biomasa certificada. El Reglamento establece la creación de un Comité de Certificación de Biomasa que fungirá como instancia rectora del programa. políticas, planes, programas y creación de instituciones.

Con la finalidad de promover la eficaz gobernanza del sector energético minero nacional, se crean en **Perú** los “Comités de Gestión Minero Energético” como un mecanismo de coordinación y articulación, de alcance regional, competente para adoptar decisiones dirigidas a lograr el desarrollo sostenible de las actividades minero energéticas. Los referidos comités estarán a cargo de identificar proyectos de desarrollo y bienestar social en beneficio de las poblaciones relacionadas a las operaciones minero energéticas, identificar buenas prácticas dirigidas a promover un mejor relacionamiento de las empresas con las poblaciones asentadas en torno al desarrollo de sus operaciones, promover avances en el cumplimiento de los compromisos asumidos por el sector, entre otras relacionadas y conexas. Por otra parte, se aprobó el Plan de Transmisión 2021-2030.

En noviembre del 2020 con el apoyo de CEPAL se publicó La Estrategia Energética Sustentable 2030 de los países del **SICA (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y República Dominicana)**, documento que plantea un conjunto de acciones regionales dirigidas a asegurar el abastecimiento energético de los países del SICA en calidad, cantidad y diversidad de fuentes, la provisión de servicios modernos de energía asequibles para toda la población y el uso racional y eficiente de la energía en las cadenas productivas para garantizar el desarrollo sostenible, considerando la equidad social, el crecimiento económico, la compatibilidad con el ambiente y la gobernabilidad. Con la Estrategia Energética 2030 los países del SICA se proponen guiar el desarrollo sostenible de la subregión centroamericana, cumpliendo con los compromisos internacionales y regionales, especialmente los que atañen al sector energía en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, el Acuerdo de París sobre cambio climático y la Alianza para el Desarrollo Sostenible (ALIDES). De igual forma, a nivel subsectorial se han tomado en cuenta los compromisos de integración energética establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano.

En el marco de la Ley de Urgente Consideración (LUC), se crea en **Uruguay** el Ministerio de Ambiente competente para ejecutar e instrumentar la política nacional ambiental, de desarrollo sostenible, conservación y uso de los recursos naturales; formular, implementar, supervisar y evaluar los planes nacionales de protección del ambiente y ordenamiento ambiental; y fomentar la conciencia ambiental de la ciudadanía. En tal sentido se suprime la Secretaría del Cambio Climático, creada en 2015. Por otra parte, y a efectos de otorgar independencia funcional y orgánica se modificó el régimen jurídico de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) erigiéndola como servicio descentralizado del Poder Ejecutivo. A los efectos correspondientes se dispone que este servicio descentralizado asuma el desempeño mediante la integración de su Directorio, constituido el 20 de agosto de 2020. Asimismo, vía Decreto se realizó la convocatoria a un comité de expertos, que funcionará en la órbita del Ministerio de Industria, Energía y Minería MIEM, y de la Presidencia de la República con el cometido de discutir y aprobar una propuesta de revisión integral del mercado de los combustibles. El Comité deberá recibir a los diferentes actores del mercado de combustibles, grupos de interés, y público en general, con el objetivo de escuchar sus propuestas, sugerencias u observaciones.

2. *ELECTRICIDAD*

2.1 Generación, transmisión y distribución

En el marco de la emergencia declarada por la pandemia de COVID-19, **Brasil** viabilizó la Cuenta COVID, concebida como una operación de mercado estructurada para preservar la sostenibilidad de un sector de infraestructura, atendiendo las necesidades de corto plazo del sector eléctrico provocadas por la pandemia, como la reducción de la capacidad de pago de los consumidores y los impactos en empresas de distribución, de capacidad y otros agentes sectoriales. La operación de crédito que establece la Cuenta COVID está estructurada en forma de préstamo sindicado respaldado por activos tarifarios que transitan por la Cuenta de Desarrollo Energético, para posibilitar su bajo costo. Por tanto esta cuenta atiende los problemas que experimentan las distribuidoras, garantizándoles los recursos económicos necesarios para compensar la pérdida de ingresos temporales como consecuencia de la pandemia; protege al resto de la cadena de la industria al permitir que los distribuidores sigan cumpliendo sus contratos; y, en definitiva, al consumidor final, por salvarlo de las subidas de tarifas en un contexto de crisis global, de reducción de la capacidad de pago y de los presupuestos familiares. Por otra parte, se publicó la ley que modifica a la Ley N ° 9.427 de 1996, para establecer una multa a pagar en beneficio de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica, por concepto de perjuicios por la interrupción en el suministro de energía eléctrica por parte de la empresa proveedora del servicio público de distribución de energía eléctrica. La referida multa, estará sujeta a un valor mínimo y máximo, y podrá pagarse como crédito en la factura de la luz o en efectivo, en un plazo no mayor a 3 (tres) meses después del período de cálculo; se aplicará cuando no se cumplan los indicadores de calidad del servicio prestado y no corresponderá entre otras situaciones cuando: la interrupción sea causada por una falla en las instalaciones de la unidad de consumo; en caso de suspensión por incumplimiento del usuario. Adicionalmente, se publicó, el reglamento que establece las disposiciones aplicables a los medios de generación conectados a instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional con excedentes de potencia menores o iguales a 9,000 kW, denominados “Medios de generación de pequeña escala”. Este Reglamento se centra en regular el procedimiento de interconexión de estos medios a las redes de distribución,

así como la determinación y costos de las obras adicionales, las metodologías para establecer los límites a la conexión y las inyecciones de energía y potencia, entre otras regulaciones técnicas. Además, valorando que en 2016 se estableció un nuevo sistema de transmisión eléctrica, se creó un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, y se introdujeron diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, a efectos de garantizar la debida y eficaz implementación de las disposiciones vigentes, se aprobó el Reglamento aplicable a los procesos de calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de los sistemas de transmisión o de transporte de electricidad para sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación superior o igual a 200 MW.

En **Colombia**, a fines de garantizar la efectiva aplicación de la deducción en materia del impuesto sobre la renta como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y la gestión eficiente de la energía, vía decreto se desarrolló el procedimiento para que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) expida la certificación correspondiente como requisito exigido para la procedencia de la deducción. Esta deducción, implica que los contribuyentes declarantes que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.

A efectos de garantizar reglas claras, efectivas y eficientes de operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en **México** la Comisión Reguladora de Energía expidió la Norma Oficial que establece las especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad que deben cumplir los medidores y transformadores de medida que se emplean para el suministro eléctrico. Adicionalmente, en aras de mejorar las necesidades incrementales de satisfacción de la demanda energética de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho, se publicó el "Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional". En términos generales la nueva política, establece los lineamientos para dar cumplimiento a lo dispuesto por la Ley de la Industria Eléctrica ("LIE") en cuanto a garantizar el suministro eléctrico, bajo el principio de confiabilidad, y mandata a la Comisión Reguladora de Energía ("CRE") y al Centro Nacional de Control de Energía ("CENACE") a llevar a cabo las adecuaciones correspondientes. En virtud del Acuerdo, se abroga la anterior política de confiabilidad establecida por la Secretaría de Energía en 2017.

Se publicó en **Nicaragua** la Ley de Aseguramiento Soberano de la Garantía del Suministro de la Energía Eléctrica a la población nicaragüense, que declara de seguridad soberana e interés nacional la totalidad de las acciones de TSK Melfosur Internacional (TMI S.A.) en las empresas Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima (DISNORTE) y Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima (DISSUR). A tales efectos, la participación accionaria de TMI S.A. en DISNORTE y DISSUR pasa a ser propiedad total del Estado. También se adiciona en las facultades de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENTREL, la potestad de ejercer la actividad de distribución de energía eléctrica, dentro de las áreas que le sean concesionadas y/o asignadas por el Ministerio de Energía y Minas, así como ostentar acciones. Asimismo, se modifica la Ley de la Industria Eléctrica al permitir que Agentes Económicos dedicados a la actividad de transmisión puedan comprar y/o vender energía eléctrica. A fin de garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica a la población, las empresas DISNORTE y DISSUR serán operadas y administradas por instituciones o empresas que el Estado, a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM) autorice para tal efecto. Cabe destacar que DISNORTE Y DISSUR continuarán como sociedades regidas por el derecho privado y, a fines de garantizar la continuidad del servicio de forma inalterada, mantendrán la vigencia de sus relaciones comerciales. En un plazo no menor de un año, el MEM deberá garantizar la participación de otros operadores idóneos nacionales y/o internacionales, priorizando la incorporación de sujetos privados o mixtos de conformidad a las leyes de la Industria Eléctrica.

Perú, vía Decreto Supremo, aprobó disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica, dirigidas a facilitar la introducción de tecnologías de transporte energéticamente más eficientes y su infraestructura de carga, para reducir el consumo de hidrocarburos y contribuir a la disminución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), así como a la disminución de las emisiones de gases contaminantes, coadyuvando al cumplimiento de los compromisos internacionales. Con tales propósitos se determina que: el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica tiene carácter comercial, se efectúa en condiciones de competencia, es de acceso público y se brinda a nivel nacional, a través de la infraestructura de carga; ejercen el servicio de carga de baterías las personas naturales o jurídicas que demuestren que la infraestructura de carga reúne los requisitos técnicos y de seguridad vigentes; la

infraestructura de carga accede a las redes eléctricas y garantiza la interoperabilidad, cumpliendo los requisitos técnicos y de seguridad vigentes; el servicio de carga de baterías puede ser brindado como un servicio adicional en los establecimientos de venta al público de combustibles, estaciones de servicio, gasocentros y establecimientos de venta al público de GNV. Por otra parte, se determina que cuando las entidades públicas requieran sustituir su flota vehicular, deberán hacerlo por tecnología energéticamente más eficiente que considere a la movilidad eléctrica, debiendo alinearse el reemplazo de la flota vehicular de las entidades públicas a los objetivos del Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía. También se establece la priorización de estacionamiento y el etiquetado de eficiencia energética para los vehículos eléctricos. A los efectos previstos el Ministerio de Energía y Minas tendrá a su cargo la formulación de la política y los planes energéticos sectoriales, así como las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional del sector energía, para la integración de la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica como parte de la Política Energética Nacional y sus planes de desarrollo. Asimismo, se establece que la supervisión de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica respecto a la calidad, seguridad y eficiencia del servicio brindado a los usuarios finales, estará a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Por su parte la fiscalización del cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad vigente aplicable a la infraestructura de carga para la movilidad eléctrica será competencia de las Municipalidades de acuerdo a lo establecido en el Código Nacional de Electricidad – Utilización.

Valorando que en 2010 se autorizó a los suscritores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica, y a intercambiar energía en forma bidireccional con la red de Distribución; y que en 2015, se reglamentó la instalación y operación de centrales generadoras que funcionen en paralelo con la Red de Interconexión sin inyectar energía eléctrica, y las no conectadas a dicha red, **Uruguay** publicó el Decreto que autoriza a los Suscritores conectados a la Red de Distribución de Baja Tensión, a generar energía eléctrica a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo y que no inyecten energía a la red del Distribuidor. El desarrollo de esta actividad de generación de energía deberá cumplir con la normativa ambiental relativa a la instalación y la disposición final de baterías. El objetivo de esta medida se centra en diversificar la generación de energía eléctrica, considerando que el uso de baterías, en determinadas condiciones, puede ayudar a un mayor aprovechamiento del sistema eléctrico. El referido Decreto suple un vacío legal ya que el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica vigente desde 2002 no contempló de forma explícita la generación conectada a la red de Baja Tensión, ni el uso de sistemas de acumulación (baterías) en las instalaciones de los suscritores. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua y el Ministerio de Industria, Energía y Minería realizarán una evaluación del impacto de la instalación de baterías en el sistema eléctrico, incluida la pertinencia de la creación de una nueva categoría tarifaria, cuando se encuentren instalados 10 MW de potencia instalada o se cumplan tres años de la fecha de aprobación del referido Decreto.

2.2 Comercialización, consumo y subsidios

Como parte de las iniciativas implementadas por el gobierno nacional para mitigar la crisis que atraviesa el sector eléctrico por el impacto de la pandemia de COVID-19, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) de **Argentina** estableció nuevas condiciones para atenuar los costos de electricidad de industrias y comercios. En tal sentido los usuarios de las categorías T2, T3 y peaje que hayan tenido una caída del 50% o más de su demanda de energía, podrán solicitar la suspensión o renuncia de la potencia contratada mientras dure el Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio. En este sentido, también se dispuso que las deudas que se generen durante la suspensión serán abonadas mediante planes de pago. La medida también contempla que los usuarios que opten por resolver total o parcialmente el contrato de potencia o soliciten su readecuación, no serán pasibles de las penalidades previstas en el marco regulatorio vigente. Adicionalmente el Gobierno Nacional determinó que los clubes de barrio y sociedades de fomento no dispondrán del corte de los servicios de energía eléctrica y gas por redes en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020. También vía Decreto se estableció la prohibición de interrumpir el suministro de electricidad por mora o falta de pago para los usuarios en situación de vulnerabilidad. Asimismo con el objetivo de propender a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias y con sustento en lo establecido en la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, se determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva dirigidos a reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar su gestión eficiente.

Valorando la necesidad de aprobar medidas en beneficio de la población vulnerable dirigidas a enfrentar el impacto del Coronavirus, **Bolivia** aprobó vía decreto el otorgamiento por única vez del Bono Familia y la reducción temporal mensual de un 30% en la facturación de tarifas eléctricas de los consumidores de la categoría domiciliaria. Con la reglamentación de este Decreto, se aprueban rangos de descuentos temporales entre el 20% y el 100% sobre el importe por energía, potencia, facturado, aplicable a los consumidores y/o usuarios de la categoría domiciliaria y/o residencial, de acuerdo al importe de sus consumos mensuales de energía. Asimismo, se establece el diferimiento del pago de los consumidores regulados a Distribuidores y de Agentes deudores a Agentes acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista en determinadas facturas. Adicionalmente se disponen descuentos temporales para las personas de la tercera edad, los beneficiarios de la tarifa dignidad y se prohíbe, de forma temporal, el corte del servicio e imposición de sanciones por falta de pago. Se otorga un plazo de tres (3) meses posteriores al levantamiento de la cuarentena total para la regularización de los pagos correspondientes. Con la publicación de la ley excepcional de diferimiento de pagos de créditos y reducción temporal del pago de servicios básicos, todas las empresas públicas, privadas y cooperativas que presten servicios básicos, deben garantizar su continuidad. A tales efectos los pagos por los servicios de los usuarios, deben ser diferidos sin multas ni sanciones, por el tiempo que dure la declaratoria de emergencia por la pandemia del Coronavirus (COVID-19), no debiendo realizarse el corte del servicio por falta de pago.

Brasil emitió medidas provisionales dirigidas a mitigar los impactos de la pandemia en las tarifas de energía eléctrica. A tales efectos se garantizó la exención por tres meses, del pago de las facturas de energía eléctrica para los consumidores de bajos ingresos, beneficiarios de la tarifa social, medida que favoreció a más de 10 millones de familias. Adicionalmente se establecieron disposiciones dirigidas a mitigar los impactos en la factura eléctrica de los consumidores a medio y largo plazo. El conjunto de medidas incluye la suspensión de cortes en el servicio eléctrico por incumplimiento de los consumidores residenciales y servicios esenciales por un período de 90 días. Además, se aprobaron medidas para contener el aumento de los gastos de la Cuenta de Desarrollo Energético - CDE con la racionalización de los subsidios apoyados por esta Cuenta. En este contexto, se establecen cambios en los incentivos asociados a los descuentos en la Tarifa por el Uso del Sistema de Transmisión (TUST) y en la Tarifa por el Uso del Sistema de Distribución (TUSD), amparadas por el CDE. Actualmente los subsidios favorecen a generadores de fuentes incentivadas, consumidores libres y consumidores especiales, y los costos, son pagados por todos los consumidores de energía del país. La medida establece que estos descuentos se aplicarán únicamente a nuevos proyectos o por la porción del aumento de capacidad instalada de proyectos ya otorgados. Con el fin de preservar el principio de previsibilidad y respeto a los contratos existentes, la decisión no afecta las subvenciones ya emitidas. La medida tampoco afecta a plantas clasificadas como micro y mini generación distribuida participantes del Sistema de Compensación de Energía Eléctrica, conocido como Generación Distribuida - GD, ni a plantas adjudicadas que tengan cambios en las características técnicas no asociados a la ampliación de capacidad instalada. Por otra parte, en aras de proteger la defensa de los derechos de los usuarios de los servicios públicos, se publicó una ley que prohíbe el cobro de tarifas de reconexión por servicios públicos, como la electricidad, y requiere la reconexión en un plazo máximo de 12 horas, contadas desde la solicitud del consumidor o desde el pago de la deuda. La referida ley también prohíbe la interrupción del servicio, por deudas, que se produzca el viernes, sábado o domingo, y los días festivos o vísperas de estos.

En el marco del Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe por la pandemia de Covid 19, **Chile**, por vía legislativa, dispuso de manera excepcional la aplicación de las siguientes medidas en favor de los usuarios finales de servicios de electricidad y gas de red: hasta el 31 de diciembre de 2021, las empresas de distribución de electricidad y de gas de red no podrán cortar el suministro por mora en el pago a las personas, usuarios y establecimientos sin fines de lucro al servicio de la comunidad, se incluyen microempresas. Además, las deudas contraídas con las empresas de distribución de electricidad y gas de red, generadas entre marzo de 2020 y diciembre de 2021, se prorratearán en el número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el usuario final a su elección (sin exceder de 48) y no podrán incorporar multas, intereses ni gastos asociados. Adicionalmente, se aprobaron otras medidas en materia de energía para enfrentar el Estado de Catástrofe por COVID-19, como la eliminación de forma excepcional y temporal de la medición de las “Horas de Punta” y el Plan de Contingencia Distribuidoras (ayuda directa para el pago de cuentas de energía de 7 millones de personas que componen el 40% de menores ingresos). Por otra parte, se aprobó el Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica que establece las exigencias mínimas que deben ser consideradas en el diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de toda instalación de consumo de energía eléctrica hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución, para garantizar

que su funcionamiento se de en condiciones seguras para las personas y las cosas. También, se aprobó la Ley de electrodependientes al tenor de la cual se garantiza el suministro de electricidad ininterrumpido a las personas que para el tratamiento de la patología que padecen se encuentran en condición de hospitalización domiciliaria y necesitan permanecer conectadas físicamente, de forma continua o transitoria, a un elemento de uso médico, y que requieren suministro eléctrico para su funcionamiento. Asimismo, se establece que las empresas eléctricas no podrán cobrar por el uso de los equipos electrógenos y deberán llevar el registro de los pacientes. La referida ley beneficiará a aproximadamente 22,000 pacientes que se encuentran en esta condición. A tales efectos las empresas concesionarias descontarán el consumo de energía asociado al funcionamiento de los dispositivos de uso médico que requiera una persona electrodependiente.

Colombia aprobó vía decreto medidas extraordinarias dirigidas a proteger a los consumidores y a las empresas prestadoras de servicios públicos, mediante la condonación o alivio de obligaciones afectadas en su cumplimiento por efectos de la pandemia de COVID-19. En tal contexto, considerando que el sector de energía eléctrica se vio afectado por la disminución en la recaudación de pagos por consumo, se aprobaron medidas que implican: la destinación de recursos para las empresas de servicios públicos, con el fin de evitar poner en riesgo la continuidad en la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, y la aprobación de facilidades de pago a los consumidores. Entre las medidas aprobadas constan: la determinación del pago diferido de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, por un plazo de 36 meses, del costo del consumo básico o de subsistencia a usuarios residenciales, sin multas, recargos, ni intereses; concesión a las empresas prestadoras de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por redes (oficiales, mixtas y privadas) de créditos directos para el financiamiento del pago diferido de los servicios públicos domiciliarios, compensación de Tasa para la Continuidad de los Servicios Públicos Domiciliarios de Energía Eléctrica y Gas Combustible con cargo a recursos del presupuesto del Ministerio de Minas y Energía provenientes del Fondo de Mitigación de Emergencias -FOME.

Habiéndose identificado la necesidad de realizar una actualización regulatoria se aprobó en **Ecuador** la sustitutiva de la Regulación "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica" que establece los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, define los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores. Por otra parte, se aprobaron medidas de compensación para los usuarios residenciales del servicio eléctrico con consumos entre los 1 y 500 kWh al mes al tenor de las cuales las empresas eléctricas distribuidoras deberán replicar la facturación de los consumos de marzo a agosto de 2019 para el mismo período del 2020. Esta disposición aplica para los usuarios residenciales que presenten incrementos en los consumos durante el Estado de Excepción declarado por la Emergencia Sanitaria. Adicionalmente los usuarios del servicio eléctrico, que tengan valores pendientes de pago, podrán acceder a acuerdos de cancelación de hasta 36 meses sin intereses ni recargos. Estos beneficios se suman a las compensaciones emitidas durante el estado de excepción como son: no suspensión del servicio eléctrico por falta de pago, tarifa plana de 10.50 centavos de dólar por kWh para los usuarios residenciales con consumos que excedan los 500 kWh al mes, reducción del 50% en la tarifa por demanda para el sector comercial e industrial, siempre y cuando registren una demanda inferior al 60%.

A fin de brindar un alivio económico a la población afectada por la pandemia de COVID-19, se publicó en **El Salvador** la ley que difiere de manera temporal el pago de las facturas de servicios básicos, entre éstos, la energía eléctrica, sin ningún recargo o penalidad. La referida ley fue posteriormente reformada a fines de establecer rangos de consumo en las facturas de energía eléctrica de los beneficiarios y extender el beneficio al consumo de energía eléctrica de las Juntas de Agua, proyectos comunitarios, municipales y sus diferentes acepciones.

Panamá incorporó en las medidas sociales adoptadas en atención a la emergencia sanitaria, la suspensión por cuatro meses del pago del servicio público de energía eléctrica, cuyo importe podrá ser posteriormente prorrateado en un término de tres años, sin generar interés ni ningún tipo de afectación en el historial crediticio. Entre los beneficiarios de esta medida se incluyen las familias de bajos ingresos, las personas que hayan sido afectadas en cuanto a su relación laboral, los jubilados, los trabajadores por cuenta propia, micro y pequeñas empresas que hayan sido afectadas en sus ingresos, así como los dueños de restaurantes, bares, casinos y medios de transporte de servicio público o privado con afectación de sus ingresos.

Perú dictó normas para asegurar la continuidad del servicio eléctrico durante el Estado de Emergencia a consecuencia del COVID-19, al tenor de las cuales dispuso la reprogramación y fraccionamiento sin intereses moratorios ni cargos hasta en 24 meses de los recibos de luz y gas natural para la población vulnerable. Al respecto, se considera población vulnerable a los usuarios residenciales del servicio eléctrico con un consumo de hasta 300 kWh mensuales, a los que están conectados a sistemas eléctricos rurales no convencionales abastecidos con paneles fotovoltaicos (energía solar), y a los usuarios del servicio de gas natural con consumos de hasta 20 metros cúbicos al mes. Los intereses compensatorios del fraccionamiento serán cubiertos con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), administrado por el Ministerio de Energía y Minas, Minem. En este escenario de emergencia las empresas eléctricas no podrán suspender el servicio. Adicionalmente, el Minem, vía Decreto amplió la cobertura del Bono Electricidad a alrededor de 90 mil nuevos usuarios que tengan contratado el servicio eléctrico bajo la modalidad comercial prepago y a los que cuenten con suministros colectivos. El Bono Electricidad beneficia a 5.3 millones de usuarios a nivel nacional, lo que equivale aproximadamente a 24 millones de peruanos. Está dirigido a los sectores de menos ingresos económicos que son los que tienen un consumo de hasta 125 kWh, los usuarios de zonas rurales que son atendidas con sistemas fotovoltaicos (paneles solares) y los que tienen una medición colectiva.

En el marco de la declaración del estado de emergencia nacional sanitaria, como consecuencia de la pandemia originada por el virus COVID – 19, y a fines de mantener el suministro eléctrico, se publicó en **Uruguay** el decreto que exhorta a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a suspender los cortes de suministro de energía eléctrica que correspondiere disponer por el no pago de servicios, a los usuarios de planes generales y residenciales. Por otra parte, valorando la conveniencia de seguir promoviendo el apoyo a la cadena productiva láctea nacional, y aprovechando la disponibilidad energética; se publicó el Decreto que exhorta a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a mantener durante el año 2020 el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea, tal y como se ha venido haciendo desde el 2017 con renovaciones periódicas. El referido programa implica un descuento mensual en el cargo por energía sin IVA. Asimismo, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a solicitud del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), otorgó beneficios a diversas instituciones afectadas por los efectos económicos del COVID-19. A tales efectos vía resolución se aprobó la exoneración del pago de cargos fijos y potencia de energía eléctrica a instituciones educativas y culturales. Además, se permitió a hoteles y restaurantes financiar el 70% de sus facturas, sin multas ni recargos, y abonarlas en cuotas.

2.3 Electrificación Rural o Universalización de la electricidad

Con el propósito de proveer de energía eléctrica a la población brasileña residente en regiones remotas de la Amazonía Legal, **Brasil**, vía Decreto, estableció el Programa Nacional de Acceso y Uso Universal de Energía Eléctrica en la Amazonía Legal - Más Luz para la Amazonía. Al tenor de las disposiciones del Decreto se prioriza el servicio para: familias de escasos recursos inscritas en el Registro Único de Programas Sociales del Gobierno Federal; familias beneficiarias de programas del gobierno federal, estatal o municipal cuyo objeto sea el desarrollo social y económico; asentamientos rurales, comunidades indígenas, territorios quilombolas y otras comunidades ubicadas en reservas extractivas o directamente impactadas por proyectos de generación o transmisión de energía eléctrica cuya responsabilidad no es del propio concesionario; escuelas, puestos de salud, pozos de agua comunitarios; y familias residentes en unidades de conservación.

A sus efectos de garantizar correspondencia con las modificaciones realizadas a la Ley General de Electrificación Rural en 2015, **Perú** aprobó un nuevo Reglamento que deroga el publicado en 2007 y establece las disposiciones pertinentes al planeamiento, financiamiento, ejecución, derechos eléctricos, transferencia de las obras, y proyectos de usos productivos de la electricidad. En lo que respecta a los temas de planeamiento de las inversiones de los Sistemas Eléctrico Rural (SER), y los usos productivos de la electricidad, el nuevo Reglamento, busca optimizar el proceso de planificación, mediante la ampliación de los objetivos del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), la definición de sus alcances del componente de largo y mediano plazo, el establecimiento de los lineamientos generales para su formulación, elaboración, aprobación y actualización, y la modificación de los criterios de priorización para la incorporación de los proyectos en el PNER. A tales efectos se amplía la lista de proyectos cuya ejecución se efectúa con cargo a los recursos de electrificación rural, y se incluyen disposiciones orientadas a establecer el procedimiento para solicitar y evaluar el financiamiento de las inversiones calificadas

como SER de usos productivos, obras destinadas a superar deficiencias por incumplimiento de las normas técnicas, y los costos de operación y mantenimiento de los proyectos renovables no convencionales. Con la finalidad de procurar que la ejecución de los proyectos y obras del PNER pueda ser efectuada en forma oportuna, el nuevo Reglamento, prevé un régimen especial y simplificado para obtener los derechos eléctricos cuya emisión corresponde al Ministerio de Energía y Minas.

3. HIDROCARBUROS

3.1 Exploración, explotación y transformación

Con el propósito de incrementar la competitividad y el atractivo de las áreas a ofertar en las rondas de licitación para la exploración y producción de petróleo y gas natural, **Brasil** instituyó el Programa de Mejoramiento de las Licitaciones de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural y su Comité Ejecutivo Interministerial, competente para perfeccionar la gobernanza y metodología de las rondas de licitación.

A fines de garantizar más recursos de regalías para las zonas productoras se publicó en **Colombia** la ley que regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías y su reglamento. El referido instrumento legal determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. La ley plantea entre los objetivos y finalidades del Sistema general de regalías: crear condiciones de equidad en la distribución de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, promover el carácter contracíclico de la política económica y mantener estable el gasto público a través del tiempo; propiciar la adopción de mecanismos de inversión de los ingresos minero energéticos que prioricen su distribución hacia la población que vive en situación de pobreza; propiciar los mecanismos de participación ciudadana, las prácticas de buen gobierno y la gobernanza territorial, así como la protección y recuperación ambiental; entre otros. Por otra parte, se aprobó la ley que establece normas y criterios dirigidos a priorizar la prestación de servicios públicos dentro de los programas de beneficio de las comunidades, en los contratos de exploración y producción de hidrocarburos en etapa de producción, y en los contratos de gran minería en etapa de explotación. En materia de hidrocarburos se determina que la inversión en los Programa de Beneficio de Comunidades en etapa de exploración y producción no podrá ser inferior al 1% del valor total de la inversión contenida en cada fase del Programa exploratorio Mínimo, Adicional o Posterior. El incumplimiento de lo establecido en la Ley dará lugar a la imposición de sanciones o multas en los respectivos contratos.

Se expidió en **Ecuador** nuevo Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas en sustitución del aprobado en el año 2001. El referido instrumento reglamentario extiende su alcance a todas las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios, o asociaciones que realicen actividades en Operaciones Hidrocarburíferas, a nivel nacional, en sus diferentes fases técnicas y operacionales. Entre otras disposiciones se determina que el operador que, de manera voluntaria, implemente infraestructura, adquiera o innove tecnología, y/o desarrolle proyectos articulados con energía renovable, eficiencia energética, producción más limpia, buenas prácticas ambientales, eliminación de sustancias tóxicas, vertidos, descargas, emisiones, uso y manejo sostenible de recursos ambientales y otras acciones que contribuyan a mitigar el Cambio Climático o incrementar la resiliencia frente a eventos climáticos, conservación de biodiversidad, restauración de ecosistemas, podrá acceder a incentivos ambientales de conformidad con el Código Orgánico del Ambiente, su reglamento y normativa expedida para el efecto.

3.2 Almacenaje, transporte, comercialización y consumo

Bolivia emitió el Decreto Supremo que permite al Ente Regulador del sector de hidrocarburos fijar en el corto plazo una tarifa de transporte adecuada que asegure el costo más bajo a los usuarios, precautelando la seguridad y continuidad del servicio a través de la expansión de los sistemas de transporte, en el territorio nacional, derogando así las últimas reformas realizadas al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

A fines de prevenir y evitar todo tipo de peligro en la manipulación de combustibles o inflamables **Chile** introdujo modificaciones al Reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación,

transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos aprobado en 2009. Al tenor de las reformas los propietarios u operadores de instalaciones de Combustibles Líquidos que los refinen, produzcan, almacenen, distribuyan y transporten, podrán suministrarlos únicamente a las instalaciones que cuenten con: Registro de Inscripción de la Superintendencia; Certificación y/o Inspección periódica de la instalación y de sus tanques y tuberías, según corresponda, de acuerdo a la normativa vigente, y que a la vista no presenten riesgo inminente; todo tanque enterrado que deje de operar por más de un (1) año o que cumpla una antigüedad máxima de 30 años, contados desde la fecha de fabricación que consta en su placa de certificación, se deberá cerrar permanentemente o ser extraído del sitio; entre otras medidas de seguridad exigidas para transportes y envases de combustibles líquidos.

Se expidió en **Ecuador**, el Decreto Ejecutivo que reforma el Reglamento de Regulación de Precios de Derivados de Petróleo, vigente desde 2005. La referida reglamentación considera un nuevo sistema de precios de mercado para la comercialización de los combustibles aplicable a partir del 11 de julio de 2020. A tales efectos la Empresa Pública Petroecuador aplicará la fijación y publicación de precios en terminal de las gasolinas extra, ecopaís (extra con etanol) y diésel para los segmentos automotriz, camaronero, atunero y pesquero, a través del mecanismo técnico de banda móvil del más/menos el 5%. La EP Petroecuador realizará hasta el día 10 de cada mes, los cálculos en función de los costos de la abastecedora de combustibles y de los precios de venta del mes anterior, para que, a partir de las 0h00 del día 11, se reflejen los nuevos precios de los combustibles en cada una de las estaciones de servicios públicas y privadas a escala nacional. El nuevo sistema de bandas se propone controlar el precio de los derivados de petróleo para que el alza o disminución de precios no sean ni mayores, ni menores al 5% respecto al precio del mes anterior. El sistema se plantea proteger a los consumidores con relación a aumentos drásticos en el precio del barril del crudo referencial West Texas Intermediate (WTI). Este nuevo sistema de precios para los combustibles no contempla el incremento del costo del gas para uso doméstico, agrícola y vehicular, los que se mantienen congelados, sin variaciones en su distribución. La nueva Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos No Renovables (ARC), será la entidad encargada de realizar el control de la aplicación del sistema de bandas en las abastecedoras y comercializadoras de combustibles a nivel nacional. Por otra parte, tomando en cuenta que el gobierno autorizó a la iniciativa privada la libre importación de combustibles que cumplan con las Normas Técnicas de Calidad de los Combustibles que se comercializan en el país, y que por tanto se dispuso que las empresas Públicas deberán facilitar la infraestructura a cambio del pago de una tarifa razonable por volumen y permanencia, para la importación, recepción transporte, almacenamiento, y despacho de combustibles, con su costo y margen; la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador fijó la tarifa única por el uso de la infraestructura del sistema de poliductos, que la Empresa Pública EP PETROECUADOR o quien haga sus veces, cobrará a los usuarios de los sistemas de poliductos. Asimismo, se fijan las tarifas correspondientes al uso de muelles y uso de almacenamiento. Adicionalmente, dada la necesidad de una actualización regulatoria que guarde concordancia con las actuales políticas económicas del Estado, se expidió un nuevo Reglamento para la Autorización de factibilidades de nuevos centros de distribución de derivados de petróleo y sus mezclas, en sustitución del vigente desde 2018 considerando que contenía disposiciones que limitaban el accionar técnico y administrativo de la otrora Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (actualmente fusionada en la "Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables").

Tomando en cuenta que las medidas de confinamiento y aislamiento decretadas para enfrentar la pandemia de COVID-19 han generado una disminución sin precedentes de los volúmenes de venta de los combustibles líquidos, a tal punto que en algunos casos no se pueden sostener los gastos que implica la logística y manejo de los combustibles a nivel nacional, la Secretaría de Energía de **Panamá**, vía Resolución, adoptó el procedimiento para autorizar el cierre temporal de las estaciones de servicio a nivel nacional, que así lo soliciten.

3.3 Petróleo y derivados

En el marco del Programa Hogar, el gobierno Nacional de **Argentina** e YPF ampliaron la red de distribución de garrafas de Gas Licuado de Petróleo, de 86 a 937 estaciones de servicio, ubicadas en todo el país para garantizar el abastecimiento a un precio regulado. El Programa Hogar es una de las políticas públicas del Estado Nacional para los hogares no conectados a la red de gas natural. Consiste, por un lado, en la fijación del precio máximo de la garrafa para todos los usuarios y, por el otro, en el otorgamiento de un beneficio a los sectores vulnerables a través de la Administración Nacional de Seguridad Social (ANSES) que alcanza a más de 2 millones de hogares. A esta medida se suma el aumentó del subsidio a la garrafa de GLP para 2,300,000 beneficiarios del Programa Hogar

(jubilados y trabajadores que cobren menos de dos salarios mínimos y que no tengan servicio de gas por redes). Valorando las diferencias existentes entra las características de los combustibles líquidos derivados del petróleo para uso marino y las de los combustibles líquidos para otros usos, en **Chile** se publicó el Decreto que fija las especificaciones y requisitos que deben cumplir los combustibles para uso marino que se utilicen en los motores diésel y calderas de las embarcaciones, previo al tratamiento convencional a bordo, tales como sedimentación, centrifugación o filtración. Las especificaciones nacionales establecidas comprenden: siete categorías de combustibles marinos destilados, denominados petróleos diésel para uso marino, incluyendo aquellos combustibles utilizados en motores diésel para emergencias dentro de las embarcaciones; y seis categorías de combustibles residuales, denominados petróleos residuales para uso marino.

En el marco del Estado de Emergencia, **Colombia** vía Decreto adoptó medidas para mitigar los efectos económicos generados por la pandemia de COVID-19 en el sector transporte e infraestructura, al tenor de las cuales disminuyó, hasta el 31 de diciembre de 2021, la tarifa del Impuesto sobre las Ventas a la gasolina Jet A1 y/o gasolina de aviación 100/130, con la finalidad de generar condiciones favorables para la reactivación del transporte aéreo así como para evitar una reducción drástica tanto de demanda como de la oferta en ese servicio público esencial; y tomando en cuenta que para asegurar la debida aplicación de esta medida, es necesario precisar el tratamiento que se le deben dar a los inventarios con los que cuentan los distribuidores minoristas de gasolina Jet A1 y/o gasolina de aviación 100/130 a la entrada en vigencia del referido Decreto, a fin de evitar una caída abrupta de las inversiones en hidrocarburos y minería, debido a la disminución de la demanda y de los precios, se establecieron medidas para incentivar la continuación de las inversiones proyectadas por las empresas e incluidas en los acuerdos contractuales. En este sentido, tomando en cuenta que de la realización de estas inversiones dependen gran parte de los ingresos de recursos para las rentas nacionales y territoriales, así como la auto sostenibilidad energética, se estableció un incentivo dirigido a otorgar el flujo de caja necesario a las empresas petroleras y mineras, para evitar la suspensión y/o postergación de las inversiones a las que están obligadas por acuerdos contractuales o que estaban proyectadas en el país. Entre las medidas aprobadas constan: disminución del impuesto generado por las operaciones gravadas, por deducciones u operaciones anuladas, rescindidas o resueltas; aplicación del mecanismo del Certificado de Reembolso Tributario (CERT), entre otros. Adicionalmente, durante la vigencia de la Emergencia Sanitaria se podrán destinar recursos del desarrollo de infraestructura de gas natural para la atención de subsidios, a tales efectos los recursos disponibles del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural, para financiar las acometidas internas y medidores de los proyectos de infraestructura financiados a través de este Fondo, se podrán utilizar para subsidiar hasta la totalidad del costo de la prestación. Por otra parte y con el objetivo de actualizar y mejorar el marco normativo del sector de explotación, refinación, distribución y transporte de hidrocarburos, en aspectos regulatorios y técnicos que permitan incluir la sostenibilidad ambiental, perfeccionar lo referente a continuidad, disponibilidad y confiabilidad al suministro se realizaron modificaciones al Decreto Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía de 2015, al tenor de las cuales se determina que El Ministerio de Minas y Energía podrá expedir el Plan de Continuidad en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles y el Plan de Expansión de la red de poliductos, a partir de los proyectos que adopte del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos de la UPME, que deberá contener el listado de proyectos y servicios elegibles y requeridos para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad de la cadena de combustibles líquidos en el corto, mediano y largo plazo; y tener en cuenta las proyecciones de niveles de oferta y demanda de crudo, de combustibles líquidos derivados del petróleo y de biocombustibles, así como las condiciones actuales de la infraestructura de la cadena de abastecimiento.

Se publicó en **Costa Rica** la ley dirigida a sancionar las actividades ilícitas relacionadas con la introducción ilegal de combustibles derivados del petróleo y sus mezclas, en el territorio nacional y con el apoderamiento ilegal de combustibles derivados del petróleo y sus mezclas, que sean propiedad de la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope). La referida ley hace constar de manera expresa que la importación exclusiva de combustibles derivados del petróleo le corresponde a Recope, como empresa pública que administra el monopolio del Estado en la importación, refinación, distribución al mayoreo del petróleo crudo y sus derivados; y que, por lo tanto, toda importación realizada por un tercero no autorizado por Recope es ilegal. Al tenor de la ley se prevén como actividades ilícitas las siguientes: Daño al Sistema Nacional de Combustibles, Robo de combustibles derivados del petróleo o sus mezclas, Transporte y distribución ilegal de combustibles derivados del petróleo o sus mezclas, Introducción ilegal de combustibles derivados del petróleo o sus mezclas, entre otras. Las sanciones previstas implican en todos los casos pena de prisión. Por otra parte, a efectos de reactivar el turismo se estableció una

rebaja en el precio de venta del jet fuel pagado por las líneas aéreas, modificando el Decreto mediante el cual la gasolina de aviones subsidiaba el gas licuado de petróleo, el búnker, el asfalto y la emulsión asfáltica, lo que significaba una recarga en el precio de venta del jet fuel que pagaban las líneas aéreas. Este pago afectaba el costo de los boletos aéreos hacia y desde Costa Rica, lo que llevaba a las líneas aéreas a incurrir en mayores gastos de operación o a viajar con sobrecarga de combustibles para evitar adquirirlos en el país. A partir de esta medida corresponde a la Autoridad Reguladora de Servicio Públicos (ARESEP) la fijación del nuevo precio del combustible para aviones, eliminando ese subsidio, para garantizar que el precio de los combustibles sea eficiente y coadyuve a la competitividad del país, así como el cumplimiento de los objetivos y metas del Plan nacional de desarrollo turístico de Costa Rica 2017 – 2021.

A fin de ajustar la normativa vigente a los requerimientos actuales, guardando concordancia con los intereses nacionales y buenas prácticas de la industria hidrocarburífera, **Ecuador** expidió un nuevo "Reglamento para la Calificación, Autorización, Renovación, Suspensión y Extinción de las Actividades de Abastecimiento de Derivados de Hidrocarburos, Biocombustibles, sus Mezclas, incluidos el GLP y Gas Natural".

Con el objeto de mitigar los efectos ocasionados por la pandemia de COVID-19, **Perú**, vía Decreto dictó medidas excepcionales de compensación destinadas a los beneficiarios del Programa de Compensación Social y Promoción para el acceso al GLP con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético, consistentes en el otorgamiento (por una única vez) de un Vale de Descuento FISE adicional a los Usuarios FISE activos para la adquisición de un balón GLP de hasta 10 kg. Asimismo, en el marco de la declaratoria de estado de emergencia vía Decreto se facultó al Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería (OSINERGMIN) para dictar medidas transitorias que permitan exceptuar a los agentes que realicen actividades de hidrocarburos del cumplimiento de ciertas disposiciones de carácter administrativo contenidas en los reglamentos de comercialización y de seguridad. Esta disposición responde a la necesidad de asegurar la continuidad de abastecimiento y normalización del suministro de los combustibles y derivados de los hidrocarburos. Por otra parte, se excluyó al Gas Licuado de Petróleo (GLP) y al Diésel BX de la lista de productos sujetos al Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo. La medida se fundamenta en la necesidad de fortalecer la sostenibilidad del Fondo valorando que la existencia del GLP envasado en su ámbito no traslada de manera adecuada los efectos esperados de estabilización al precio del balón de GLP que pagan los usuarios finales, y que la existencia de un precio diferenciado para el GLP envasado a granel y para el Diésel BX destinado al uso vehicular (Diésel B5 UV) ha generado distorsiones en los precios, y problemas en la cadena de comercialización, lo que dificulta su fiscalización. Esta medida facilita el traslado de la caída de los precios internacionales de estos productos en beneficio de los consumidores peruanos. Para tal decisión también se consideró que el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) asigna recursos para la compensación social y el acceso al GLP de los sectores vulnerables, tanto urbanos como rurales; y que, se encuentra en ejecución el Programa de Compensación Social y Promoción para el Acceso al GLP que consiste en la entrega de un vale de descuento para la compra de un balón de gas de GLP de hasta 10 kg, lo que permite brindar una compensación económica debidamente focalizada a la población de menores recursos para la adquisición de GLP envasado, ante la volatilidad del precio internacional del petróleo. También se aprobaron modificaciones a las disposiciones que regulan la cadena de comercialización de GLP. Las reformas (aplicadas al Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, al Reglamento de Seguridad para Instalaciones y Transporte de Gas Licuado de Petróleo, y al Reglamento de Establecimientos de Gas Licuado de Petróleo) están dirigidas a: contar con una mejor precisión al momento del control de peso de los balones de GLP, perfeccionar disposiciones relativas a las condiciones de seguridad aplicables a los sistemas de protección contra incendio, implementos de seguridad en las Plantas Envasadoras y Transporte de GLP para un desarrollo seguro en las operaciones de comercialización, y precisar el alcance de las actividades de algunos agentes de la cadena de comercialización de GLP.

En el marco de la Ley de Urgente Consideración (LUC), **Uruguay** realizó reformas a la regulación del mercado de petróleo y derivados al tenor de las cuales queda a cargo del Poder Ejecutivo la aprobación del precio de venta de los diferentes combustibles producidos por la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), con entrega en cada una de sus plantas de distribución, previo informe preceptivo de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP). El informe de la URSEA deberá explicitar, para cada uno de los productos el precio de paridad resultante de importar el producto terminado y hacerlo disponible en las plantas de distribución de ANCAP incluyendo las tasas e impuestos correspondientes a este tramo de la cadena. El Poder Ejecutivo

actualizará con una periodicidad no mayor a sesenta días, los precios definidos y el precio máximo de venta al público. A tales fines se encomienda a URSEA realizar en un plazo de sesenta días contados a partir de la vigencia de la ley, una revisión integral de su metodología de cálculo de Precios de Paridad de Importación. Asimismo, se determina que URSEA deberá tener especial consideración sobre las regulaciones acerca de los agrocombustibles, previendo las condiciones necesarias para asegurar el permanente suministro a la población. Por su parte el Poder Ejecutivo, en un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la vigencia de la ley deberá presentar a la Asamblea General una propuesta integral de revisión, tanto legal como reglamentaria, del mercado de combustibles. Posteriormente, cumpliendo con la reglamentación de las reformas vía Decreto se especifica la metodología del cálculo del precio de paridad de importación correspondiente a combustibles comercializados en Uruguay.

3.4 Gas Natural

A fin de viabilizar de forma inmediata las inversiones dirigidas a aumentar la producción de gas natural en todas las cuencas nacionales y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producto de sus yacimientos, vía decreto ejecutivo **Argentina** declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República la promoción de la producción del gas natural y aprobó el "Plan de Promoción de la Producción del gas natural argentino – esquema de oferta y demanda 2020-2024, basado en un sistema competitivo en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST). En el PIST el precio del gas surgirá de la concurrencia en el mercado, en un marco de libre competencia, sujeto a las condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos de la iniciativa, tales como la obligación de invertir para evitar la declinación de la producción. Se fija un precio tope a los efectos de fomentar un nuevo nivel para que el gas en el PIST incorpore la curva de eficiencia del último lustro. El referido Plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de la compañía administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. Este instrumento de planificación también se propone proteger los derechos de los usuarios del servicio de gas natural; promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera; sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional; coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno; generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos; otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica; y establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de la política energética nacional. Se establece como autoridad de aplicación del plan a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía. El Plan prevé un volumen base total de setenta millones de metros cúbicos (70 Mm^3) por día para los trescientos sesenta y cinco (365) días de cada año calendario de duración del esquema. Este volumen base podrá ser modificado por la Secretaría de Energía a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda. Por otra parte, con el objetivo de mitigar los efectos de la pandemia, por vía legislativa se creó, con carácter de emergencia y por única vez, un aporte solidario extraordinario, obligatorio, a recaer sobre las personas naturales y sociedades indivisas residentes en el país, según sus bienes existentes a la fecha de entrada en vigencia. Un 25% de los recursos recaudados serán aplicados a financiar programas y proyectos de exploración, desarrollo y producción de gas natural, aprobados por la Secretaría de Energía de la Nación, en el marco de la declaración del interés público nacional de esta actividad, a través de Integración Energética Argentina S.A., que viabilizará estos proyectos proponiendo y acordando con YPF S.A., en forma exclusiva, las distintas modalidades de ejecución. Integración Energética Argentina S.A. deberá reinvertir las utilidades provenientes de estos proyectos, en nuevos proyectos de gas natural durante un plazo no inferior a diez (10) años a contar desde el inicio de vigencia del régimen de aporte.

En el marco del Programa Novo Mercado de Gas, el Ministerio de Minas y Energía (MME) de **Brasil** publicó normas sobre la propuesta para ampliar, bajo régimen de autorización, los sistemas de transporte de gas natural de Nova Transportadora do Southeast (NTS) y Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S.A. (TBG). La medida permitirá a los transportistas iniciar procesos para ampliar sus respectivos sistemas de gasoductos, con el fin de atender las nuevas demandas de servicios de transporte en las regiones donde operan. En este contexto se aprobaron reformas a Ley N ° 11.909 de 2009, para crear el Fondo de Ampliación de Gasoductos para Transporte y Flujo de Producción (Brasduto), con recursos del Fondo Social del Presal, creado por Ley 12.351 de 2010. Las modificaciones se dirigen a lograr la ampliación de la red de gasoductos con un porcentaje de la

comercialización del petróleo que pertenece a la Unión en los contratos de exploración del presal bajo régimen de reparto. Se prevé, que, con el aumento de la producción de petróleo y gas natural en los campos subastados bajo el régimen de producción compartida, habrá un crecimiento significativo de los recursos por la venta del excedente de petróleo de la Unión y que de esta forma no se afectarán los gastos en salud y educación cubiertos con los recursos del Fondo Social del Presal.

Entró en vigencia en **Ecuador**, el Decreto Ejecutivo que reforma el Reglamento de Regulación de Precios de Derivados de Petróleo, publicado en el año 2005. Al tenor de las modificaciones se autoriza a la empresa privada a importar libremente gas industrial, gasolinas, gas natural, diésel, jet fuel, avgas, absorbentes y otros derivados destinados a nueve sectores económicos; entre ellos, industrial, comercial, naviero y aéreo. La nueva regulación no implica modificaciones ni a la venta de combustibles para el sector automotriz ni para el gas de uso doméstico, que seguirá a cargo de Petroecuador.

Con el objetivo de promover la generación de energía eléctrica a base de gas natural, se expidió en **Nicaragua** la Ley Especial para el Desarrollo del Proyecto Central Puerto Sandino, conformado por el diseño, desarrollo, ingeniería, financiamiento, construcción, titularidad, posesión, operación, mantenimiento y administración de una solución energética a base de gas natural, que incluye almacenamiento, transporte de GNL y gas natural, regasificación y generación de energía eléctrica. En el marco de esta ley especial se declara de utilidad pública y de interés social el desarrollo del Proyecto, para la generación de energía eléctrica a base de gas natural. La ley otorga al proyecto incentivos fiscales entre otras prerrogativas.

4. FUENTES RENOVABLES

Incentivos

Brasil instituyó el Sello de Biocombustible Social (que sustituye al Sello de Combustible Social) y estableció disposiciones sobre los coeficientes de reducción del Aporte al Programa de Integración Social y al Programa de Formación del Patrimonio Funcionario y el Aporte Social para Financiamiento de la Seguridad Social, incidente en la producción y comercialización de biodiesel, y en los términos y condiciones para el uso de tarifas diferenciadas. A tales efectos se otorgará el Sello Social de Biocombustible al productor de biodiesel que promueva la inclusión productiva de los agricultores familiares que están incluidos en el Programa Nacional de Fortalecimiento de la Agricultura Familiar - Pronaf y que les abastecen de materias primas; y acredite la regularidad fiscal con el Sistema Único de Registro de Proveedores - Sicaf. Con el Sello Social Biocombustible el productor tendrá el derecho a beneficiarse de políticas públicas específicas orientadas a promover la producción de combustibles renovables con inclusión social y desarrollo regional; y podrá utilizarlo con el propósito de promover comercialmente su producción. En este escenario el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) publicó resoluciones sobre biocombustibles dirigidas a mejorar el sector eléctrico. A tales efectos se establecen los lineamientos del nuevo modelo de comercialización de biodiesel en todo el país, en sustitución de las subastas públicas, que actualmente son impulsadas por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) y operadas por Petrobras. Por otra parte, se instituye un Grupo de Trabajo para analizar y emitir opinión sobre la inclusión de biocombustibles para uso en el ciclo del diésel en la Política Nacional de Energía. Por otra parte, se aprobaron reformas a la Ley N ° 13.203 de 2015, que establecen nuevas condiciones para la renegociación del riesgo hidrológico de la generación de energía eléctrica. Al tenor de las modificaciones los titulares de centrales hidroeléctricas participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) serán compensados por los efectos ocasionados por proyectos hidroeléctricos con prioridad de licitación e implementación indicados por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), derivada de: restricciones en el flujo de energía debido a retrasos en la entrada en operación o entrada en operación en una condición técnica insatisfactoria de las instalaciones de transmisión de electricidad destinadas al flujo; y de la diferencia entre la garantía física otorgada en la fase de motorización y los valores de agregación efectiva de cada unidad generadora motorizada al SIN, según criterios técnicos aplicados por la autoridad otorgante a las demás centrales hidroeléctricas. La compensación considerará la actualización del capital gastado, tanto por el Índice Nacional Amplio de Precios al Consumidor (IPCA) como por la tasa de descuento prevista. El texto permite la extensión del plazo de concesión para las centrales hidroeléctricas que tuvieron pérdidas económicas por falta de lluvias y retrasos en la operación de grandes generadores. Con la extensión de los contratos previstos, los

operadores hidroeléctricos serían compensados por parte de los gastos con riesgo hidrológico. En este contexto, la empresa generadora debe desistir de emprender acciones legales contra el gobierno.

Valorando que en 2018 se introdujeron diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos dirigidas a incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales, e incorporando una normativa específica que posibilita la generación de energía eléctrica para autoconsumo y la inyección de los excedentes, se aprobó en **Chile** el Reglamento que determina las disposiciones aplicables en materia de generación distribuida destinada para el autoconsumo. En particular se regula el procedimiento para la conexión del equipamiento de generación y el costo de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes, los límites a la conexión y a las inyecciones de los equipamientos de generación que no requieren de obras adicionales, las mediciones y valorización de las inyecciones y los traspasos de excedentes de energías renovables no convencionales, así como las demás materias necesarias para el adecuado desarrollo de la generación distribuida para el autoconsumo.

Colombia aprobó, vía legislativa, la autorización al gobierno nacional para financiar con aportes del Presupuesto General de la Nación y el Sistema General de Regalías la participación de las entidades territoriales en proyectos de generación de energías alternativas renovables. La referida autorización está dirigida a promover la participación territorial en proyectos de distribución, comercialización y autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como la biomasa, aprovechamientos hidroeléctricos, energía eólica, geotérmica, solar, de los mares entre otras. La ley prioriza la ejecución de proyectos en el sector rural y la contratación laboral local.

Nicaragua aprobó reformas legislativas dirigidas a promover la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, ampliar la cobertura y reducir la tarifa al consumidor. Las modificaciones implican un proceso de renegociación voluntaria de los contratos de compra venta de energía suscritos con los generadores, para acceder a una extensión del plazo de exoneración del Impuesto sobre la Renta (IR), siempre y cuando estos decidan negociar una disminución en el precio de compra de energía. Los generadores geotérmicos podrán aplicar a una extensión de 2 años, mientras que los generadores por otras fuentes podrán obtener hasta 5 años. Para poder acogerse a este proceso de negociación y posible extensión del beneficio, los generadores deberán haber negociado y firmado un nuevo contrato a más tardar al 31 de octubre de 2020. En el marco de la reforma se modifica de modo permanente una disposición referida a la banda del precio a pagar por el kWh en la comercialización fuera de los contratos con el Distribuidor. Anteriormente la banda incluía un precio mínimo y un precio máximo, y a partir de la reforma solamente se mantiene el límite máximo en 6.5 centavos de dólar por kWh.

5. *ENERGÍA Y AMBIENTE*

Contaminación, emisiones y cambio climático

Argentina publicó la denominada “Ley Yolanda” dirigida a garantizar a los funcionarios públicos, una formación integral en ambiente, con perspectiva de desarrollo sostenible y con especial énfasis en cambio climático. A tales efectos se establece la capacitación obligatoria en la temática ambiental para todos los funcionarios públicos de cualquier nivel o jerarquía en el poder ejecutivo, legislativo y judicial de la Nación. La autoridad de aplicación deberá garantizar la participación de instituciones científicas especializadas en la materia, así como de la sociedad civil y sus organizaciones, en el marco del proceso de confección de los lineamientos generales de la capacitación, los que deberán contemplar como mínimo información referida al cambio climático, a la protección de la biodiversidad y los ecosistemas, a la eficiencia energética, a las energías renovables, a la economía circular, al desarrollo sostenible, y a la normativa ambiental vigente. Por otra parte, se aprobó la reglamentación de la Ley de presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático, contemplando los criterios de simplicidad, aplicabilidad e iteración, garantizando el régimen federal y los procesos participativos de cada jurisdicción. El referido reglamento guarda correspondencia con las disposiciones contenidas en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en el Protocolo de Kyoto y en el Acuerdo de París, y establece un sistema de protección climático en todo el territorio nacional. Además, contempla la transversalización de la perspectiva de género como un aspecto clave en el proceso de diseño e implementación de las políticas públicas climáticas a nivel nacional y jurisdiccional, y empodera a los jóvenes como actores significativos para visibilizar la urgencia climática y sus consecuencias para las generaciones actuales y futuras.

En **Brasil**, vía decreto se crearon nuevos mecanismos para la emisión de bonos verdes con miras a financiar proyectos de infraestructura que brinden beneficios ambientales o sociales relevantes. Por otra parte, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) aprobó una Resolución para establecer metas anuales obligatorias de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para la venta de combustibles en el marco de la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio). Las metas se definen en Unidades de Crédito de Descarbonización (CBIO) y consideran los impactos recientes de la pandemia de COVID-19 en el mercado de combustibles en el corto y mediano plazo.

En **Chile**, mediante resolución de la Subsecretaría de Energía se comunicó a la Subsecretaría del Medio Ambiente, el inicio del procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica aplicable a la actualización de la Política Energética de Chile al año 2050. El contenido de la Evaluación está dirigido a incorporar el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad al 2050, entre otras consideraciones ambientales y de sustentabilidad aplicables al proceso requerido para alcanzar la meta de consolidar a la sustentabilidad en todas sus dimensiones como foco permanente del sector energético.

Costa Rica aprobó un ajuste en las fechas señaladas en el Reglamento para el Control de las Emisiones Contaminantes Producidas por los Vehículos con Motor de Combustión Interna vigente desde 2016. Sobre la base de la reforma las especificaciones técnicas de los sistemas de reducción de emisiones para vehículos de encendido por compresión determinadas serán aplicables a los vehículos con motor a diésel que ingresen a partir del 1º de enero del 2018 y no a los que ingresaron a partir del 1 de enero de 2017 como estaba anteriormente previsto. Asimismo, la obligación de contar con sistema de recirculación de gases de escape, purga del cárter del motor y bomba de inyección con controlador electrónico, u otras tecnologías que produzcan efectos equivalentes aplicarán para los vehículos con motor a diésel que ingresen a partir del 1º de enero del 2018, y la exigencia de contar, además, con convertidor catalítico de tres vías y filtro de partículas, u otras tecnologías que produzcan efectos equivalentes se aplicará para los que ingresen al país a partir del 1° de enero de 2022. Adicionalmente se reformula el cronograma de normas de cumplimiento de estándares de emisiones según años de importación de vehículos nuevos y usados de las categorías automóviles y carga liviana de hasta 3,500 kilogramos de peso bruto, exigiéndose el cumplimiento de la norma Euro 4, Tier 2 o superior a los que ingresaron a partir del 1 de enero de 2018 y la norma Euro 6, Tier 3 o superior a los que ingresen a partir del 1 de enero de 2022. Estas medidas permiten una mejor actuación a las entidades competentes, al contar con una nueva normativa adaptada a los elementos técnicos y legales necesarios para asegurar la debida aplicación y preservación de las disposiciones de la Ley Orgánica del Ambiente, así como de lo prevenido por la Organización Mundial de la Salud (OMS) con respecto a las afectaciones de la salud pública y la conservación del medio ambiente.

México aprobó reformas a la Ley General de Cambio Climático dirigidas fundamentalmente a adaptar el texto a la extinción del fideicomiso denominado Fondo para el Cambio Climático creado en 2012. A tales efectos se adiciona un título referido a los recursos dirigidos a apoyar la implementación de acciones para enfrentar el cambio climático cuyas fuentes coinciden con las que otrora integraban el patrimonio del fondo. La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) tendrá a su cargo la administración y operación de estos recursos. Al tenor de la reforma se hace constar de manera expresa en la ley que en la aplicación de los recursos se dará prioridad a las acciones relacionadas con la Adaptación. Adicionalmente, la Secretaría de Energía (SENER) publicó la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. El objetivo principal del referido instrumento se centra en fomentar la reducción de emisiones contaminantes originadas por la industria eléctrica y reducir bajo criterios de viabilidad económica la dependencia del país de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía. La nueva estrategia determina las siguientes metas de generación de energías limpias para el año 2024: el 35.1% de la generación eléctrica total; en 2033, el 39.9%; y en 2050, el 50% de la generación eléctrica total. Por otra parte, a fines de establecer los requerimientos metrológicos y metodologías de medición necesarios que deben emplearse en Centrales Eléctricas que requieren obtener los valores de las variables a utilizar en la determinación de la ELC (energía libre de combustible), se expidió la Norma Oficial Mexicana NOM-017-CRE-2019, que contiene los métodos de medición de variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible y procedimiento para la evaluación de la conformidad. La referida norma es aplicable a las Centrales Eléctricas que requieran obtener los valores de las variables para la determinación de la ELC en términos de las Disposiciones de Eficiencia y ELC cuando utilicen cualquiera de los siguientes procesos de generación: Centrales Eléctricas con procesos de cogeneración eficiente, Centrales Eléctricas Limpias que

utilizan combustibles fósiles, Tecnologías de bajas emisiones y centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono, Centrales Eléctricas con aprovechamiento del hidrógeno y Centrales hidroeléctricas. Están excluidas de su aplicación las Centrales Eléctricas que cuenten con un permiso de Cogeneración y se encuentren acreditadas como cogeneración eficiente en términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, siempre y cuando su Contrato de Interconexión Legado se mantenga vigente.

A fin de optimizar y agilizar el procedimiento de remediación ambiental **Perú** realizó modificaciones al Reglamento de la Ley que crea el Fondo de Contingencia para Remediación Ambiental, aprobado por Decreto Supremo para el financiamiento de las acciones de remediación ambiental de sitios impactados como consecuencia de las actividades de hidrocarburos, que impliquen riesgos a la salud y al ambiente y ameriten una atención prioritaria y excepcional del Estado. Al tenor de la reforma se reformulan las funciones de la Junta de Administración, del Fondo de Promoción de las Áreas Naturales Protegidas del Perú (PROFONANPE) y del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA); además se establecen otras disposiciones administrativas relacionadas con las obligaciones de las empresas responsables de los impactos.

6. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Argentina estableció nuevas excepciones, en determinados usos específicos, a la prohibición a la importación y comercialización de lámparas halógenas establecida para todo el territorio nacional desde el 31 de diciembre de 2019. Para la toma de esta decisión se valoró que las lámparas halógenas diseñadas para uso industrial o comercial no resultan reemplazables de manera directa por otras de bajo consumo y/o tecnología LED debido, entre otros factores, a cuestiones técnicas como las longitudes de onda de luz que estas emiten y su potencia calorífica; y que al tratarse de lámparas que tienen usos específicos y son producidas en bajos volúmenes de unidades, su restricción total implica la reingeniería de cadenas de valor completas, produciendo la obsolescencia automática de una amplia gama de productos importados y nacionales presentes en el mercado interno, sin posibilidad de ser reparados o sustituidos.

En el marco de lo dispuesto en el Reglamento que establece el procedimiento para la elaboración de las especificaciones técnicas de las etiquetas de consumo energético, y con el propósito de privilegiar la adquisición de equipos consumidores de energía eléctrica que tengan una mayor eficiencia y un menor consumo, vía resolución del Ministerio de Energía se aprobaron en **Chile** las especificaciones técnicas definitivas de la etiqueta de eficiencia energética para hornos eléctricos. Asimismo, en virtud de lo dispuesto en las normas vigentes en materia de eficiencia energética, mediante Resolución del Ministerio de Energía, se fijó el estándar mínimo de eficiencia energética para productos de uso en iluminación interior y su cronograma de implementación, fijándose en su imperativo primero como “Límites y cronograma de aplicación”, para el caso de la eficiencia mínima en 40 lm/W, a contar del 1 de mayo de 2021. Por tanto, a partir del 1 de mayo de 2021 no se podrán comercializar aquellas lámparas que tengan un rendimiento menor a 40 lm/W.

En cumplimiento de lo establecido al efecto en la Ley de Transición Energética, se publicó en el Diario Oficial de **México** el nuevo catálogo de equipos y aparatos para los cuales los fabricantes, importadores, distribuidores y comercializadores deberán incluir información sobre su consumo energético; así como los formatos para la entrega de la información, en sustitución de su antecesor vigente desde 2017. Adicionalmente, se publicó la norma oficial que establece los requisitos de eficiencia energética que deben cumplir las unidades condensadoras y evaporadoras para refrigeración, así como los métodos de prueba para verificar su cumplimiento, el etiquetado y el procedimiento para evaluar la conformidad de los productos.

7. CONVENIOS INTERNACIONALES, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES

Se publicó en el Boletín Oficial de **Argentina** la Ley mediante la cual el Congreso de la Nación aprobó el Protocolo de 1997 que, mediante la adición del Anexo VI “Reglas para prevenir la contaminación atmosférica ocasionada

por los buques", enmienda el Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques de 1973 (Convenio MARPOL), modificado por el Protocolo de 1978. Este Anexo en vigor desde 2005, establece los límites de las emisiones de óxidos de azufre y de óxidos de nitrógeno de los escapes de los buques y prohíbe las emisiones deliberadas de sustancias que agotan el ozono. A su vez, establece normas más estrictas en relación con la emisión de dichas sustancias y de materias particuladas para las zonas de control de emisiones designadas. Además, el Anexo contiene las normas sobre la calidad del fueloil e información a incluir en la nota de entrega de combustible. Por último, el Anexo también establece medidas técnicas y operacionales obligatorias de eficiencia energética encaminadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los buques. Específicamente, el Anexo dispone las reglas relativas a las emisiones de compuestos orgánicos volátiles y la incineración a bordo de los buques. El Convenio MARPOL es el principal convenio internacional sobre la prevención de la contaminación del medio marino ocasionada por los buques y tiene como objetivo prevenir y reducir la contaminación proveniente de los buques ya sea por la producción de accidentes o por el desarrollo de sus operaciones habituales. Actualmente el Convenio contiene seis anexos técnicos entre los que se incluyen el que determina las reglas relativas a la prevención de la contaminación por hidrocarburos. Por otra parte, el Congreso de la Nación aprobó el Acuerdo de Sede entre la República Argentina y el Comité Intergubernamental de la Hidrovía Paraguay-Paraná (CIH). Este acto permitirá que, la Secretaría Ejecutiva del CIH funcione de manera independiente en Buenos Aires, otorgándole a la CIH un mayor grado de institucionalidad y la capacidad técnica propia de un organismo intergubernamental con las inmunidades y privilegios pertinentes, dando así impulso al transporte fluvial por esta vía navegable de 3.400 km de extensión, considerada la más importante para la integración logística de la región. La referida Secretaría Ejecutiva juega un rol fundamental, en tanto ejecuta el mandato otorgado por los 5 países reunidos en el CIH, le brinda asistencia técnica, solicita cooperación a otros organismos internacionales, entre otras acciones. Actualmente la Secretaría Ejecutiva se encuentra trabajando para establecer mecanismos de información estadística regionales y elaborar propuestas para impulsar el uso de combustibles alternativos.

Se promulgó en **Chile** el Convenio sobre cooperación en los usos pacíficos de la energía nuclear y sus anexos suscrito con la República de Corea (Corea del Sur) en noviembre de 2002. Al tenor del referido tratado las partes se comprometen a alentar y promover la cooperación en los usos pacíficos de la energía nuclear, sobre una base de igualdad y beneficio mutuo, y de conformidad con sus respectivas leyes y reglamentos sobre la materia. Entre las áreas de cooperación se incluyen: investigación básica y aplicada, desarrollo de los usos pacíficos de la energía nuclear; investigación, desarrollo, diseño, construcción, operación y mantención de plantas de energía nuclear, reactores de investigación o reactores pequeños y medianos; fabricación y suministro de elementos combustibles nucleares que se utilicen en plantas nucleares, reactores de investigación o reactores pequeños y medianos; ciclo de combustible nuclear, incluido el manejo de desechos radioactivos; y seguridad nuclear, entre otras.

Se publicó en **México** el Decreto que promulga el Acuerdo en Materia de Cooperación Ambiental suscrito entre los Gobiernos de los Estados Unidos Mexicanos, de los Estados Unidos de América y de Canadá, en noviembre de 2018. Los objetivos del referido acuerdo están dirigidos a: modernizar y mejorar la efectividad de la cooperación ambiental entre las Partes; utilizar la cooperación ambiental como un medio para promover políticas comerciales y ambientales que se apoyen mutuamente, incluyendo el apoyo a la implementación de las metas y objetivos ambientales establecidos en el T-MEC; fortalecer la cooperación entre la Partes para conservar, proteger y mejorar el medio ambiente, así como abordar los desafíos y prioridades ambientales; promover la cooperación y la participación pública en el desarrollo de leyes, regulaciones, procedimientos, políticas y prácticas ambientales; y fortalecer la cooperación relacionada con el cumplimiento y aplicación de las leyes y regulaciones ambientales.

Se publicó en **Nicaragua** el Decreto de aprobación del Acuerdo Marco sobre el establecimiento de la Alianza Internacional Solar (ISA) concertado en Nueva Delhi, India, el 27 de mayo de 2016, con el objetivo de llevar a cabo esfuerzos conjuntos para reducir el costo de las finanzas y el costo de la tecnología, movilizar más de 1.000 millones de dólares en inversiones necesarias para 2030 para el despliegue masivo de la energía solar, y allanar el camino para tecnologías futuras adaptadas a las necesidades.

Con el objetivo de proponer medidas y acciones para mitigar los impactos de la pandemia de COVID-19 en el sector energía y evitar que los efectos de la pandemia pongan en riesgo su sostenibilidad, en Reunión Extraordinaria del 8 de mayo de 2020, el Consejo de Ministros de Energía del Sistema de la Integración Centroamericana SICA **(Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y República**

Dominica), aprobó el "Plan Sectorial de Energía del SICA para enfrentar la crisis de COVID-19". El referido instrumento elaborado y publicado con la colaboración y acompañamiento de la CEPAL a partir de un proceso de discusión y consulta con las principales instituciones del sector energía de los países, así como con los insumos de la institucionalidad regional del mercado eléctrico de Centroamérica y con el acompañamiento permanente de la Secretaría General del SICA, constituye la propuesta del sector energía centroamericano y formará parte del "Plan de Contingencia Regional orientado a complementar los esfuerzos nacionales para la prevención, contención y tratamiento de COVID-19 y otras enfermedades de rápida propagación". El documento consta de cinco capítulos en los que se describen las principales acciones tomadas por los países en el sector energía durante la crisis de la pandemia; se analizan los posibles impactos económicos de la pandemia, tanto a nivel del SICA en general como en cada país; se revisan los efectos de las medidas de contención de la pandemia en las demandas de electricidad e hidrocarburos; y finalmente, se describen acciones en el corto y mediano plazo para contrarrestar los efectos del COVID-19.

Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras , Nicaragua y **Panamá**, en su condición de Estados Parte del Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana (Protocolo de Guatemala), modificado por la Enmienda del 27 de febrero de 2002, en el marco del proceso de armonización regional de la normativa técnica, resolvieron modificar por sustitución total los siguiente reglamentos técnicos aprobados por el Consejo de Ministros de Integración Económica (COMIECO): Reglamento Técnico Centroamericano Productos de Petróleo. Gasolina Superior. Especificaciones, Reglamento Técnico Centroamericano Productos de Petróleo. Gasolina Regular. Especificaciones, y Reglamento Técnico Centroamericano Biocombustibles. Biodiésel (B100) y sus Mezclas con Aceite Combustible Diésel. Especificaciones.



Prospectiva energética de América Latina y el Caribe

Perspectivas de evolución del sector energético de América Latina y el Caribe con visión de las iniciativas RELAC al 2030 y emisiones NET ZERO al 2050

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a las previsiones del IPCC, para alcanzar el objetivo de mantener el calentamiento global en el rango entre 1.5 y 2.0 °C, respecto a las condiciones preindustriales, sería necesario alcanzar el nivel de cero emisiones netas[1] antropogénicas de CO_2 a nivel mundial, entre los años 2050 y 2070, escenario de desarrollo socioeconómico global denominado NET ZERO 2050.

A raíz de la Conferencia de las Partes de la CMNUCC del año 2015 (COP21) y del Acuerdo de París, la mayoría de los países se comprometieron a orientar sus políticas de desarrollo socioeconómico y energético, al cumplimiento de metas específicas de reducción de emisiones de GEI al año 2030, lo que fue plasmado en sus respectivas NDSc, sin embargo, análisis recientes prevén que dichas metas, serían insuficientes para llegar a mitad de siglo con emisiones netas nulas de CO_2 y por lo tanto, las NDCs deben ser replanteadas, con metas mucho más ambiciosas y las estrategias para cumplirlas mucho más agresivas y de aplicación inmediata.

Sobre este tema, la Agencia Internacional de Energía ha publicado un reporte titulado: "Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector" donde presenta una serie de hitos, metas y estrategias clave, que deberían ser implementadas en el sector energético a nivel global, para alcanzar al año 2050, la condición de emisiones netas nulas de CO_2, donde muchas de las estrategias, tendrían que iniciar a muy corto plazo. Si bien, el escenario planteado en el referido documento, presenta premisas y metas coherentes, algunas de ellas resultarían muy difíciles de implementar o cumplir por países con economías emergentes como los de ALC, sobre todo en aquellos países que fundamentan una buena parte de sus ingresos económicos en la explotación y exportación de fuentes de energía fósiles, o en la importación de este tipo de fuentes para abastecer la creciente demanda interna. Por ejemplo, para el año 2021 se mencionan literalmente los siguientes hitos:

- "No new unabated coal plants approved for development"
- "No new oil and gas fields approved for development; no new coal mines or mine extensions"

Por otra parte, en un artículo publicado por el BID y DDPLAC titulado: "Cómo llegar a cero emisiones netas – Lecciones de América Latina y el Caribe", se hace énfasis en cuatro estrategias principales mediante las cuales, la región de ALC, podría alcanzar las metas de la iniciativa global NET ZERO 2050, planteadas literalmente de la siguiente manera:

1. "Producir electricidad con cero carbono (ej. despliegue masivo de energía renovable combinado con flexibilidad en la red."
2. "Emprender la electrificación masiva (ej. usar vehículos, motores, bombas para calefacción, calentadores de agua y estufas eléctricas), y donde no sea posible, cambiar a otros combustibles libres de carbono (ej. hidrógeno o biocombustibles producidos de manera sostenible)"
3. "Aumentar la participación del transporte público (ej. uso de autobús o tren) y transporte no motorizado (ej. caminar y ciclismo) en movilidad total, reduciendo así la demanda de transporte"
4. "Preservar y regenerar sumideros naturales de carbono, ej. al reducir la deforestación y promover la reforestación y la restauración de otros ecosistemas ricos en carbono."

1. Cero emisiones netas o emisiones netas nulas, significa que la cantidad de CO_2 que generan las actividades antropogénicas, es igual a la cantidad de este gas que son capaces de absorber o secuestrar los sumideros de carbono.

Si bien, todas las recomendaciones realizadas por los organismos internacionales son válidas para guiar a los países hacia el cumplimento de la meta global de frenar o neutralizar el calentamiento global y que de alguna manera todos los países de ALC están comprometidos con dicha iniciativa, cada uno de ellos tiene la potestad soberana de formular sus planes y políticas de desarrollo energético, de la manera que más beneficie a sus economías en el futuro inmediato, sobre todo ante la necesidad de una rápida recuperación luego de los devastadores efectos de la pandemia del COVID-19.

Adicionalmente, ya existen en la actualidad en los países de ALC, iniciativas nacionales, para la descarbonización acelerada de sus economías al mediano y largo plazo, con visión de un escenario NET ZERO 2050, como la penetración masiva de fuentes de energía renovable en sus matrices de generación eléctrica, la mayor electrificación de su industria y sus medios de transporte, el mayor uso de la biomasa moderna en sus sectores de consumo final, etc. Una de estas iniciativas es RELAC (Renovables en Latinoamérica y el Caribe), cuyo objetivo es lograr una meta de participación de las energías renovables del 70% en ALC para el año 2030. Esta iniciativa, originalmente propuesta por Colombia, coliderada por Chile y Costa Rica, a la que se han ido sumando otros países de la región, cuenta con el respaldo de organismos internacionales como OLADE, el BID e IRENA y se considera un hito relevante para una orientación hacia un escenario cero emisiones netas a largo plazo y además muy factible de alcanzar, tomado en cuenta la alta participación con la que ya cuenta la región en capacidad de generación eléctrica con energías renovables (cerca del 60% al 2019).

Bajo este contexto, en el presente capítulo, se presenta un análisis comparativo entre dos escenarios de desarrollo energético de la región de ALC, para el período 2020-2050, con año base 2019: uno de referencia "business as usual" (BAU); y el otro, siguiendo un camino evolutivo con visión al mediano plazo (2030) de la iniciativa RELAC y al largo plazo (2050) de la iniciativa NET ZERO 2050, con las respectivas particularidades y características de la realidad socioeconómica y energética de los países latinoamericanos y caribeños.

Para el mencionado análisis, se ha dividido 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.

Como herramienta informática para el ejercicio prospectivo, se utilizó el Modelo de Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME), desarrollado por OLADE.

Escenario BAU

El escenario BAU constituye la línea base del estudio prospectivo y representa una evolución proyectada del sector energéticos de la región y sus diferentes subregiones, elaborada a partir de los últimos planes, programas y políticas de desarrollo energético, publicados por los Países Miembros de OLADE, tomando en cuenta, los efectos estimados de la pandemia del COVID-19, sobre la economía y el consumo energético a partir del año 2020, actualizando para el presente ejercicio, las correlaciones PIB – consumo de energía, que se utilizaron para el Panorama Energético 2020, con base en las previsiones de variación del PIB nominal al año 2022, presentadas en el artículo: "Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe" publicado por el Banco Mundial en enero de 2021.

Tabla No. 1 Variación porcentual anual del PIB nominal a precios de mercado de 2010

	2018	2019	2020	2021	2022
Argentina	-2.6	-2.1	-10.6	4.9	1.9
Belice	2.1	-2	-20.3	6.9	2.2
Bolivia	4.2	2.2	-6.7	3.9	3.5
Brasil	1.8	1.4	-4.5	3	2.5
Chile	3.9	1.1	-6.3	4.2	3.1
Colombia	2.5	3.3	-7.5	4.9	4.3
Costa rica	2.7	2.1	-4.8	2.6	3.7
Ecuador	1.3	0.1	-9.5	3.5	1.3
El salvador	2.4	2.4	-7.2	4.6	3.1
Granada	4.1	2	-12	3	5
Guatemala	3.2	3.8	-3.5	3.6	3.8
Guyana	4.4	5.4	23.2	7.8	3.6
Haití	1.7	-1.7	-3.8	1.4	1.5
Honduras	3.7	2.7	-9.7	3.8	3.9
Jamaica	1.9	0.9	-9	4	2
México	2.2	-0.1	-9	3.7	2.6
Nicaragua	-4	-3.9	-6	-0.9	1.2
Panamá	3.7	3	-8.1	5.1	3.5
Paraguay	3.2	-0.4	-1.1	3.3	4
Perú	4	2.2	-12	7.6	4.5
R. Dominicana	7	5	-6.7	4.8	4.5
Suriname	2.6	0.3	-13.1	-1.9	-1.5
Uruguay	1.6	0.2	-4.3	3.4	3.2

Fuente: Banco Mundial, enero de 2021

Para los Países Miembros de OLADE no incluidos en la tabla anterior se mantuvieron las previsiones realizadas en el Panorama Energético 2020.

Dado que el horizonte de proyección del presente ejercicio prospectivo es el año 2050 y que los planes referenciales de expansión de energía tienen por lo general horizontes más cortos, se complementaron los años para los cuales no se disponía de información con extensiones tendenciales, tanto en la demanda como en la oferta de energía.

Escenario PRO NET-0

El segundo escenario, al cual se lo ha denominado PRO NET-0, es una ramificación del escenario BAU a partir del año 2022, cuya premisa es la evolución del sector energético de los países de ALC, hacia una reducción significativa de las emisiones anuales de CO_2 hasta el año 2050, en comparación con el escenario BAU. Si bien un escenario NET ZERO 2050, como lo plantea el IPCC, supone una neutralización total de las emisiones antropogénicas al 2050, es decir, que el CO_2 emitido sea igual al CO_2 absorbido por los sumideros de carbono, sería muy ambicioso tratar de estimar la capacidad actual y futura de absorción de dichos sumideros para cada uno de los países de la región, además que involucraría un ámbito de estudio que iría más allá del sector energético. Adicionalmente, algunos de los hitos que plantea la IEA, para que el sector energético a nivel global pueda contribuir de manera eficaz a cumplir el objetivo del escenario NET ZERO 2050, no serían aplicables a nivel regional, dadas la particularidades energéticas y socioeconómicas de ALC. Por esta razón, se ha establecido como premisas principales del escenario PRO NET-0 del presente ejercicio prospectivo, las dos siguientes condiciones:

1. Cumplir con las metas determinadas en la Iniciativa RELAC para el año 2030 (participación mínima del 70% de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica regional, tanto en capacidad como en energía producida) y;

2. Estabilizar o disminuir las emisiones de CO_2 del sector energético de ALC a partir del año 2030, pese al crecimiento de la demanda de energía.

Para alcanzar estas condiciones, se simulan para el escenario PRO NET-0, las siguientes estrategias:

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.

2. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA BRASIL

2.1 Consideraciones generales

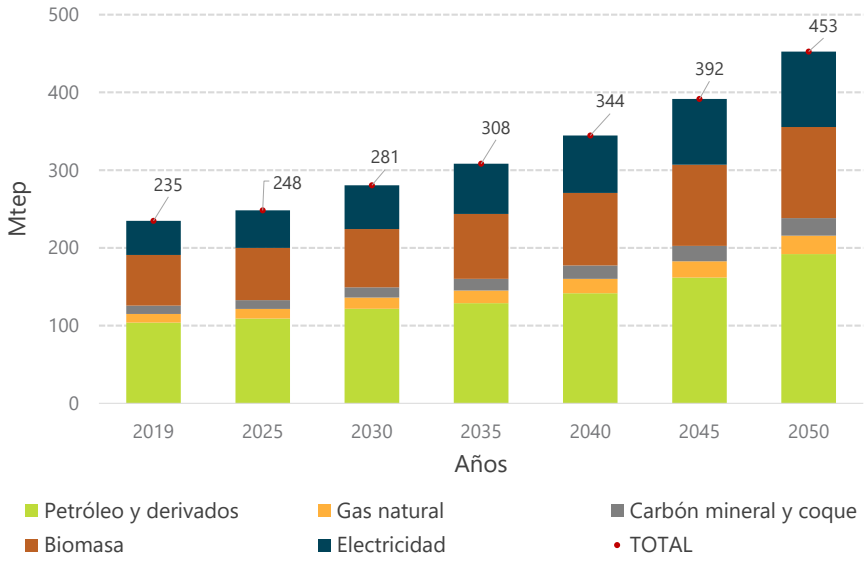
Para el caso de Brasil, las fuentes de información de referencia para las proyecciones, fueron el Plan Decenal de Energía (PDE 2030) y el Plan Nacional de Energía 2050 (PNE 2050), ambas publicaciones del Ministerio de Minas y Energía de ese país. Sin embargo, dado que el año base del PDE es el 2020 y para el PNE 2050 es el 2015, se dio mayor relevancia a las proyecciones presentadas en el PDE 2030, extendiendo dichas proyecciones hasta el año 2050, considerando algunas premisas planteadas en el PNE 2050.

2.2 Proyección del consumo final de energía

2.2.1 Escenario BAU

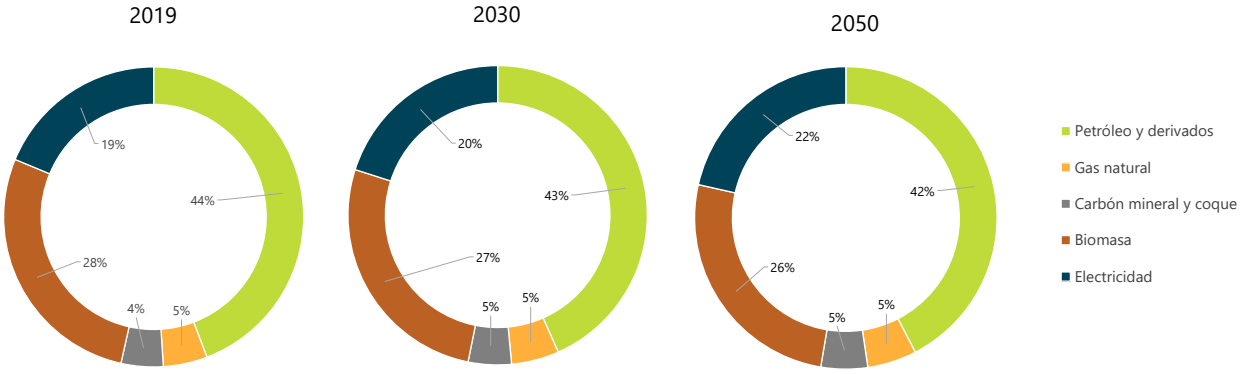
El consumo final de energía en Brasil, de acuerdo al escenario BAU, evoluciona de manera muy uniforme, con una pequeña variación en la estructura porcentual de la matriz, incrementándose la participación de la electricidad, en desmedro de la participación de los petrolíferos y de la biomasa. Esto se debe principalmente a la mayor electrificación de los sectores del transporte y la industria (**figuras 1 y 2**).

Figura No. 1 Proyección del consumo final de energía, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 2 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Brasil, escenario BAU

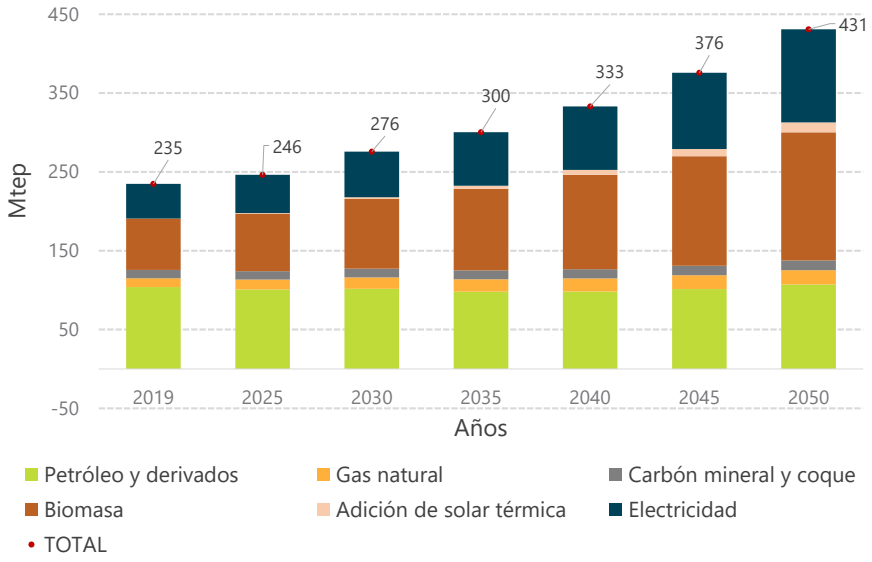


Fuente: Elaboración propia.

2.2.2 Escenario PRO NET-0

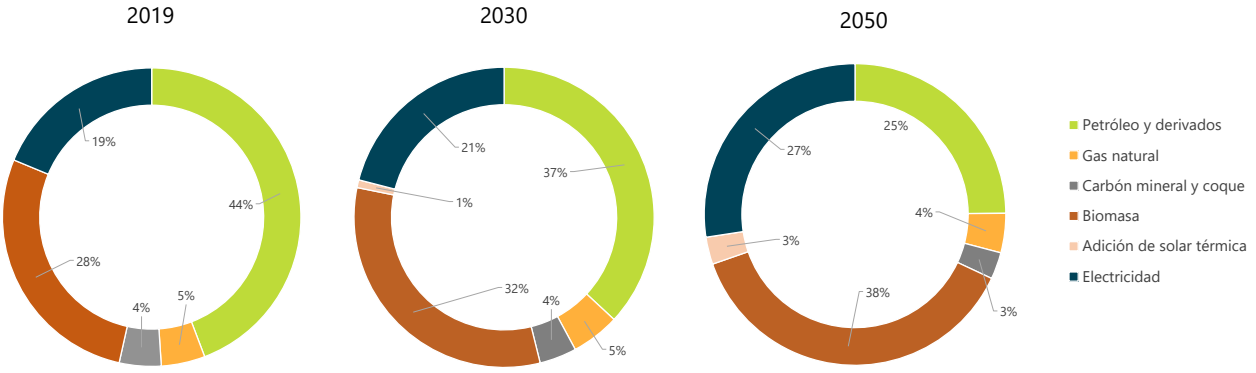
Para el escenario PRO NET-0, se asume una sustitución mucho más acelerada del consumo final de combustibles fósiles, tanto por electricidad como por biocombustibles, en los sectores transporte, industrial y comercial; y al mismo tiempo un incremento importante en el uso de energía solar térmica, en los sectores residencial y comercial, permitiendo el ahorro de electricidad y combustibles en el calentamiento de agua. Cabe destacar también que, gracias al incremento de la eficiencia energética en los usos finales electrificados, se consigue una disminución anual en el consumo total de 5 Mtep al 2030 y de 22 Mtep al 2050, con relación a los valores proyectados en el escenario BAU (**figuras 3 y 4**).

Figura No. 3 Proyección del consumo final de energía, Brasil, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

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



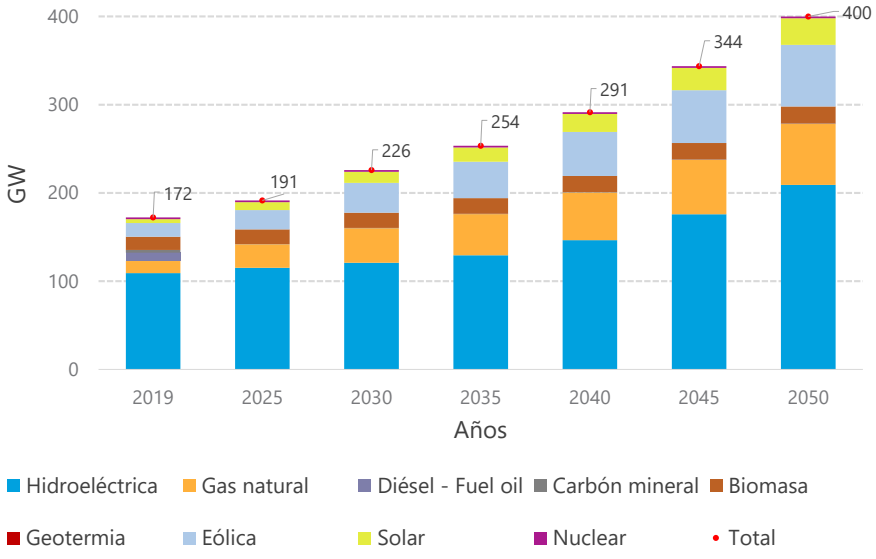
Fuente: Elaboración propia.

2.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

2.3.1 Escenario BAU

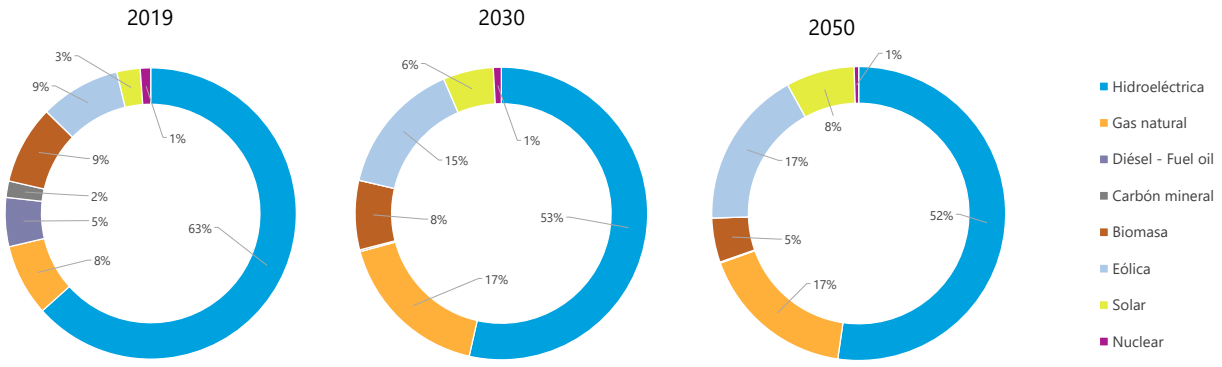
El escenario BAU para Brasil se caracteriza por una predominante instalación de capacidad de generación eléctrica a gas natural y energía eólica hasta el 2030, superando a la instalación de nuevas hidroeléctricas y solares fotovoltaicas. Como resultado, se observa una disminución de alrededor de 2 puntos porcentuales en la renovabilidad de la capacidad instalada del parque generador para dicho año. Sin embargo, para el año 2050, la instalación de nuevas hidroeléctricas, eólicas y solares se acelera, aunque también de centrales a gas natural, por lo que el índice de renovabilidad de la capacidad mejora respecto al año 2030, pero es todavía inferior al registrado en el 2019 (**figuras 5, 6, 7 y 8**).

Figura No. 5 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



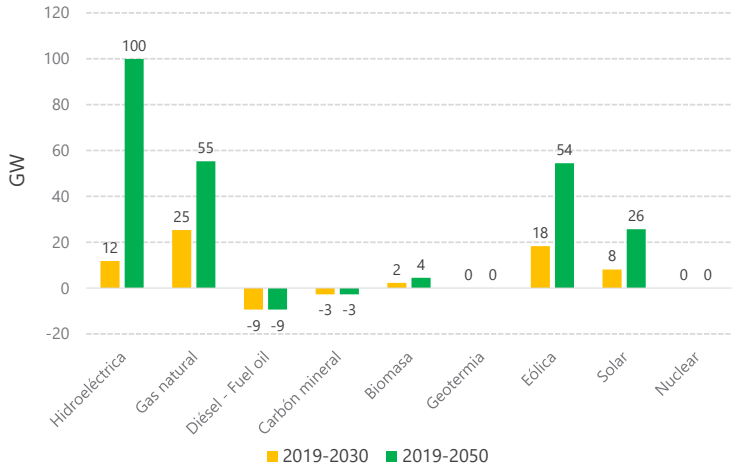
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 6 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



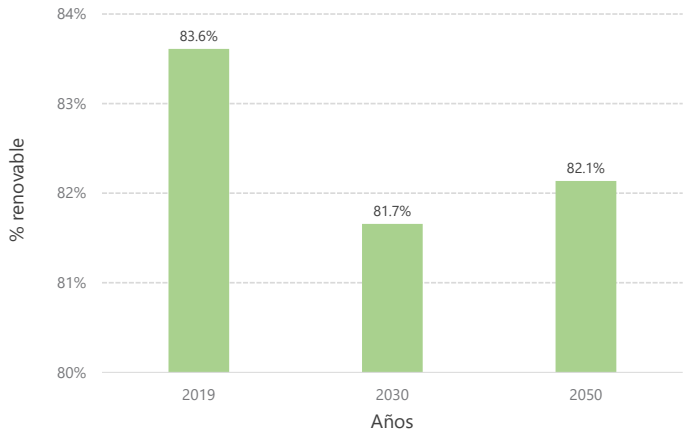
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 7 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 8 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU

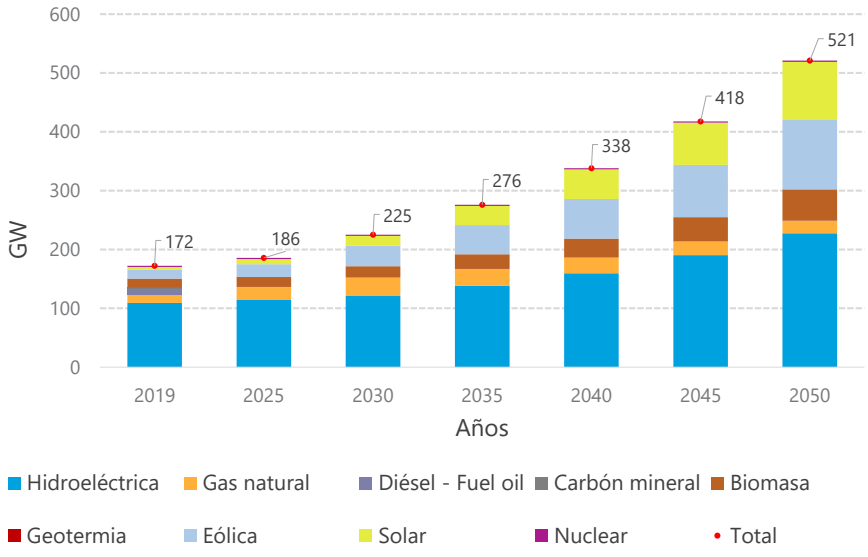


Fuente: Elaboración propia.

2.3.2 Escenario PRO NET-0

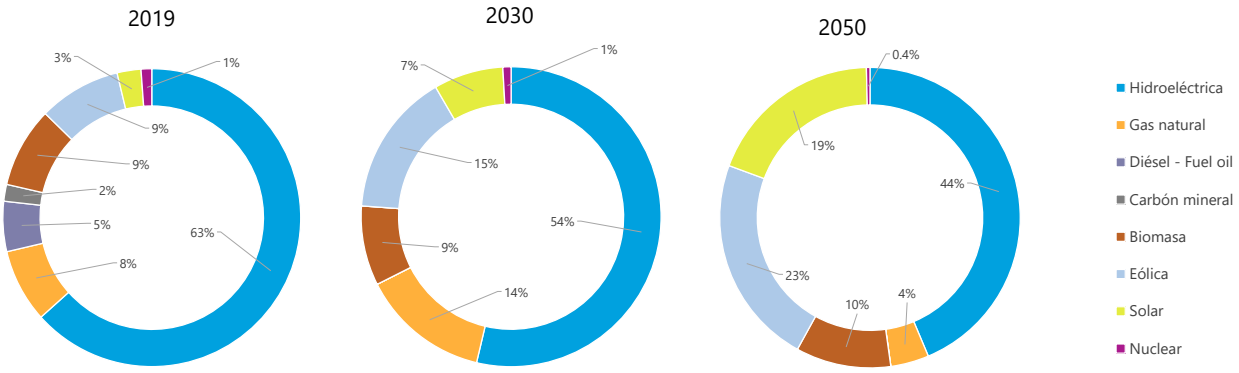
Para el escenario PRO NET-0, se asume que la instalación de nueva capacidad de generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales (eólicas, solares y a biomasa) se acelera, principalmente luego del año 2030, tomando proporciones muy significativas, comparables incluso con la nueva capacidad hidroeléctrica, relegando a la instalación de centrales a gas natural a un lejano segundo plano. Bajo estas condiciones, el índice de renovabilidad de la matriz de capacidad instalada de generación eléctrica de Brasil, alcanza el 95% al año 2050. Cabe destacar también que, debido a la mayor penetración de la electricidad en los sectores de consumo final, el requerimiento de capacidad de generación en el escenario PRO NET-0, resulta superior en 121 GW al proyectado en el escenario BAU para el horizonte de estudio (**figuras 9, 10, 11 y 12**).

Figura No. 9 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0



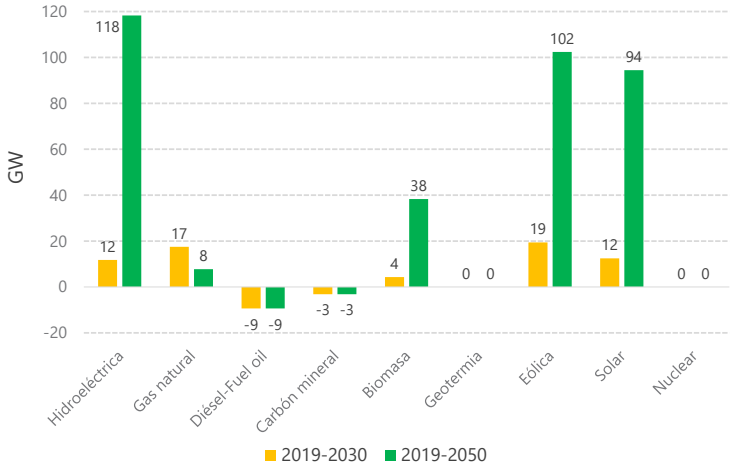
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 10 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0



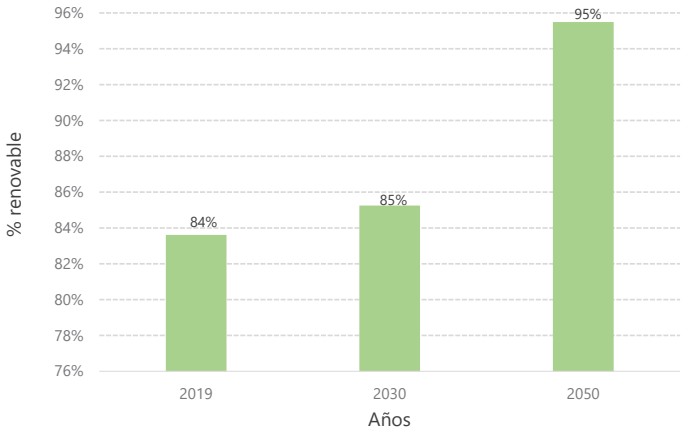
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 11 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 12 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0



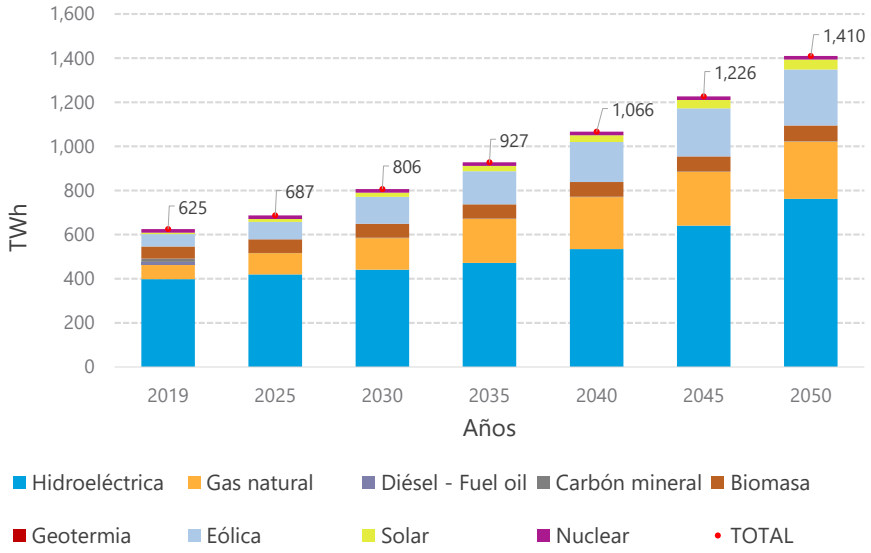
Fuente: Elaboración propia.

2.4 Proyección de la generación eléctrica

2.4.1 Escenario BAU

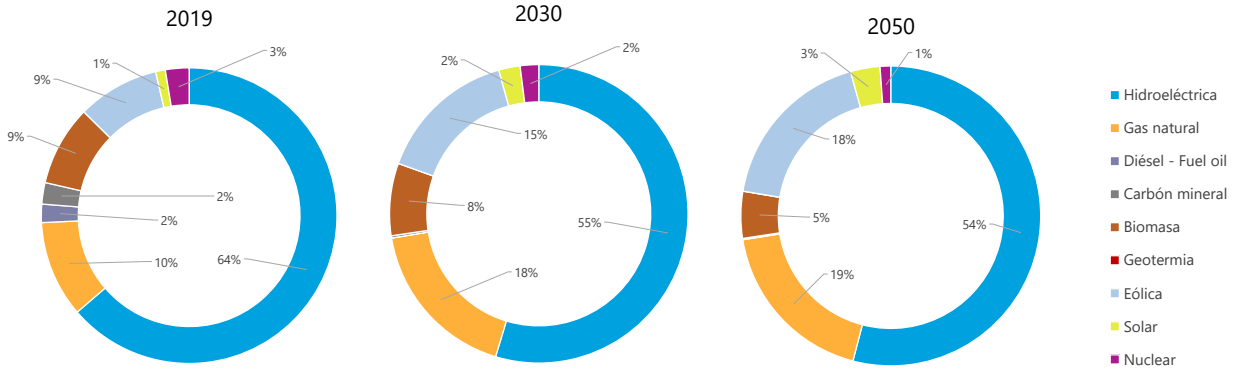
En términos de producción de energía eléctrica y de manera coherente con la proyección de la capacidad instalada, bajo las premisas del escenario BAU, el gas natural y la energía eólica, son las fuentes que ganan mayor participación en la matriz de generación eléctrica de Brasil, en detrimento de la hidroelectricidad, la biomasa el carbón mineral y los derivados de petróleo, sufriendo de igual manera una disminución en la participación porcentual de las energías renovables en dicha matriz, con respecto al año base (**figuras 13, 14 y 15**).

Figura No. 13 Proyección de la generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



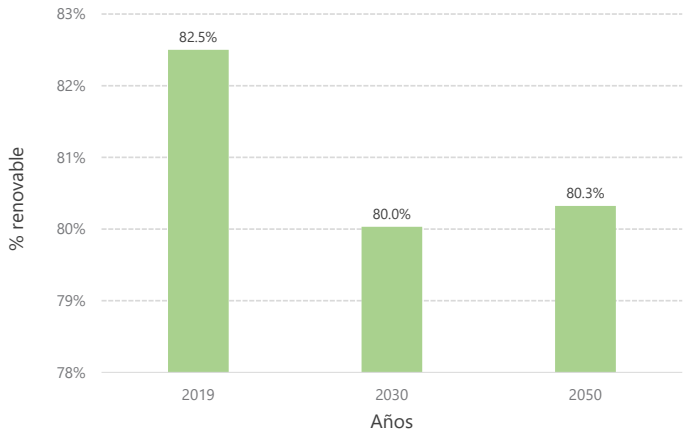
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 14 Estructura de la generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 15 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Brasil, escenario BAU

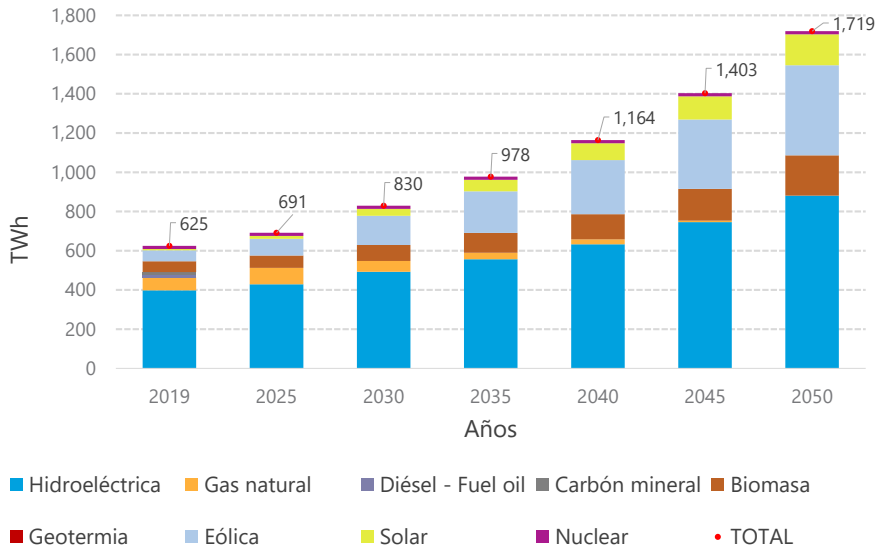


Fuente: Elaboración propia.

2.4.2 Escenario PRO NET-0

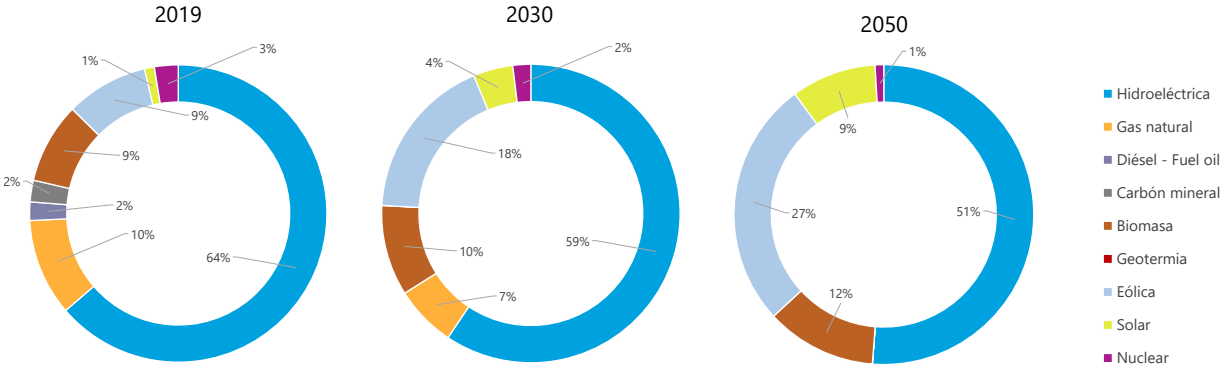
En concordancia con la proyección de la capacidad instalada de Brasil en el escenario PRO NET-0, la generación de electricidad con fuentes de energía renovable no convencionales (eólica, solar y biomasa), adquieren participaciones muy relevantes en la matriz de generación de este país y sumado a la hidroenergía, llegan a desplazar completamente el uso de fuentes fósiles al año 2050, quedando solamente como fuente no renovable la energía nuclear. Es así que el índice de renovabilidad de la generación eléctrica alcanza el 99% en Brasil para el final del período de proyección. Debido al incremento en la demanda de electricidad en los sectores de consumo final, para dicho año, en el escenario PRO NET-0 se requieren 309 TWh adicionales de generación, con respecto al valor proyectado en el escenario BAU (**figuras 16, 17 y 18**).

Figura No. 16 Proyección de la generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0



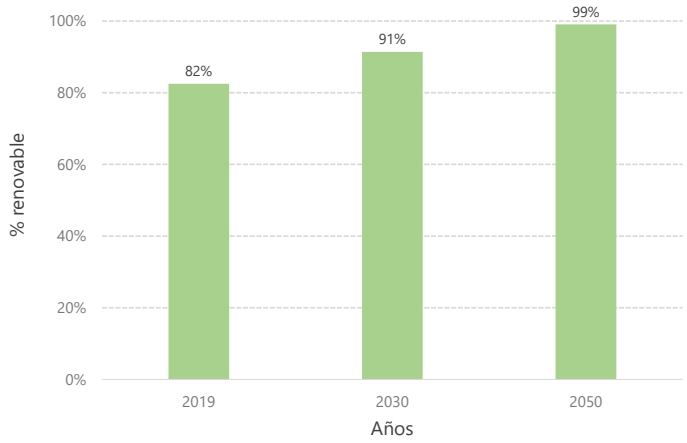
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 17 Estructura de la generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 18 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0



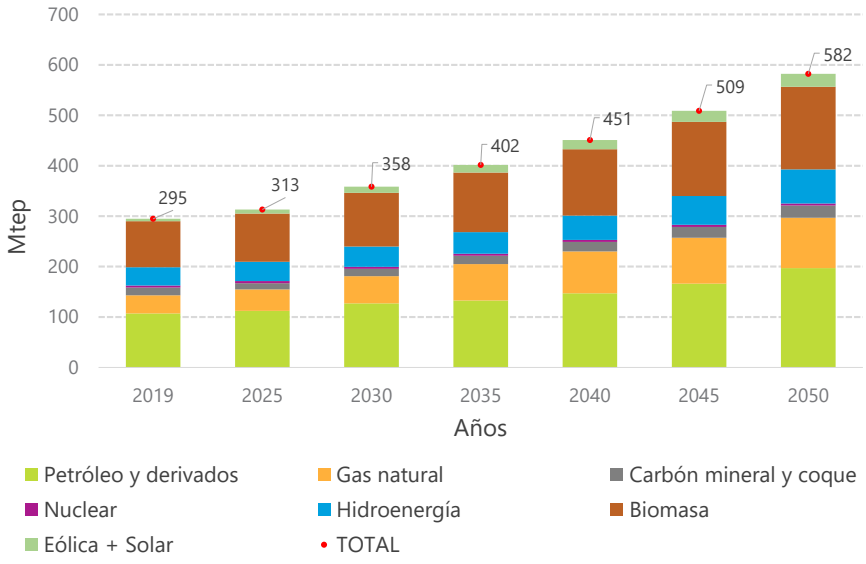
Fuente: Elaboración propia.

2.5 Proyección de la oferta total de energía

2.5.1 Escenario BAU

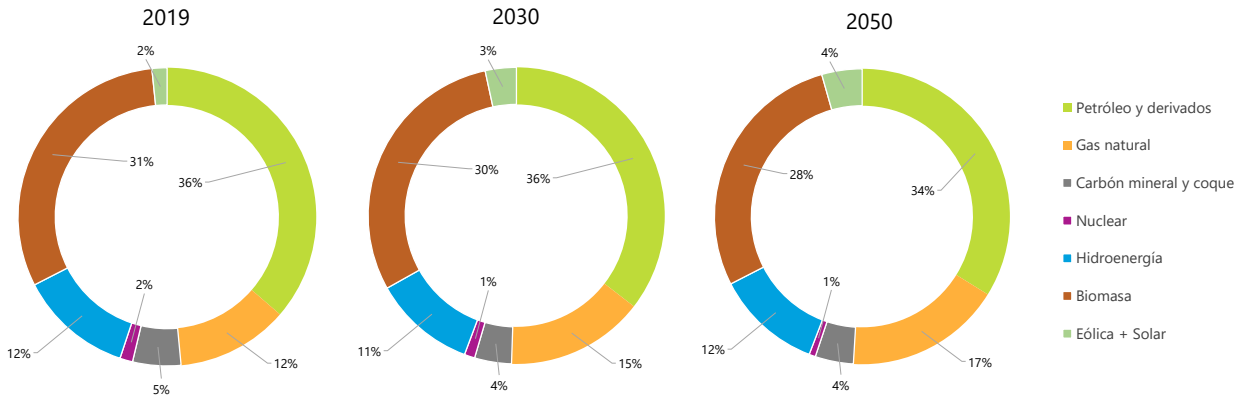
En la matriz de oferta total de energía de Brasil, bajo los supuestos del escenario BAU, el gas natural gana participación porcentual durante el período de proyección, desplazando al petróleo y sus derivados. En cuanto a las energías renovables, la hidroenergía mantiene su participación porcentual y mientras la biomasa pierde un poco de espacio, las energías eólicas y solar ganan terreno duplicando su participación porcentual respecto al año base. En términos generales, el índice de renovabilidad de la matriz de oferta total de energía de Brasil, bajo este escenario, decrece respecto al año base (**figuras 19, 20 y 21**).

Figura No. 19 Proyección de la oferta total de energía, Brasil, escenario BAU



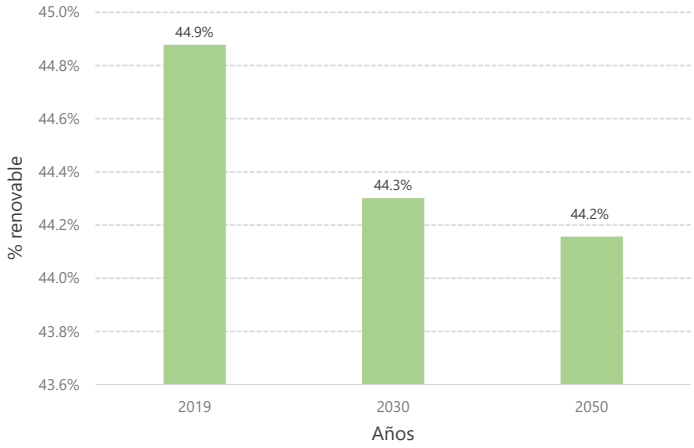
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 20 Estructura de la oferta total de energía, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 21 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Brasil, escenario BAU

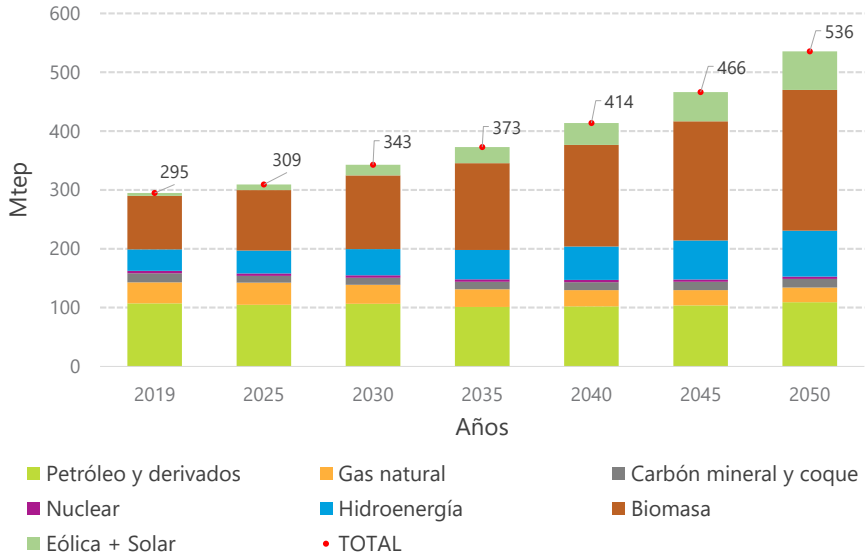


Fuente: Elaboración propia.

2.5.2 Escenario PRO NET-0

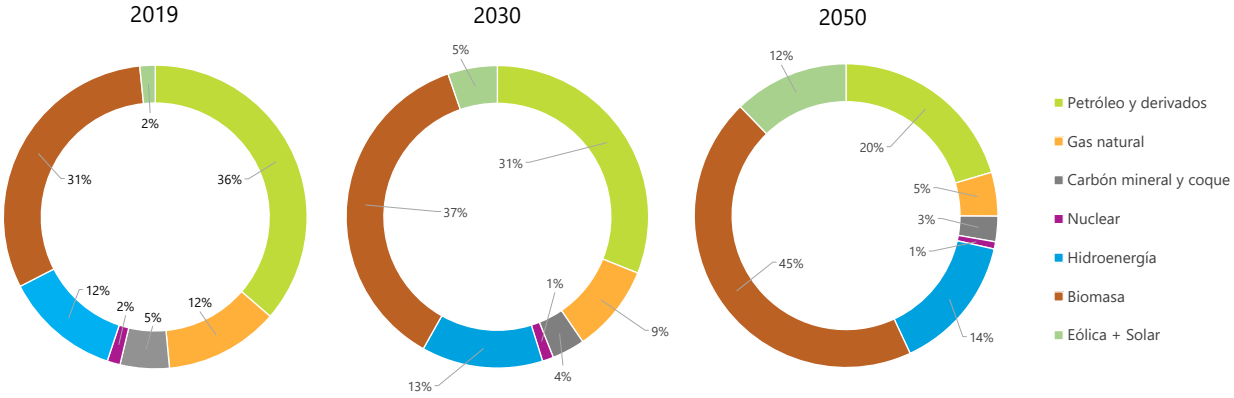
Gracias a la mayor penetración de electricidad y biocombustibles en los sectores de consumo final y a la total descarbonización de la matriz de generación eléctrica de Brasil para el año 2050, bajo los supuestos del escenario PRO NET-0, este país alcanzaría un índice de renovabilidad del 71% hasta el final del período de proyección, mejorando ostensiblemente este indicador respecto al año base y mucho más respecto al valor proyectado en el escenario BAU. También es importante destacar un ahorro neto de 46 Mtep de energía ofertada al 2050 respecto al valor correspondiente en el escenario BAU (**figuras 22, 23 y 24**).

Figura No. 22 Proyección de la oferta total de energía, Brasil, escenario PRO NET-0



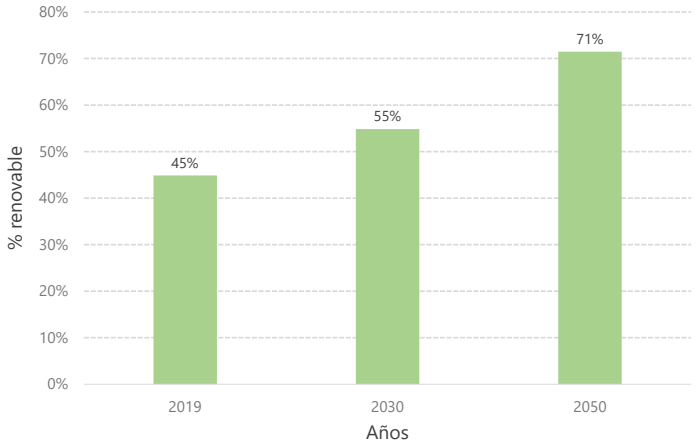
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 23 Estructura de la oferta total de energía, Brasil, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 24 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Brasil, escenario PRO NET-0



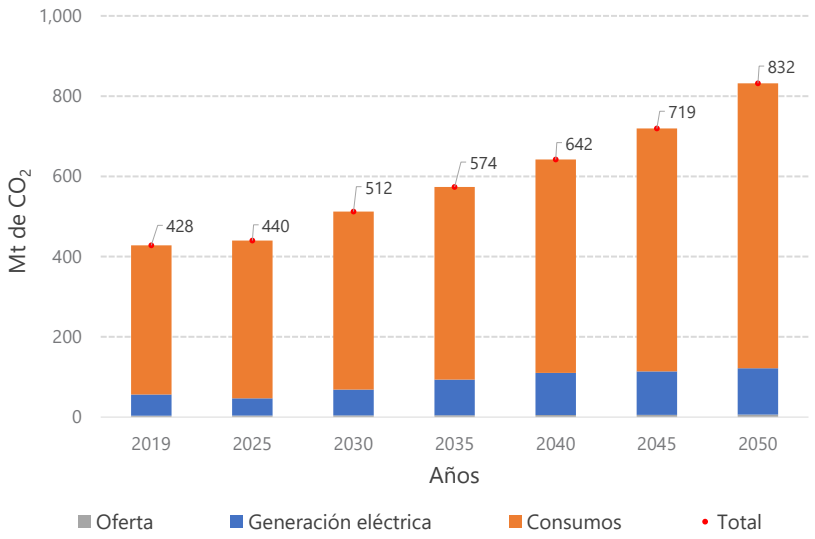
Fuente: Elaboración propia.

2.6 Proyección de las emisiones de CO_2

2.6.1 Escenario BAU

Como se observa en la **figura 25**, bajo las premisas del escenario BAU, las emisiones de CO_2 del sector energético brasileño, sufrirían un incremento, tanto al 2030 como al año 2050 respecto al año base, llegando casi a duplicarse en el horizonte de proyección.

Figura No. 25 Proyección de las emisiones de CO_2, Brasil, escenario BAU

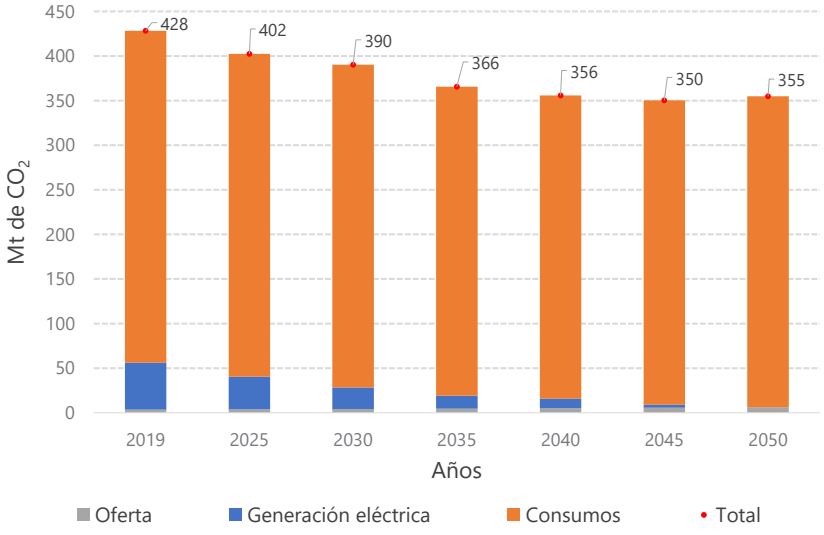


Fuente: Elaboración propia.

2.6.1 Escenario PRO NET-0

Caso contrario a lo proyectado en el escenario BAU, las emisiones anuales de CO_2 en el escenario PRO NET-0 de Brasil, presentan una disminución continua durante el período de proyección, resultando en el año 2050 ser 17% menor que las registradas en el año base y 57% menor a las proyectadas en el escenario BAU para ese mismo año (**figura 26**).

Figura No. 26 Proyección de las emisiones de CO_2, Brasil, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

3. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA MÉXICO

3.1 Consideraciones generales

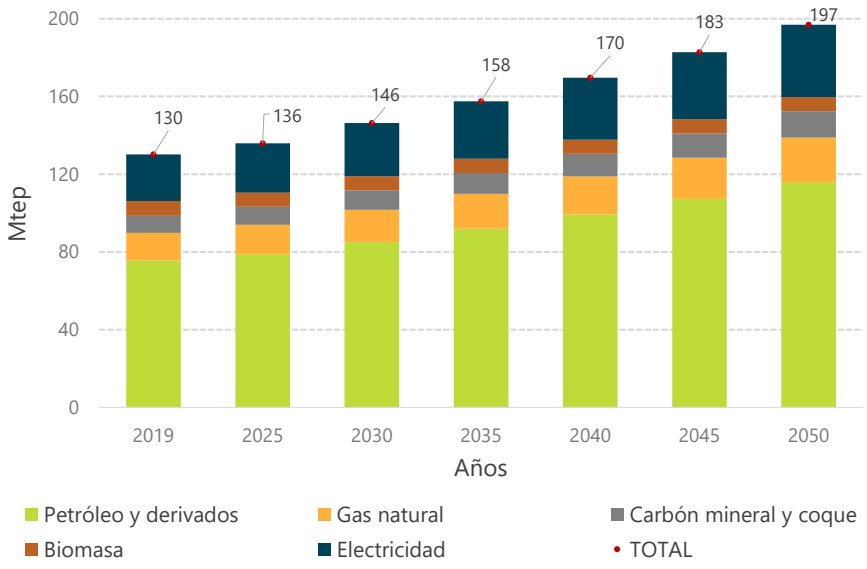
Las fuentes de información de referencia para el caso de México, fueron las series de prospectivas energéticas elaboradas y publicadas por la SENER, para el período 2018-2032, para el petróleo crudo y sus derivados, el gas natural, el GLP, las energías renovables y la electricidad, en combinación con el Balance Energético Nacional del año 2019 de ese país y las estimaciones del consumo final de energía con efecto del COVID-19, elaboradas con base en las proyecciones del PIB nominal publicadas por el Banco Mundial.

3.2 Proyección del consumo final de energía

3.2.1 Escenario BAU

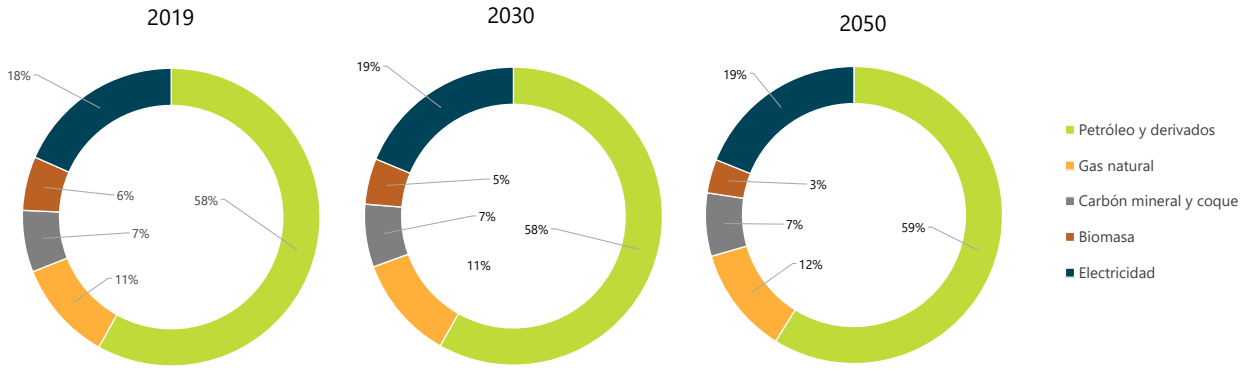
El consumo final en México, bajo los supuestos del escenario BAU, se incrementa a un ritmo del orden del 1.3% promedio anual durante el período de proyección, sin sufrir cambios importantes en la estructura porcentual, manteniendo la predominancia de los derivados de petróleo en la matriz de consumo (**figuras 27 y 28**).

Figura No. 27 Proyección del consumo final de energía, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 28 Evolución de la matriz de consumo final de energía, México, escenario BAU

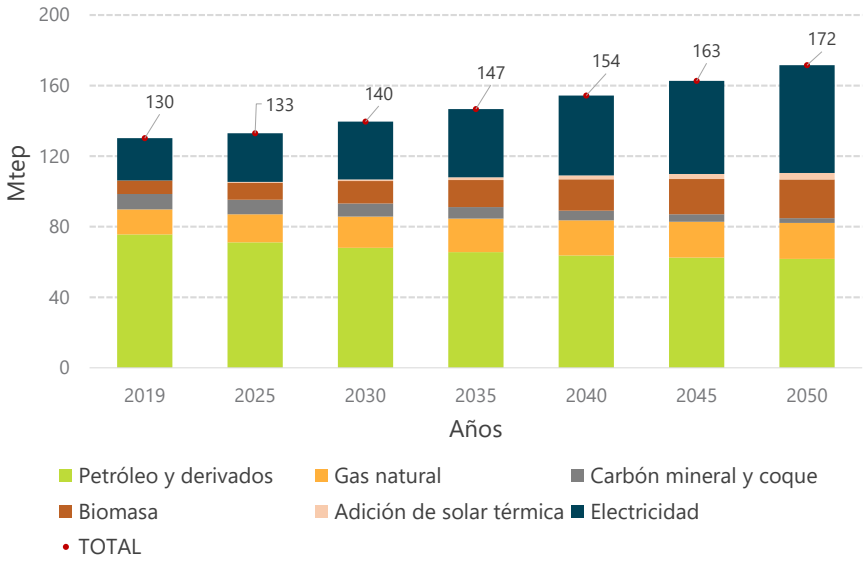


Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Escenario PRO NET-0

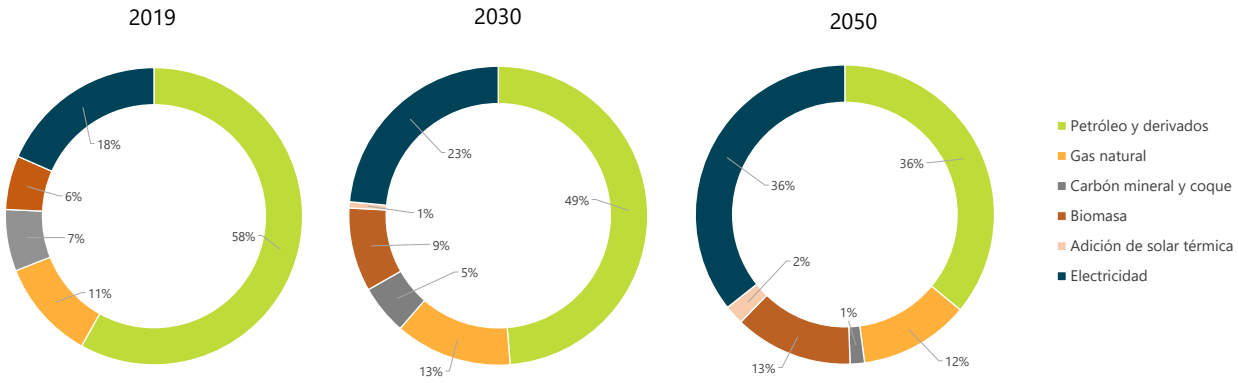
Bajo los supuestos del escenario PRO NET-0, la electricidad y los biocombustibles (biomasa), le ganan terreno a los petrolíferos, debido a su mayor penetración en los sectores de consumo final, especialmente el transporte y la industria. El gas natural mantiene casi invariante su participación y se puede observar el incremento del uso de energía solar térmica como una medida de ahorros de combustibles y electricidad. Gracias al incremento de la eficiencia energética en los diferentes usos finales, se consigue un ahorro de 6 Mtep anuales en el 2030 y de 25 Mtep anuales en el 2050, respecto a los consumos proyectados en el escenario BAU para estos mismos años (**figuras 29 y 30**).

Figura No. 29 Proyección del consumo final de energía, México, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 30 Evolución de la matriz de consumo final de energía, México, escenario PRO NET-0



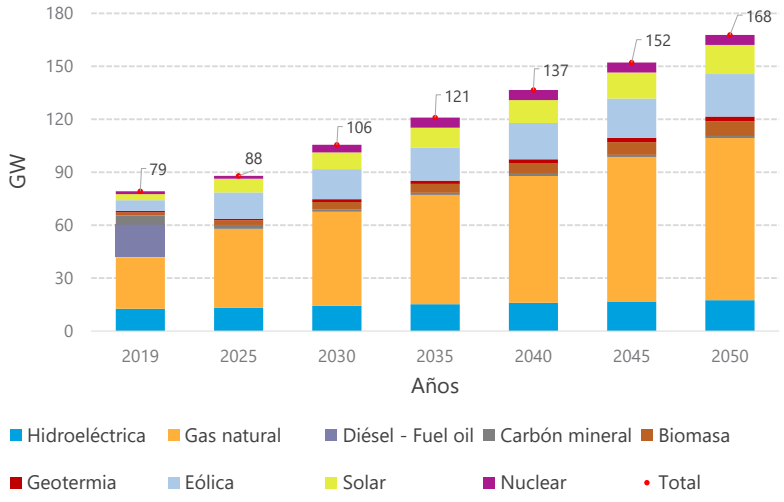
Fuente: Elaboración propia.

3.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

3.3.1 Escenario BAU

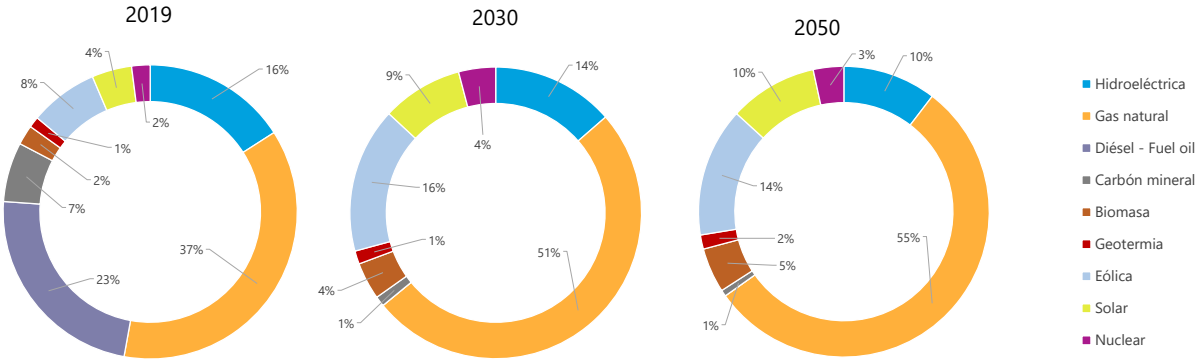
La nueva capacidad de generación eléctrica instalada en México, bajo las premisas del escenario BAU, es principalmente de centrales a gas natural, sin embargo, también es apreciable la capacidad renovable incorporada al parque generador durante el período de proyección, lo que hace que la renovabilidad de dicho parque se incremente respecto al año base (**figuras 31, 32, 33 y 34**).

Figura No. 31 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario BAU



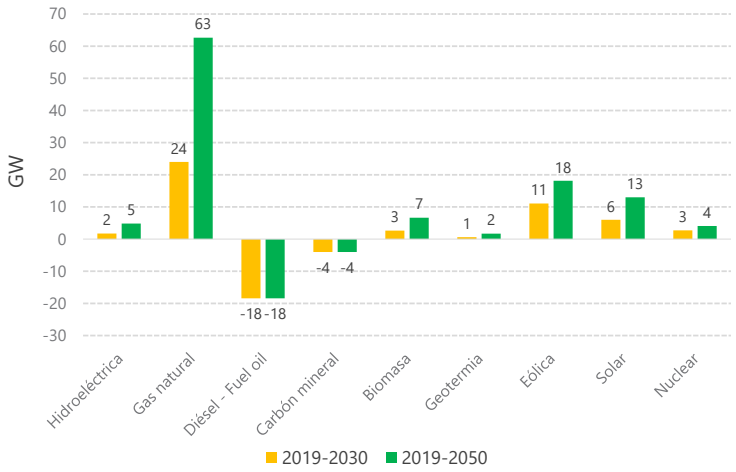
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 32 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario BAU



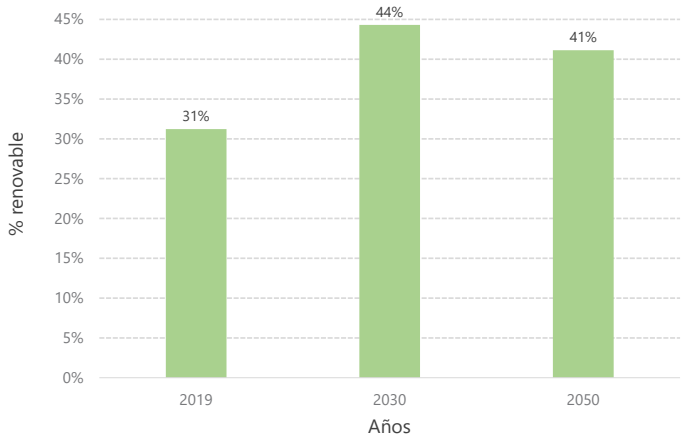
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 33 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 34 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario BAU

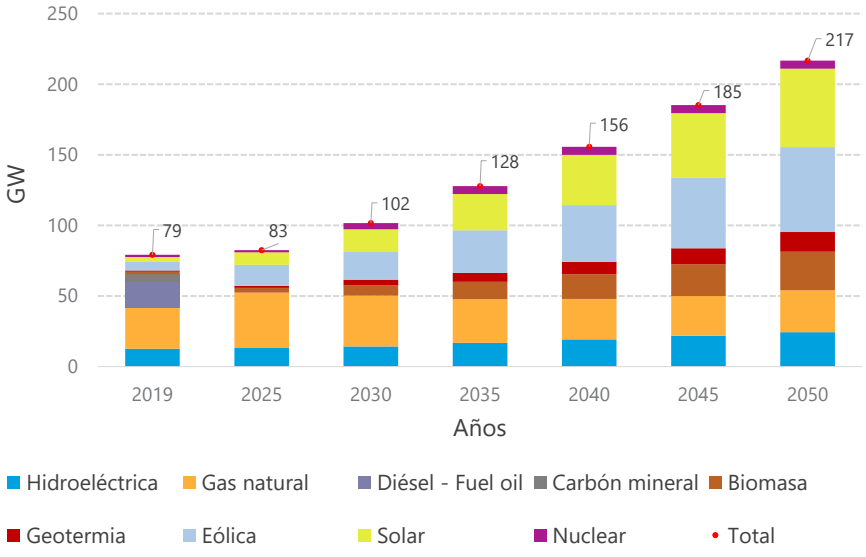


Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Escenario PRO NET-0

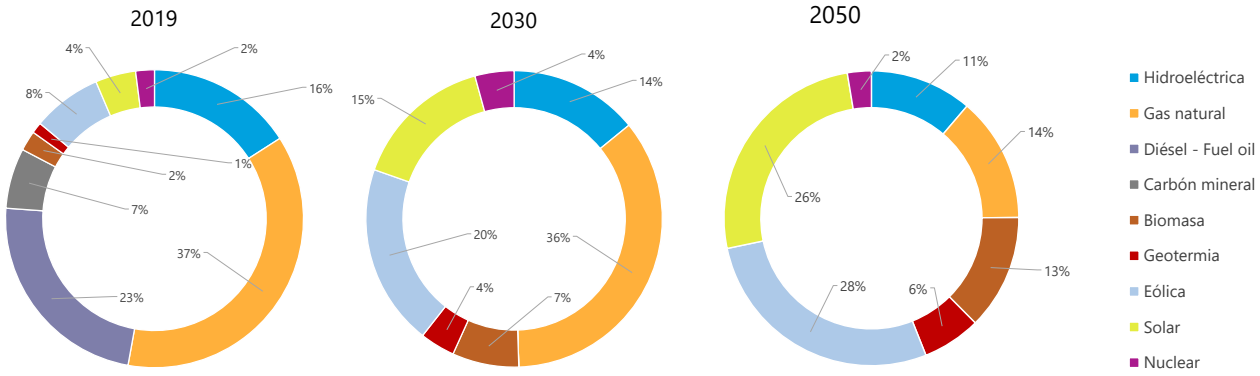
Considerando los importantes potenciales de energías renovables con que cuenta México, en fuentes como la energía eólica, la solar, la biomasa y la geotermia, para el escenario PRO NET-0, se consideró una prominente escalada en el aprovechamiento de estas fuentes para generación eléctrica, durante el período de proyección, dejando de lado el tendencial incremento en el uso de gas natural. Como resultado, la renovabilidad de la capacidad instalada de generación eléctrica en México, alcanzaría hasta un 84% en el horizonte de estudio y debido al incremento en la demanda de electricidad se requieren 49 GW adicionales respecto al valor proyectado para dicho año en el escenario BAU (**figuras 35, 36, 37 y 38**).

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



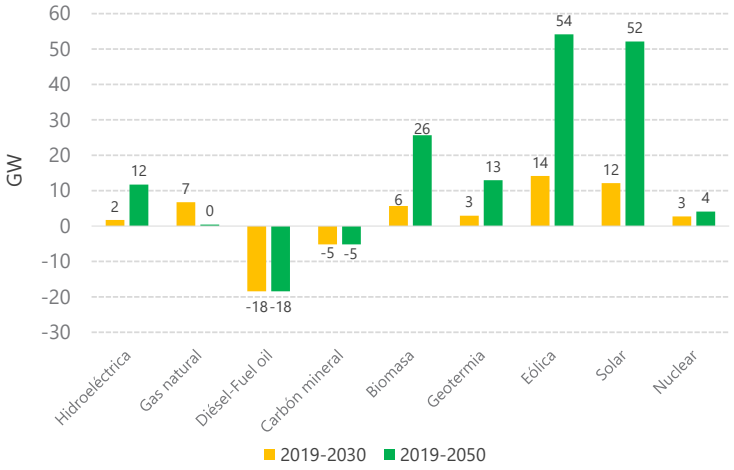
Fuente: Elaboración propia.

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



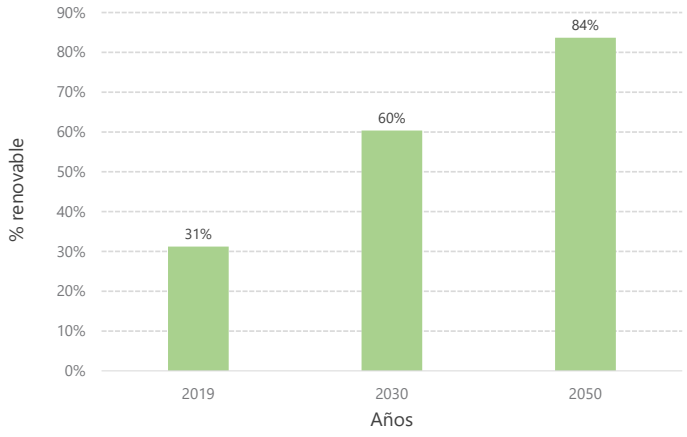
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 37 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 38 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica,México, escenario PRO NET-0



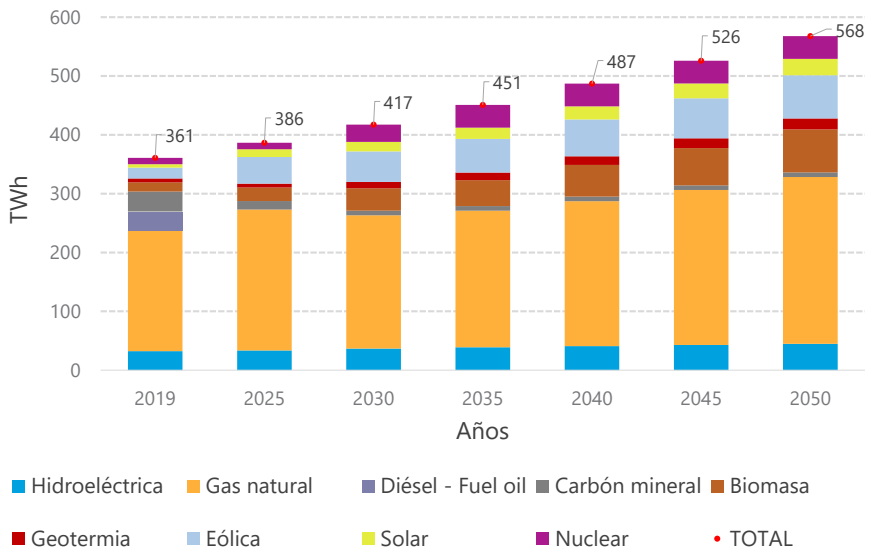
Fuente: Elaboración propia.

3.4 Proyección de la generación eléctrica

3.4.1 Escenario BAU

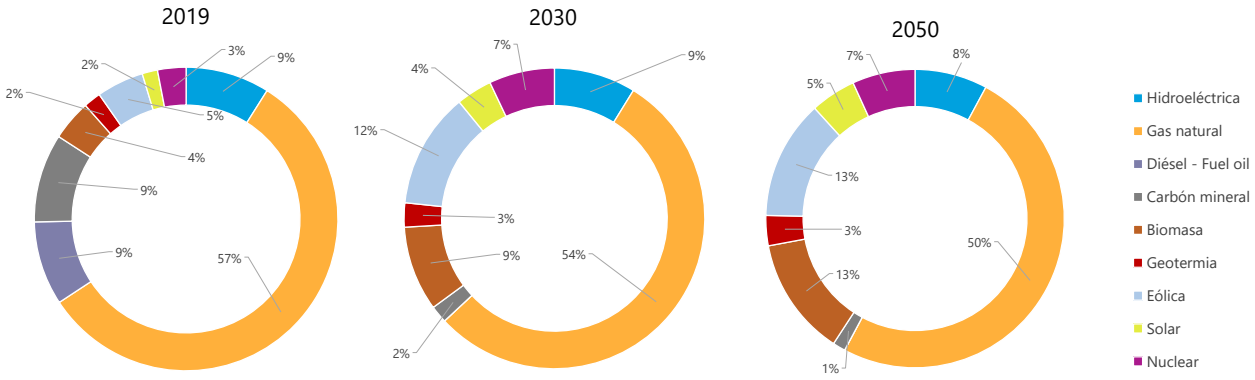
Acorde con la capacidad de generación eléctrica proyectada para el escenario BAU, en la matriz de generación de energía en México, se mantiene el predominio del gas natural, aunque con un notable incremento en la participación de las fuentes de energía renovable, la cual pasa de un 22% en al año base al 37% en el 2030 y al 42% en el 2050. Existe también un incremento en la generación termonuclear, mientras que el uso de los derivados de petróleo desaparece y el uso de carbón mineral se reduce a la mínima expresión (**figuras 39, 40 y 41**).

Figura No. 39 Proyección de la generación eléctrica, México, escenario BAU



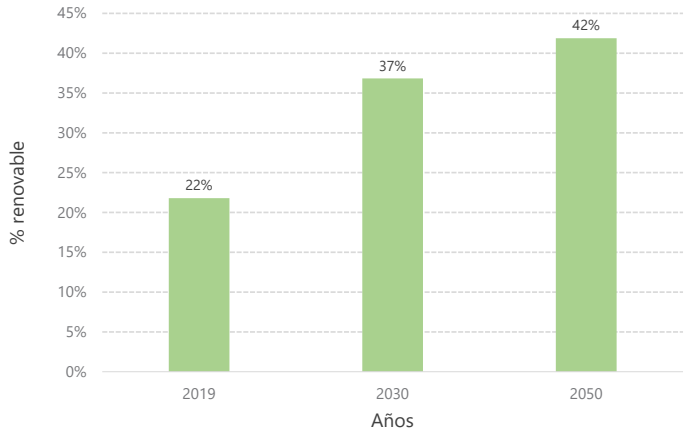
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 40 Estructura de la generación eléctrica, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 41 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, México, escenario BAU

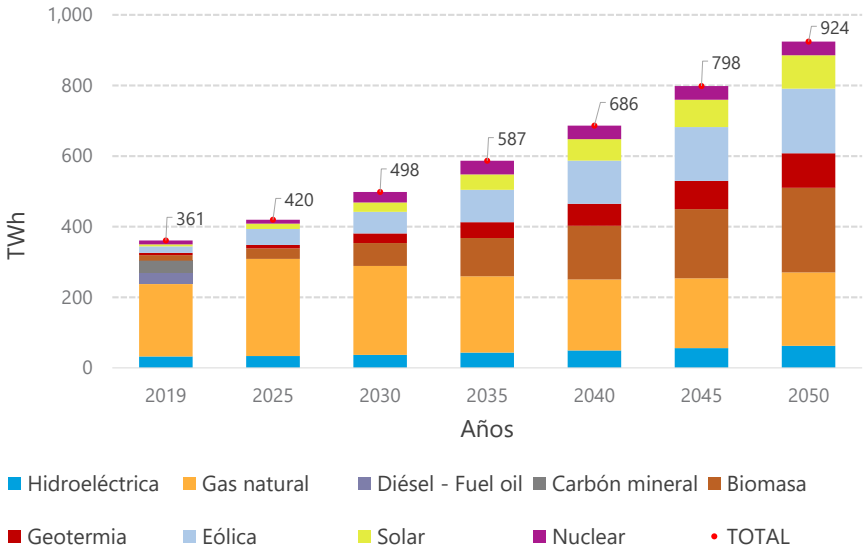


Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Escenario PRO NET-0

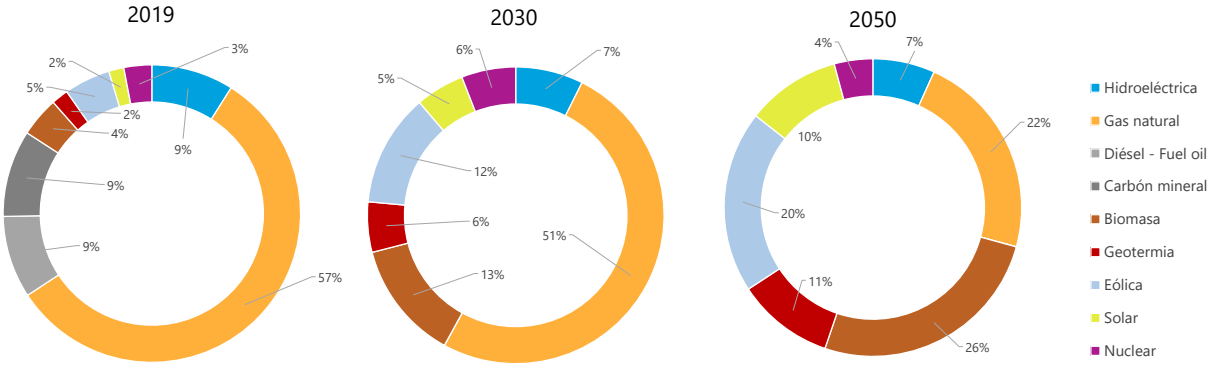
En el escenario PRO NET-0, se intensifica la generación eléctrica con energías renovables, especialmente con biomasa, eólica, solar y geotermia, reduciéndose incluso el uso de centrales a gas natural, gracias a lo cual, el índice de renovablidad de la matriz de generación, alcanza el 73% al 2050. Cabe observar también que, debido a la mayor penetración de electricidad en los sectores de consumo final, la generación de energía en el escenario PRO NET-0 para el 2050, es 63% superior a la proyectada en el escenario BAU para el mismo año (**figuras 42, 43 y 44**).

Figura No. 42 Proyección de la generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0



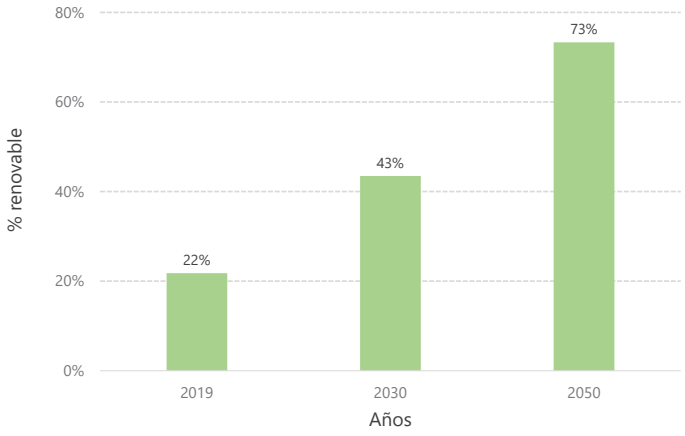
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 43 Estructura de la generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 44 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0



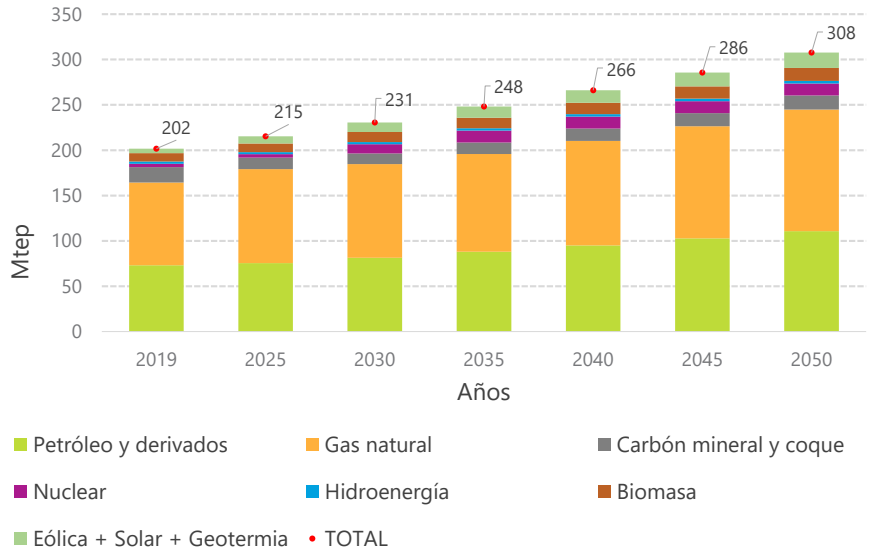
Fuente: Elaboración propia.

3.5 Proyección de la oferta total de energía

3.5.1 Escenario BAU

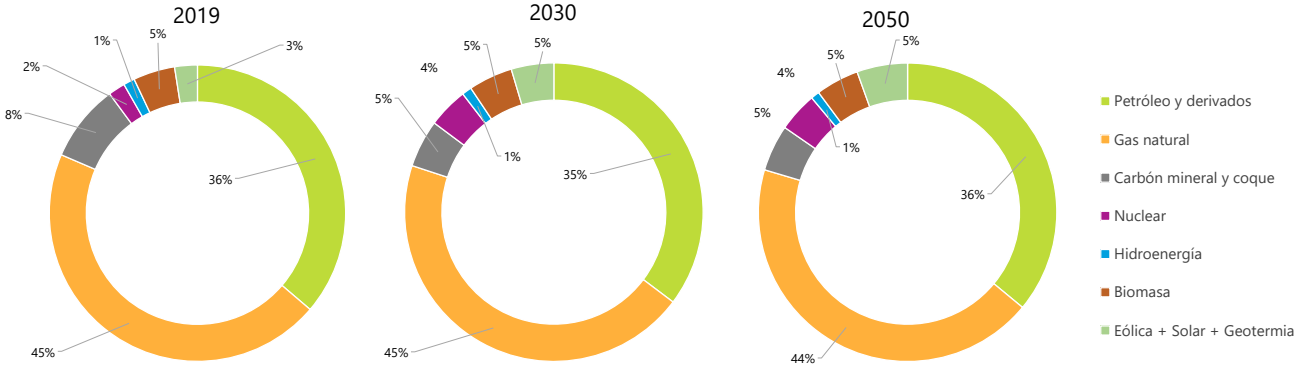
De acuerdo al escenario BAU, la oferta total de energía en México, continua todavía hasta el año 2050, constituida en su mayor parte por los hidrocarburos, principalmente por gas natural, aunque se observa un pequeño incremento de la participación de las energías renovables, de 3 puntos porcentuales respecto al año base (**figuras 45, 46 y 47**).

Figura No. 45 Proyección de la oferta total de energía, México, escenario BAU



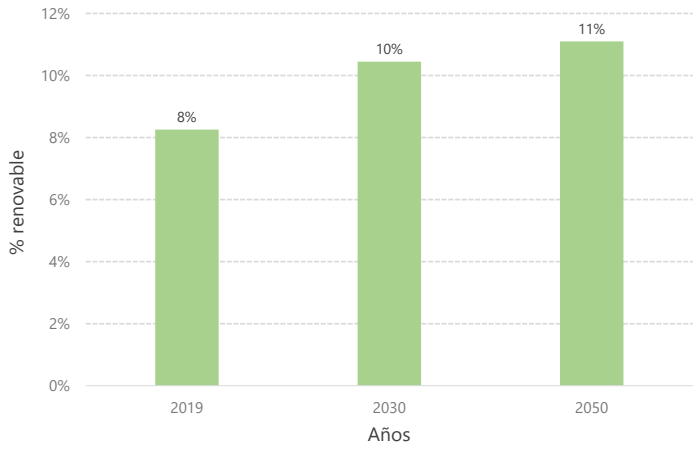
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 46 Estructura de la oferta total de energía, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 47 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, México, escenario BAU

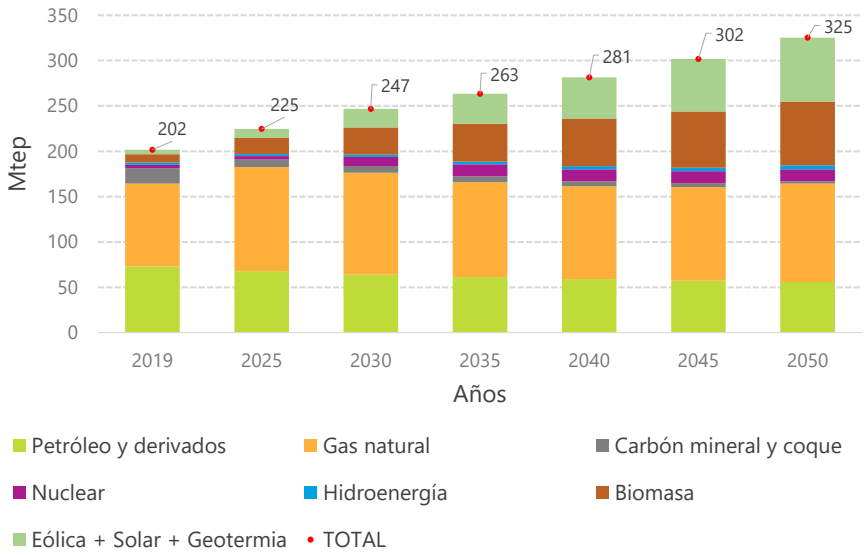


Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 Escenario PRO NET-0

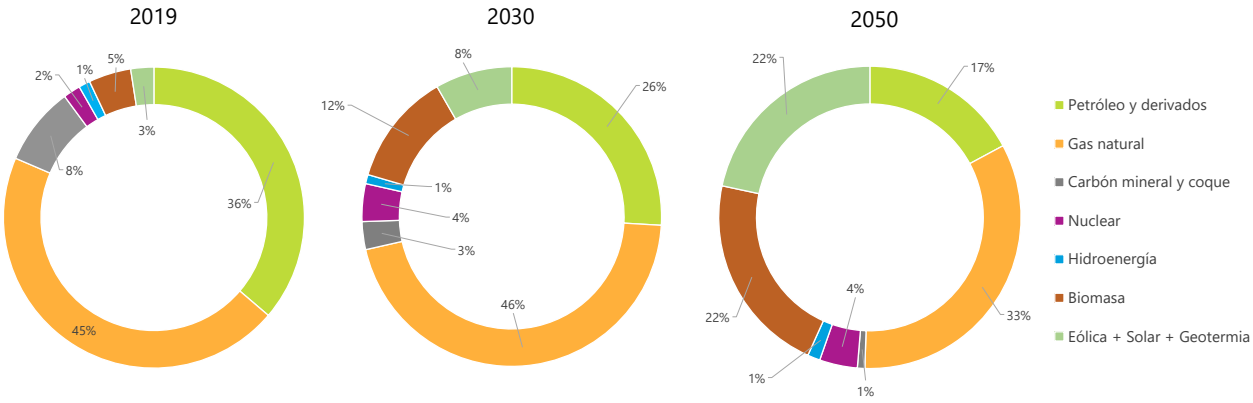
Bajo los supuestos del escenario PRO NET-0, las energías renovables consiguen ganarles importante terreno a los hidrocarburos, relegándolos a una participación de solamente el 50% frente al 81% que representaban en el año base. El índice de renovablidiad de la matriz de oferta total mejora del 8% en el año base al 21% en el año 2030 y al 45% en el año 2050, gracias al aporte de la biomasa, la energía eólica, la energía solar y la geotermia. Debido a la mayor demanda de electricidad y a la menor eficiencia en el uso de la biomasa en la generación eléctrica, con respecto al gas natural, la oferta total anual de energía en el escenario PRO NET-0, sufre un incremento del 6% para el 2050, respecto al valor proyectado para ese año en el escenario BAU (**figuras 48, 49 y 50**).

Figura No. 48 Proyección de la oferta total de energía, México, escenario PRO NET-0



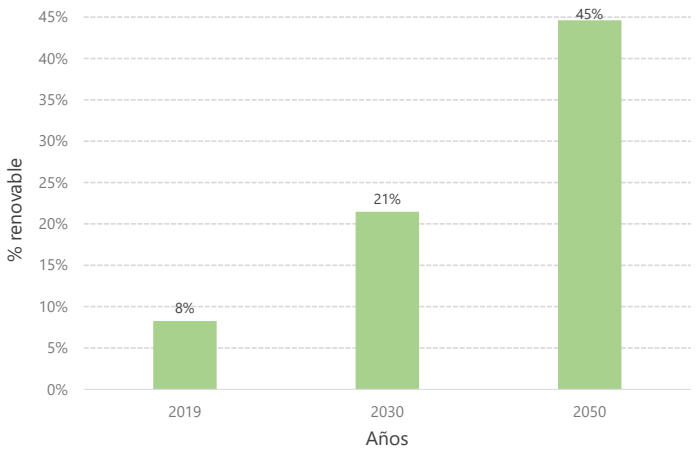
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 49 Estructura de la oferta total de energía, México, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 50 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, México, escenario PRO NET-0



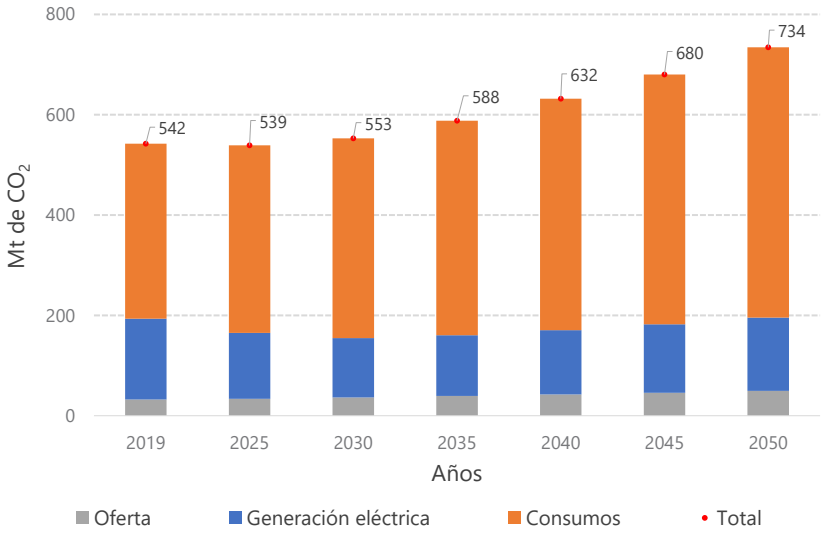
Fuente: Elaboración propia.

3.6 Proyección de las emisiones de CO_2

3.6.1 Escenario BAU

Bajo las premisas del escenario BAU, las emisiones anuales de CO_2 del sector energético mexicano crecería en un 2% para el año 2030 y en un 35% para el año 2050, respecto al año base (**figura 51**).

Figura No. 51 Proyección de las emisiones de CO_2, México, escenario BAU

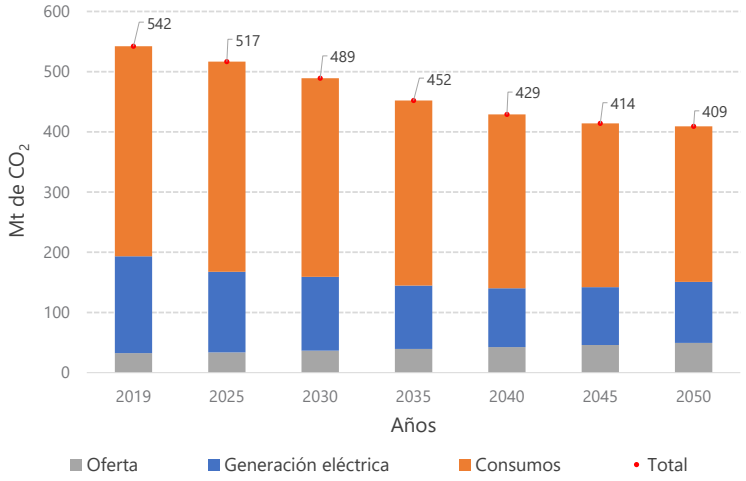


Fuente: Elaboración propia.

3.6.2 Escenario PRO NET-0

Par el caso del escenario PRO NET-0, se presentaría una disminución continua de las emisiones anuales de CO_2 del sector energético mexicano, reduciéndose para el año 2050 en un 25% respecto al año base y en un 44% respecto al valor proyectado en el escenario BAU para par el final del período de proyección (**figura 52**).

Figura No. 52 Proyección de las emisiones de CO_2, México, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

4. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA AMÉRICA CENTRAL

4.1 Consideraciones generales

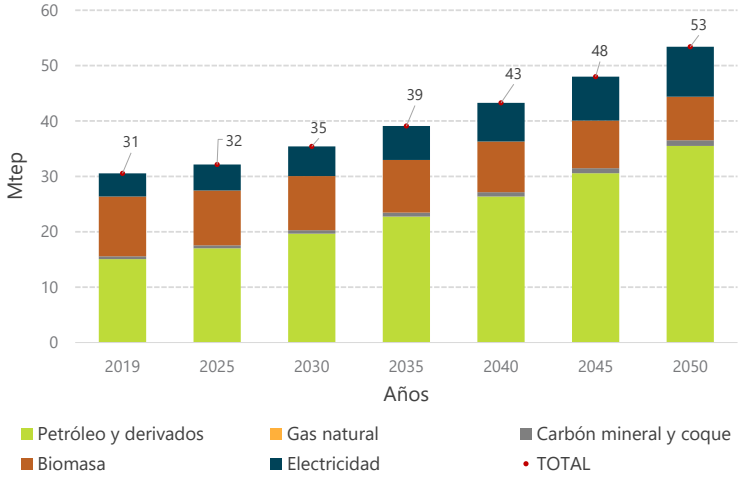
La prospectiva energética para la subregión de América Central, se basa en el "Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica 2018-2035", publicado por el Consejo de Electrificación de América Central (GTPIR), en los Balances Energéticos Nacionales de los países de América Central para el año 2019 y en las estimaciones del consumo final de energía con efecto del COVID-19, elaboradas en correlación con las proyecciones del PIB nominal publicadas por el Banco Mundial.

4.2 Proyección del consumo final de energía

4.2.1 Escenario BAU

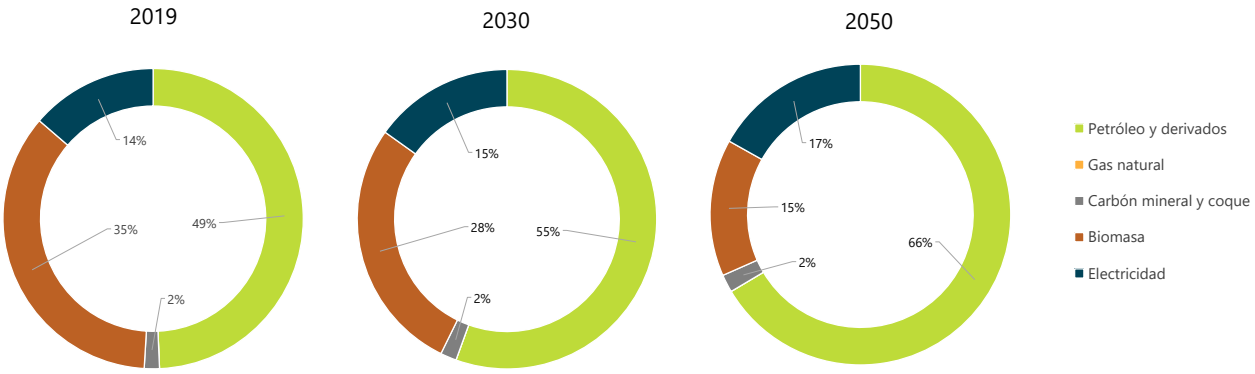
En el contexto del escenario BAU, la proyección del consumo final de energía para la subregión de América Central, se caracteriza por una reducción del consumo de biomasa y un incremento en el consumo de derivados de petróleo, esto se debe principalmente por la sustitución de leña por GLP para cocción en el sector residencial, aunque también se observa mayor uso de la electricidad en los sectores de consumo final (**figuras 53 y 54**).

Figura No. 53 Proyección del consumo final de energía, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 54 Evolución de la matriz de consumo final de energía, América Central, escenario BAU

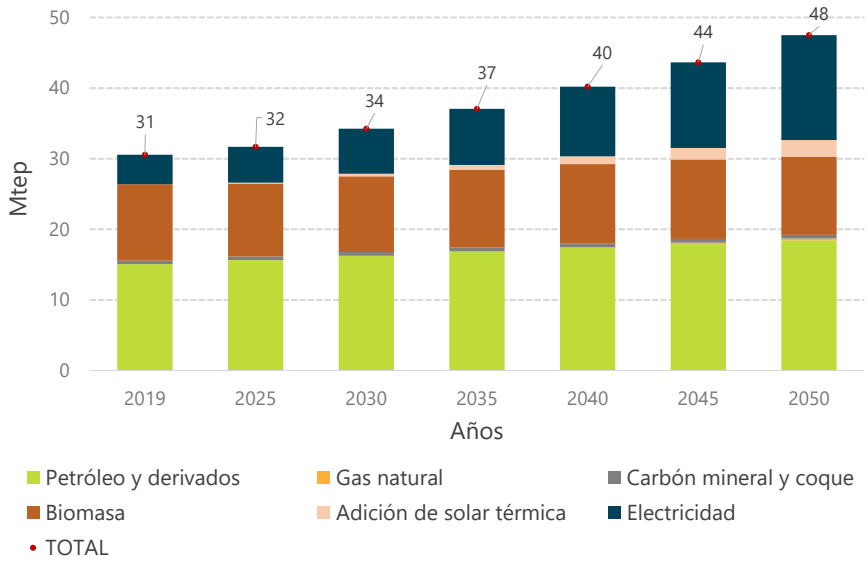


Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Escenario PRO NET-0

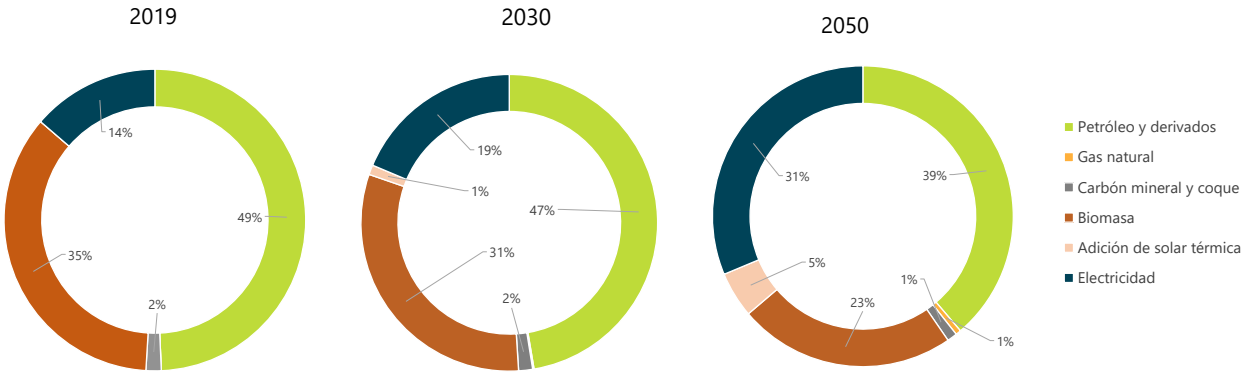
Bajo las premisas del escenario PRO NET-0, se aprecia de forma mucho más evidente, la penetración de la electricidad en los sectores de consumo final, especialmente en el transporte, la industria y el sector residencial y aunque la biomasa sigue perdiendo participación durante el período de proyección, los derivados de petróleo también lo hacen, aunque en términos absolutos presentan un pequeño crecimiento del orden de 0.6% promedio anual. Cabe destacar también el incremento en el uso de la energía solar térmica en los sectores residencial y comercial y el ahorro total en el consumo de energía anual respecto al escenario BAU, que para el 2030 significa 1 Mtep y para el 2050, 5 Mtep (**figuras 55 y 56**).

Figura No. 55 Proyección del consumo final de energía, América Central, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 56 Evolución de la matriz de consumo final de energía, América Central, escenario PRO NET-0



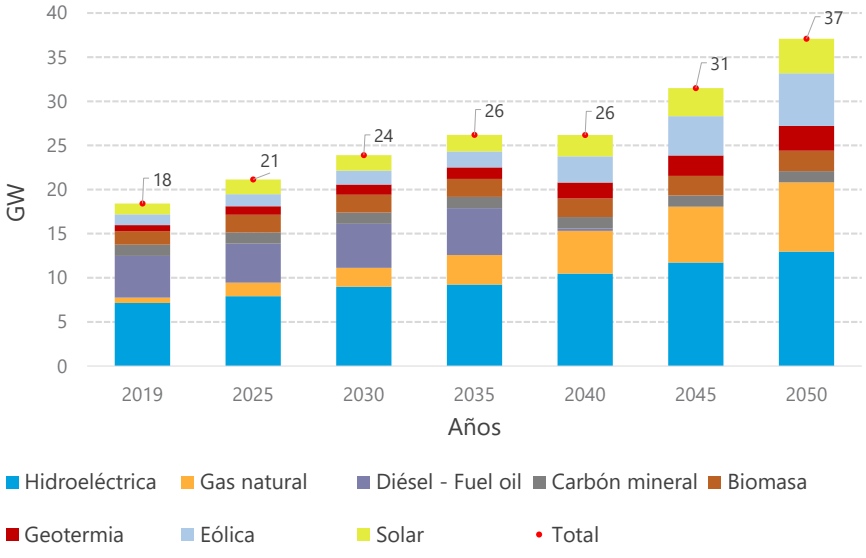
Fuente: Elaboración propia.

4.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

4.3.1 Escenario BAU

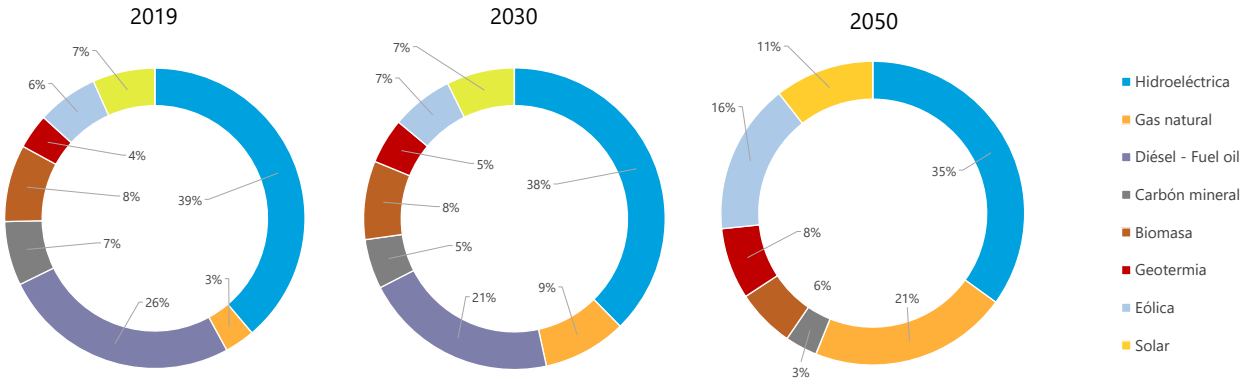
En la instalación de nueva capacidad de generación eléctrica para la subregión de América Central, bajo los supuestos del escenario BAU, predominan las centrales a gas natural las hidráulicas y las eólicas, sin dejar de ser importantes también los incrementos en la capacidad solar fotovoltaica y geotérmica. Si bien el uso de centrales a derivados de petróleo (Diésel-Fuel oil) disminuye, todavía hasta el año 2040, no se puede prescindir por completo de este tipo de centrales; y además el uso de carbón mineral persiste hasta el final del periodo de proyección, sin embargo, el índice de renovabilidad de la capacidad de generación eléctrica en este escenario mejora alcanzando el 75% en el horizonte de proyección (**figuras 57, 58, 59 y 60**).

Figura No. 57 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario BAU



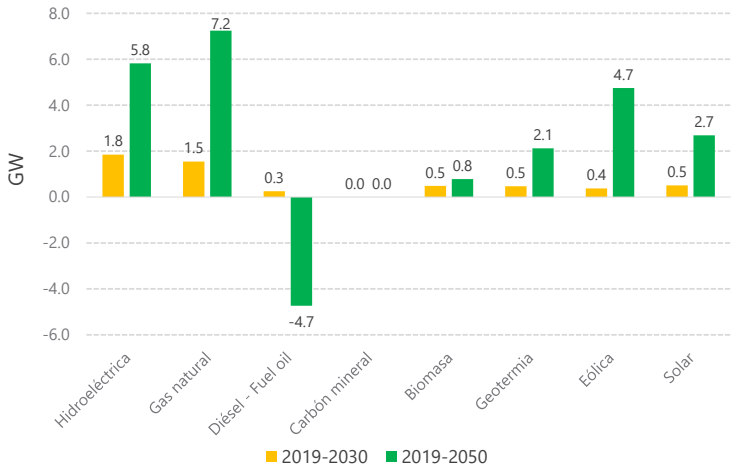
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 58 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario BAU



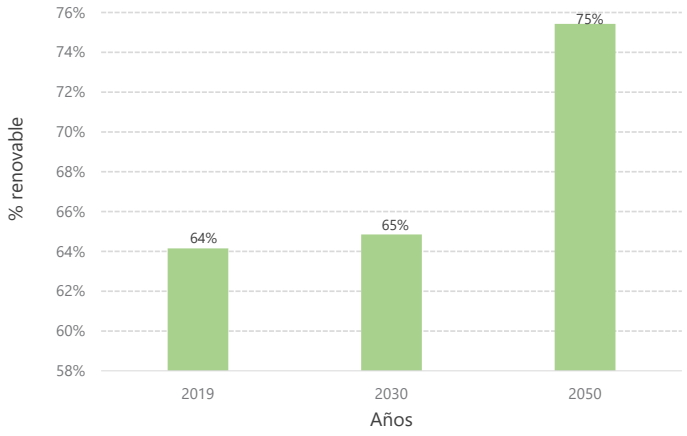
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 59 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 60 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario BAU

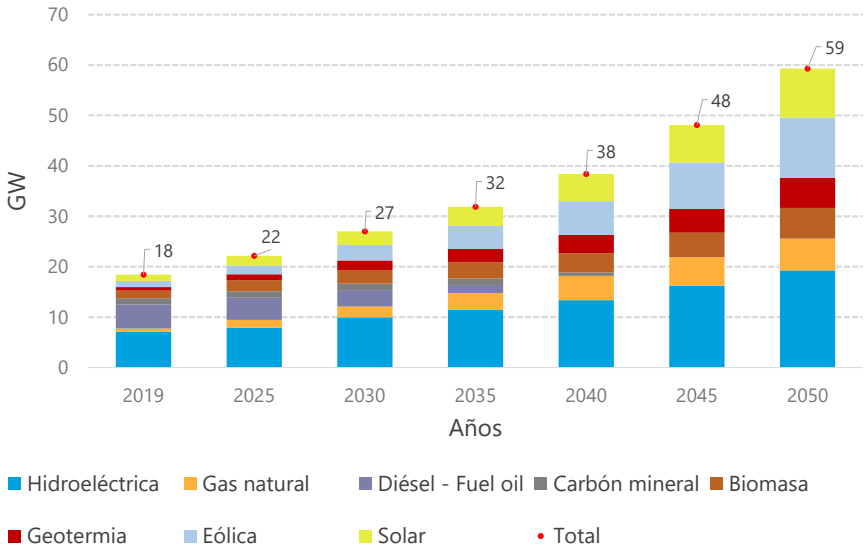


Fuente: Elaboración propia.

4.3.2 Escenario PRO NET-0

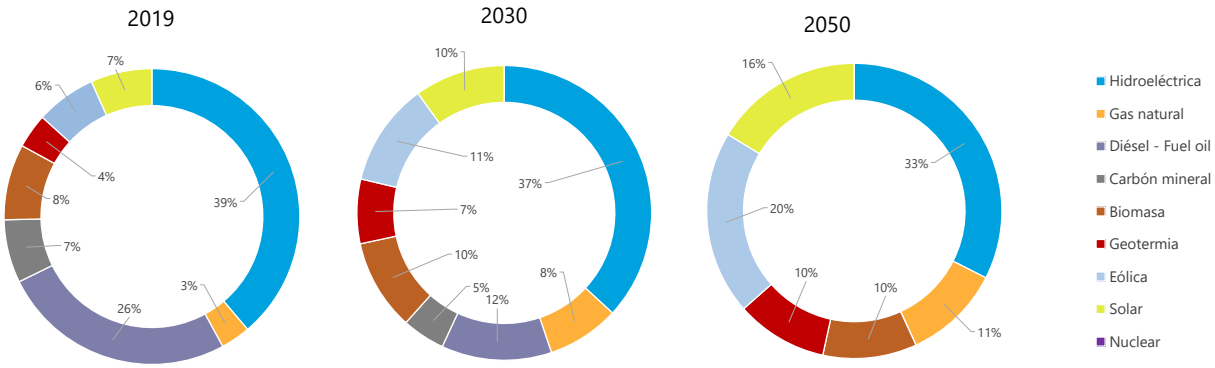
Bajo las condiciones del escenario PRO NET-0, la instalación de nuevas centrales eléctricas que aprovechan fuentes de energía renovable, como las hidráulicas, eólicas, solares, geotérmicas y de biomasa, cobra mayor relevancia que la instalación de centrales a gas natural y desde el año 2045, se omite completamente el uso de centrales a derivados de petróleo (Diésel-Fuel oil) y carbón mineral. Cabe resaltar también que, debido al incremento de demanda de electricidad en los sectores de consumo final, la capacidad requerida en el año 2050 es 22 GW superior al valor proyectado en el escenario BAU para el mismo año y que el componente renovable del parque generador llega hasta un 89% en el horizonte de proyección (**figuras 61, 62, 63 y 64**).

Figura No. 61 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0



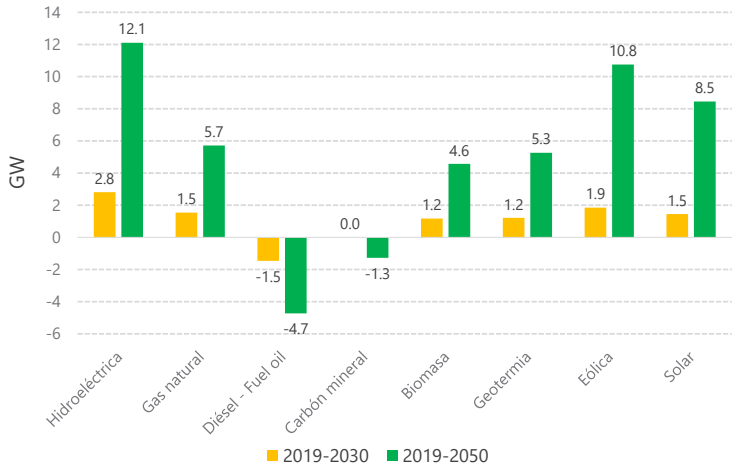
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 62 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0



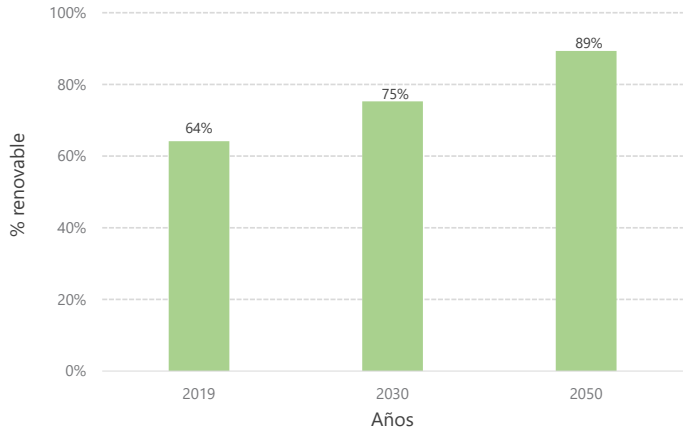
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 63 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 64 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0



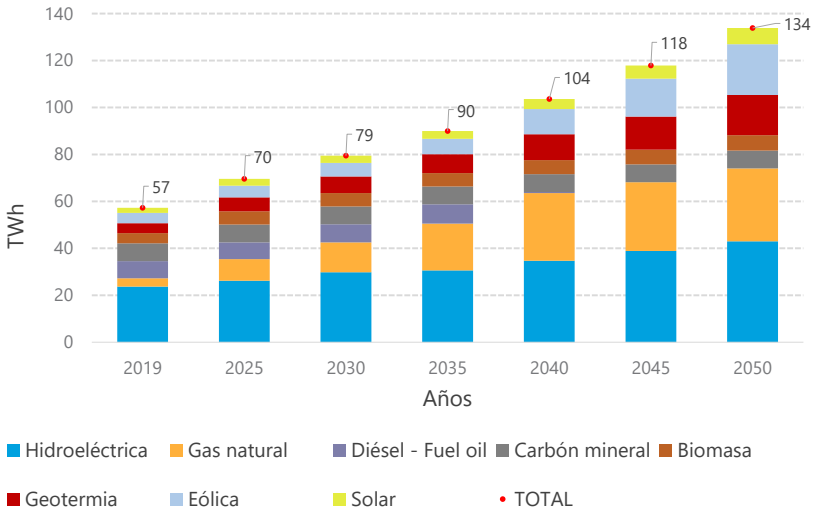
Fuente: Elaboración propia.

4.4 Proyección de la generación eléctrica

4.4.1 Escenario BAU

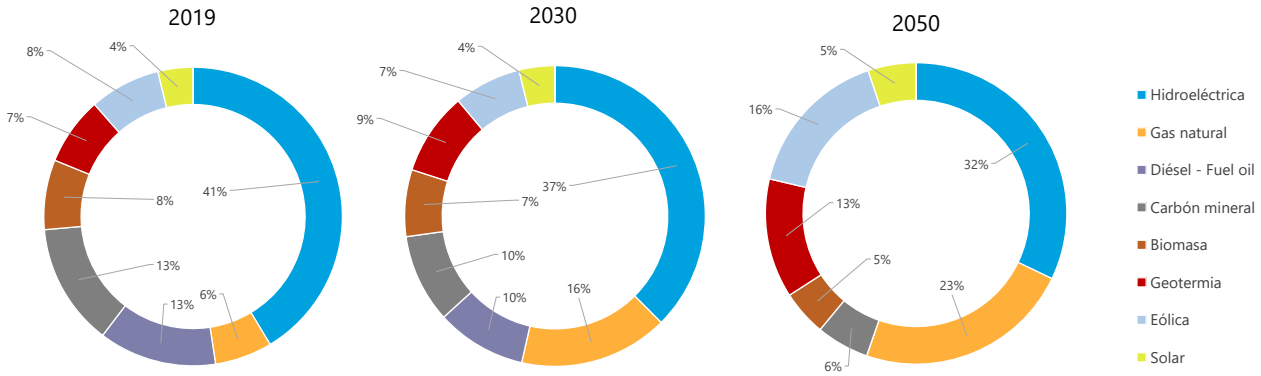
En coherencia con la proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica centroamericana para el escenario BAU, en la matriz de producción de energía, el gas natural y las fuentes de energía renovables, le ganan terreno a los derivados de petróleo y al carbón mineral. Si bien para el año 2030, el índice de renovabilidad de dicha matriz, sufre un pequeño deterioro respecto al año base debido a la mayor penetración del gas natural, en los siguientes años de proyección este indicador se recupera y mejora, gracias a la aceleración en la introducción de energías renovables (**figuras 65, 66 y 67**).

Figura No. 65 Proyección de la generación eléctrica, América Central, escenario BAU



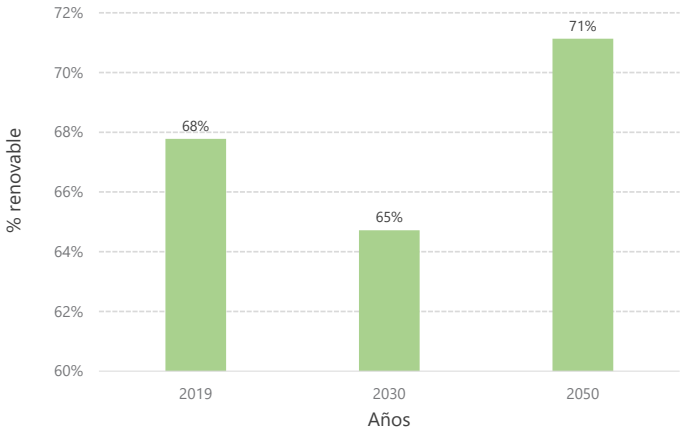
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 66 Estructura de la generación eléctrica, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 67 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, América Central, escenario BAU

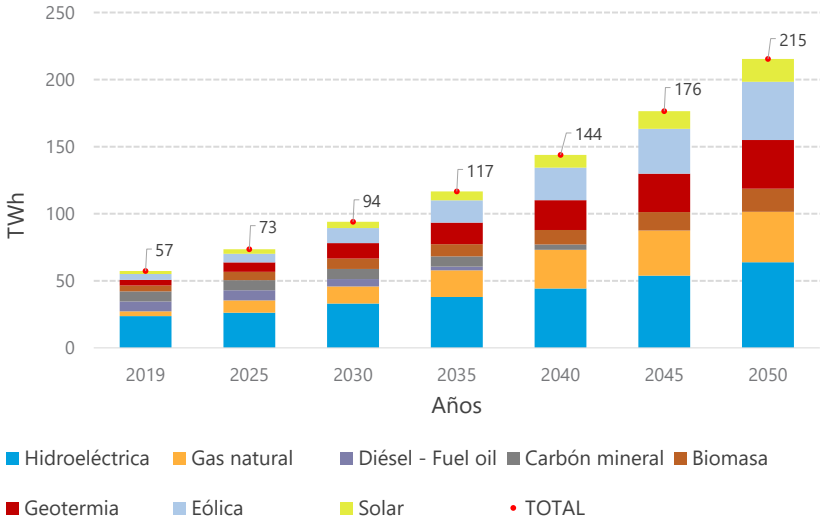


Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 Escenario PRO NET-0

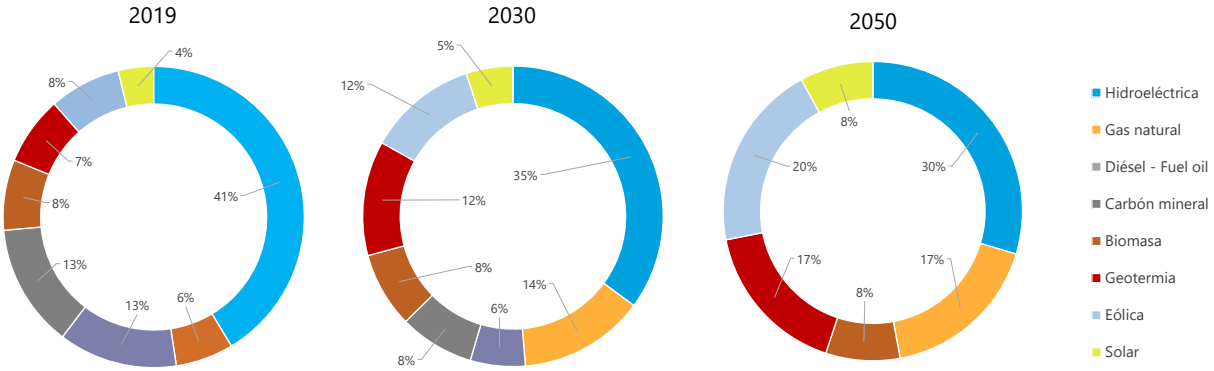
Dado que bajo los supuestos del escenario PRO NET-0, la instalación de capacidad de generación eléctrica renovable supera a la de centrales a gas natural, se produce una mejora continua del índice de renovabilidad de la matriz de producción de electricidad, pasando del 68% en el año base al 72% en el año 2030 y al 83% en el año 2050. La generación de electricidad en este último año resulta ser superior en 81 TWh al proyectado en el escenario BAU, debido a la mayor electrificación de los sectores de consumo final (**figuras 68, 69 y 70**).

Figura No. 68 Proyección de la generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0



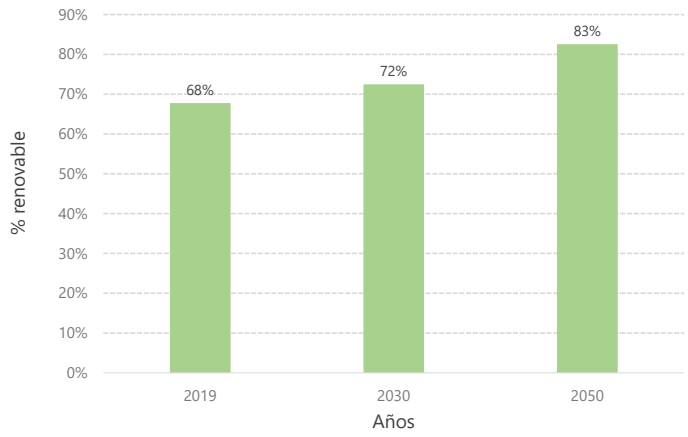
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 69 Estructura de la generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 70 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0



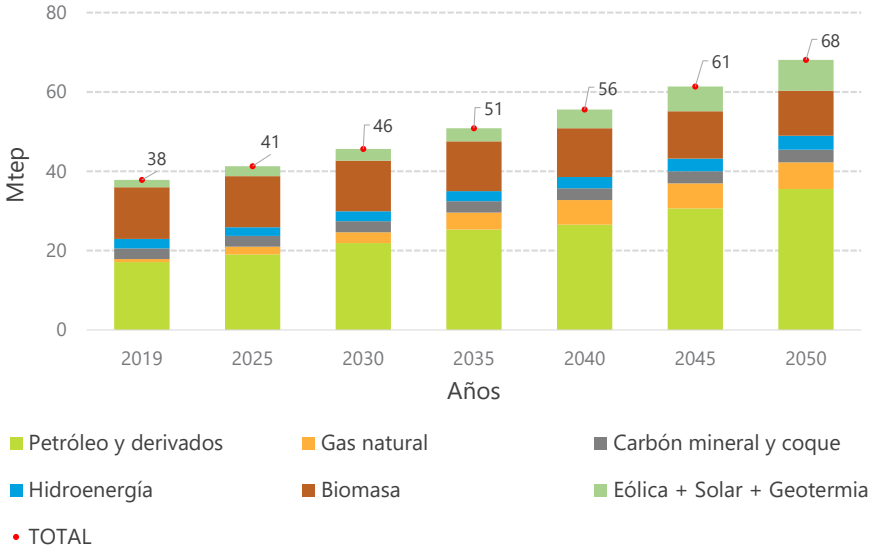
Fuente: Elaboración propia.

4.5 Proyección de la oferta total de energía

4.5.1 Escenario BAU

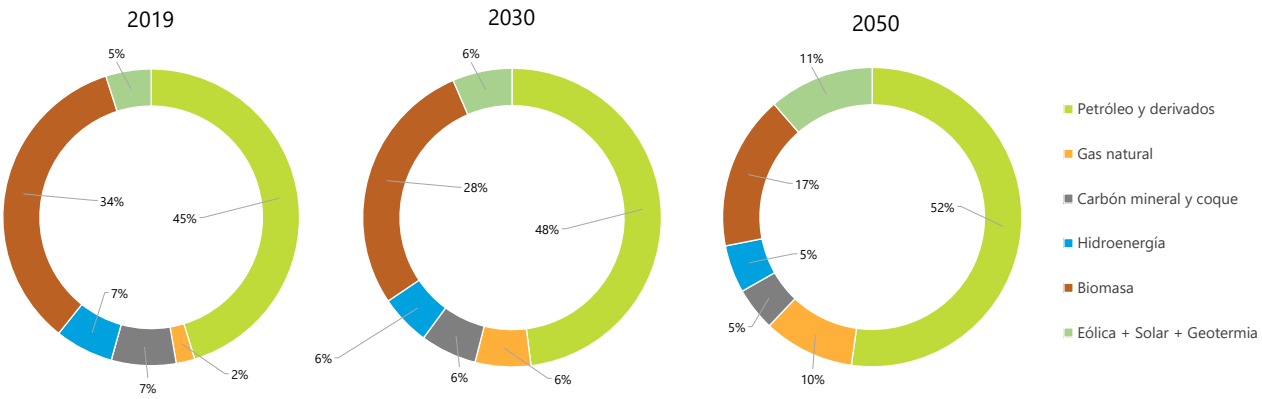
En la matriz de oferta total de energía de América Central, pese a la mejora en la renovabilidad de la generación eléctrica, bajo las premisas del escenario BAU, la participación de las fuentes fósiles se incrementa durante el período de proyección, debido principalmente a la sustitución del consumo de leña residencial por GLP, sin embargo, si es posible apreciar un incremento sustancial en la oferta de fuentes de energía renovables no convencionales como la eólica, la solar y la geotermia (**figuras 71, 72 y 73**).

Figura No. 71 Proyección de la oferta total de energía, América Central, escenario BAU



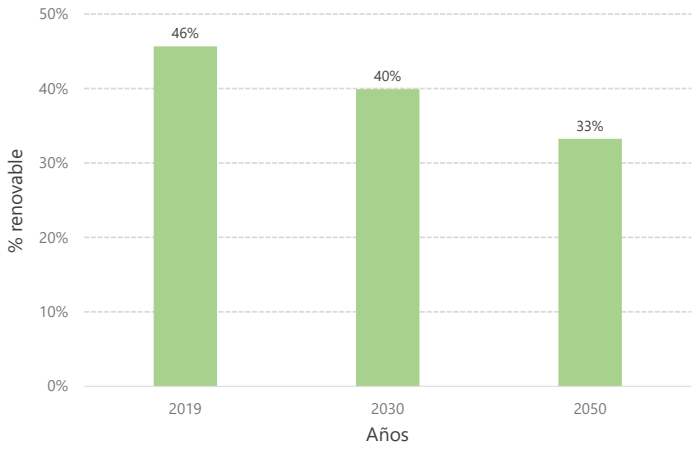
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 72 Estructura de la oferta total de energía, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 73 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, América Central, escenario BAU

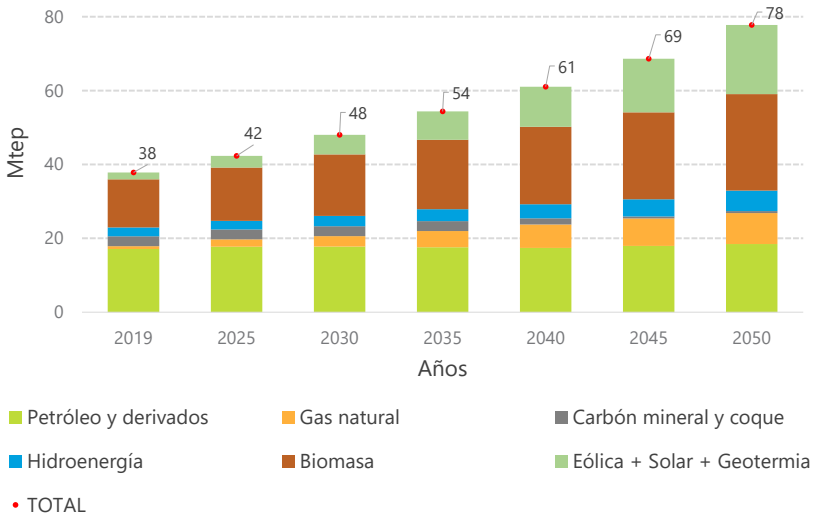


Fuente: Elaboración propia.

4.5.2 Escenario PRO NET-0

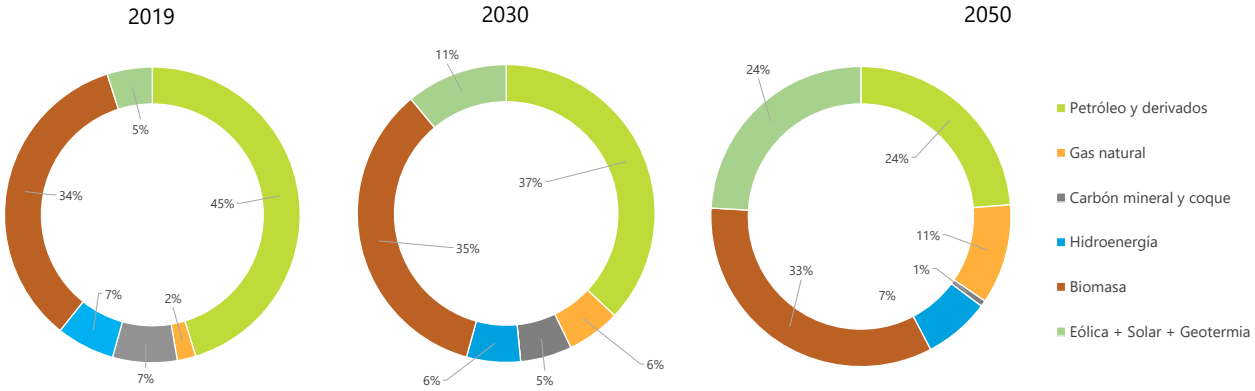
Tras el incremento en el uso de electricidad, energía solar térmica y biocombustibles en los sectores de consumo final y la mayor penetración de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica, la renovabilidad de la oferta total de energía en el escenario PRO NET-0 experimenta una mejora sostenida durante el período de proyección, pasando del 46% en el año base al 52% en el año 2030 y al 65% en el año 2050. Debido a la mayor demanda de electricidad y a la menor eficiencia en el uso de la biomasa en la generación eléctrica, con respecto al gas natural, la oferta total anual de energía en el escenario PRO NET-0, sufre un incremento del 15% para el 2050, respecto al valor proyectado para ese año en el escenario BAU (**figuras 74, 75 y 76**).

Figura No. 74 Proyección de la oferta total de energía, América Central, escenario PRO NET-0



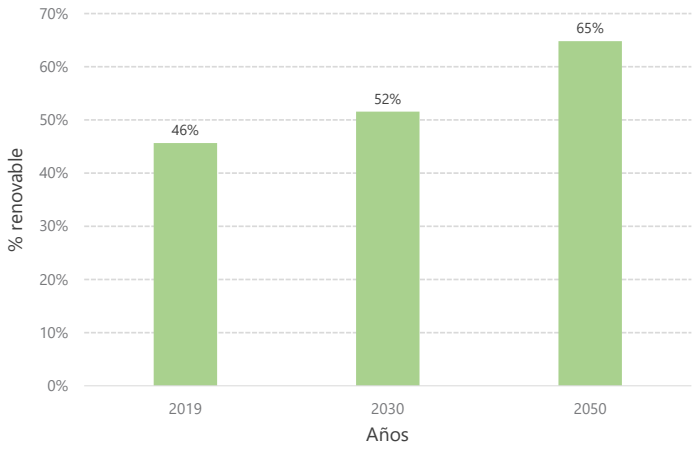
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 75 Estructura de la oferta total de energía, América Central, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 76 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, América Central, escenario PRO NET-0



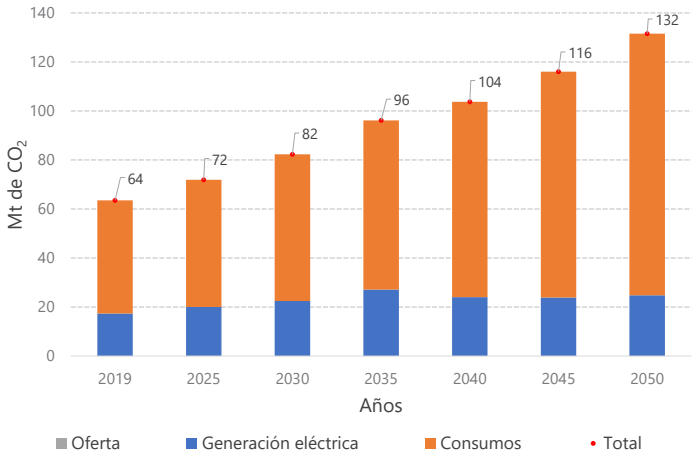
Fuente: Elaboración propia.

4.6. Proyección de las emisiones de CO_2

4.6.1 Escenario BAU

Bajo los supuestos del escenario BAU, si bien el incremento en las emisiones anuales de CO_2 de la generación eléctrica es solamente del 43%, al comparar el año 2050 con el año base, para el caso de las emisiones producidas por los consumos finales y propio de la energía, este incremento es del 131%, es decir más del doble, esto se debe a la sustitución de leña por GLP en el sector residencial (**figura 77**).

Figura No. 77 Proyección de las emisiones de CO_2, América Central, escenario BAU

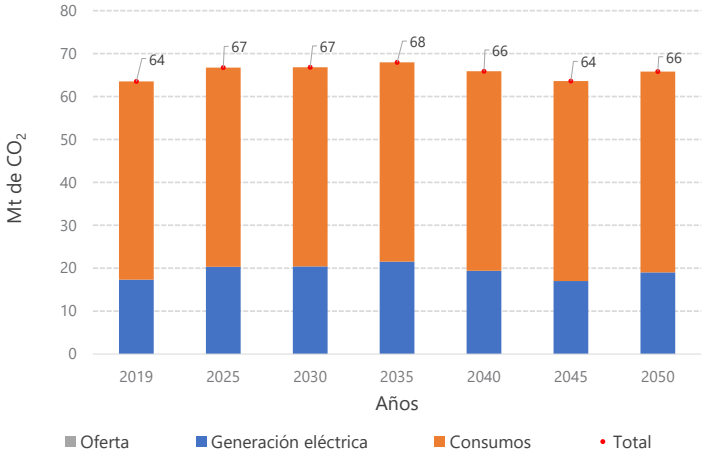


Fuente: Elaboración propia.

4.6.2 Escenario PRO NET-0

En el escenario PRO NET-0, pese a que de igual manera el consumo de leña residencial es sustituido por otras fuentes, la mayor electrificación de los usos finales de la energía, la mayor penetración de biocombustibles y energía solar térmica en dichos usos y el incremento más acelerado de la instalación de capacidad de generación eléctrica renovable, permiten que la emisiones totales de CO_2 del sector energético de América Central, lleguen a estabilizarse a partir del período entre el 2030 y 2035, resultando de todas manera en valores muy inferiores a los proyectados en el escenario BAU (**figura 78**).

Figura No. 78 Proyección de las emisiones de CO_2, América Central, escenario NET-0



Fuente: Elaboración propia.

5. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA LA ZONA ANDINA

5.1 Consideraciones generales

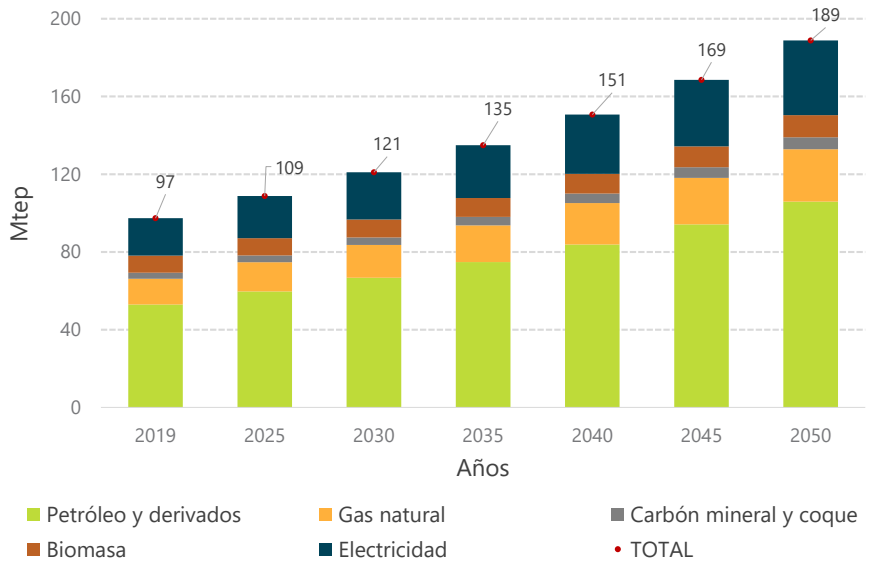
En la construcción de los escenarios energéticos para la Zona Andina, se utilizó como referencia algunas publicaciones relacionadas con la expansión del sector energético, de los países de la subregión, como: "El Plan de Expansión de Referencia Transmisión y Generación 2020-2034", elaborado por la UPME de Colombia, la "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021 – 2030", elaborado por COES de Perú, el "Plan Maestro de Electricidad 2018-2027", elaborado por el MERNNR de Ecuador. Adicionalmente, se utilizaron los Balances Energéticos Nacionales de los países de la Zona Andina para el año 2019 y en las estimaciones del consumo final de energía con efecto del COVID-19, elaboradas en correlación con las proyecciones del PIB nominal publicadas por el Banco Mundial.

5.2 Proyección del consumo final de energía

5.2.1 Escenario BAU

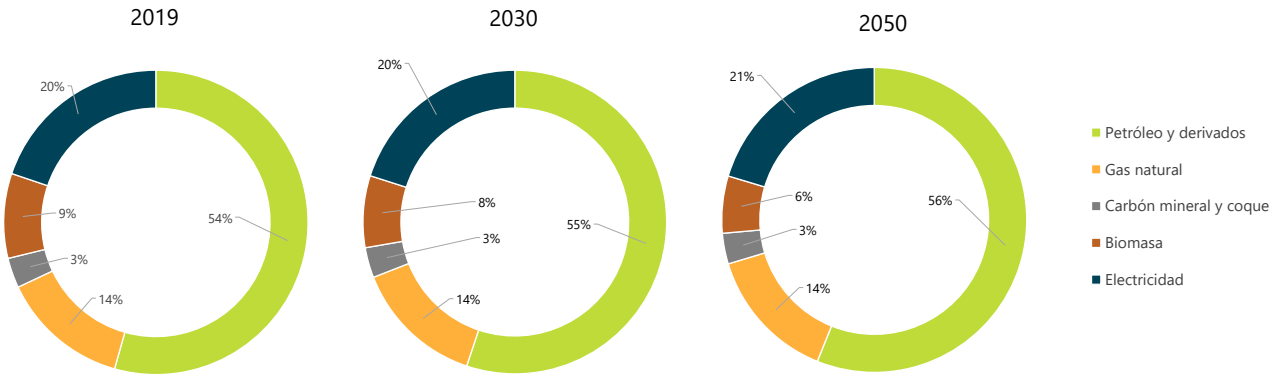
Bajo las premisas del escenario BAU, la participación de los derivados de petróleo en la matriz de consumo final se incrementa durante el período de proyección, aunque ya se observa una mayor electrificación de dicha matriz y una reducción en el uso de biomasa, principalmente de leña residencial. Otras fuentes como el gas natural y el carbón mineral mantienen su participación porcentual. El consumo total de energía en este escenario presenta una tasa promedio de crecimiento anual del 2.2% durante el período de proyección (**figuras 79 y 80**).

Figura No. 79 Proyección del consumo final de energía, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 80 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Zona Andina, escenario BAU

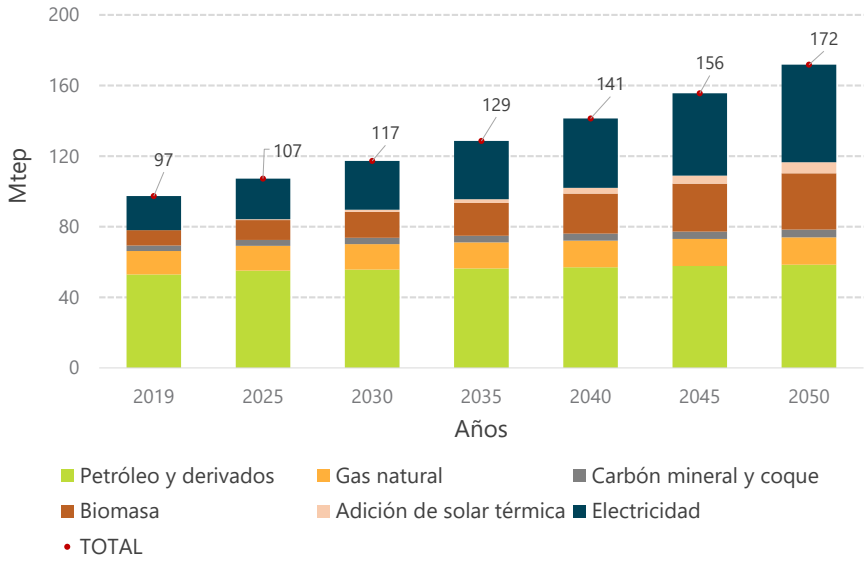


Fuente: Elaboración propia.

5.2.2 Escenario PRO NET-0

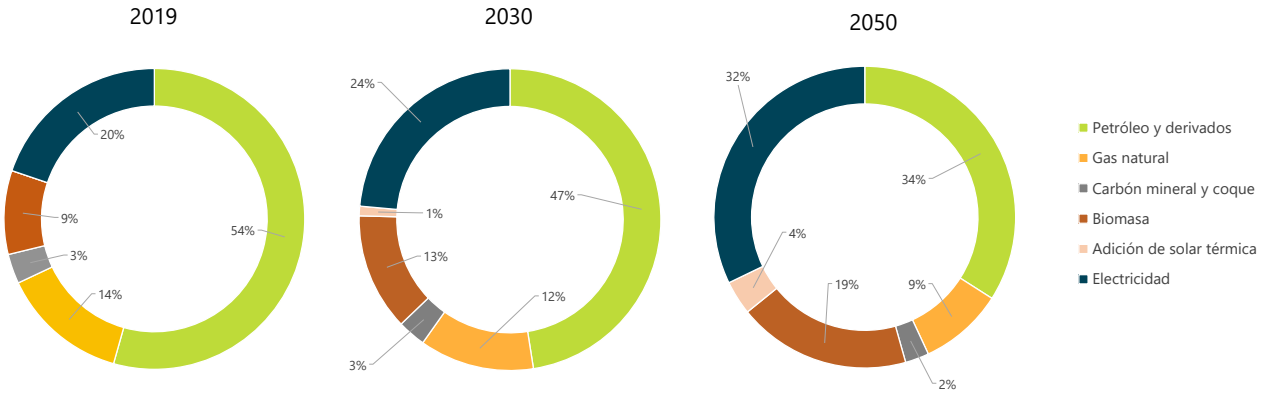
La mayor electrificación de los sectores de consumo final, principalmente el trasporte, la industria y los sectores residencial y comercial, así como la mayor penetración de biocombustibles (etanol y biodiesel) y el mayor aprovechamiento de la energía solar térmica en dichos sectores, en el contexto del escenario PRO NET-0, permiten reducir de manera importante la participación de las fuentes de energía fósiles en la matriz de consumo final de la Zona Andina y al mismo tiempo generar un ahorro en el consumo anual de energía respecto a lo proyectado en el escenario BAU, que para el año 2050, alcanza los 17 Mtep (**figuras 81, 82 y 83**).

Figura No. 81 Proyección del consumo final de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 82 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0



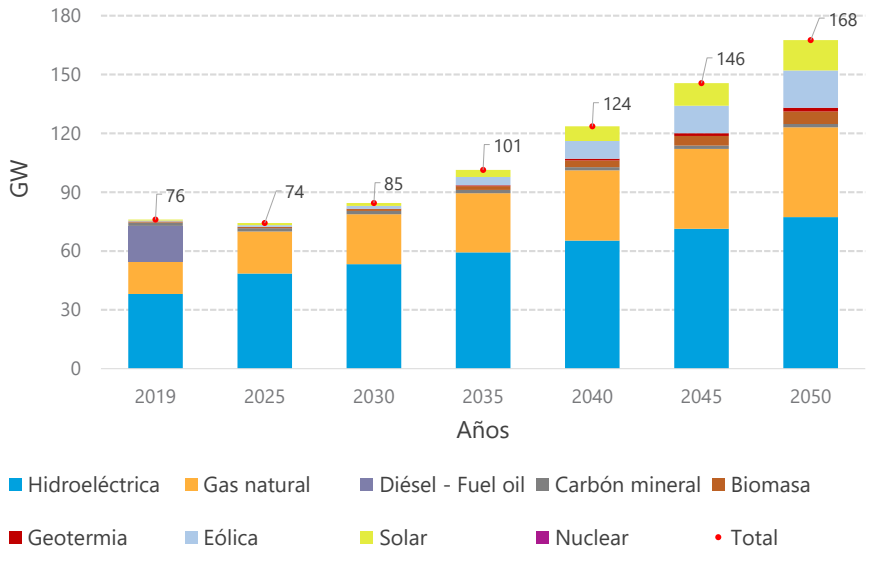
Fuente: Elaboración propia.

5.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

5.3.1 Escenario BAU

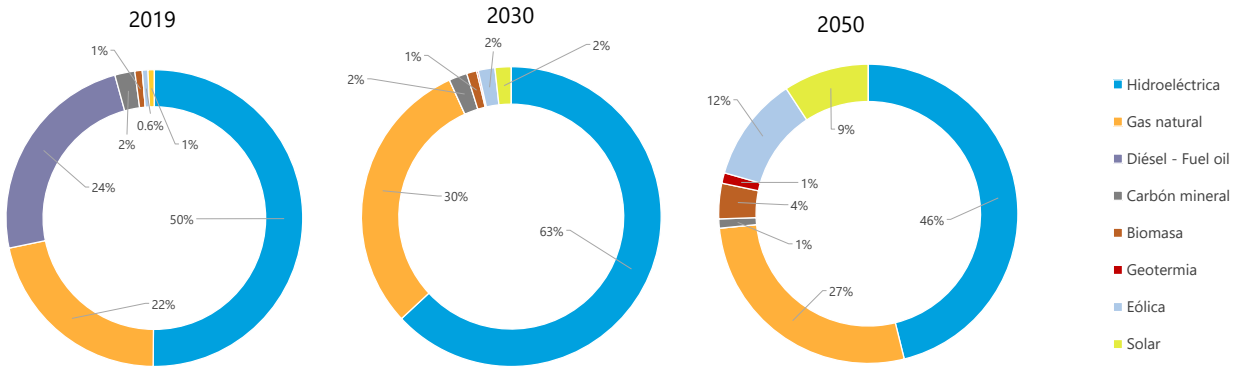
En la Zona Andina, en el escenario BAU, predomina durante el periodo de proyección la instalación de capacidad adicional de generación eléctrica con hidroeléctricas y centrales a gas natural, siendo importante también a largo plazo la instalación de centrales eólicas y fotovoltaicas e incluyendo también en menor medida centrales a biomasa y geotérmicas. Bajo estas condiciones, la renovabilidad del parque generador andino, mejora del 52% en el año base al 68% en el año 2030 y al 72% en el año 2050 (**figuras 83, 84, 85 y 86**).

Figura No. 83 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



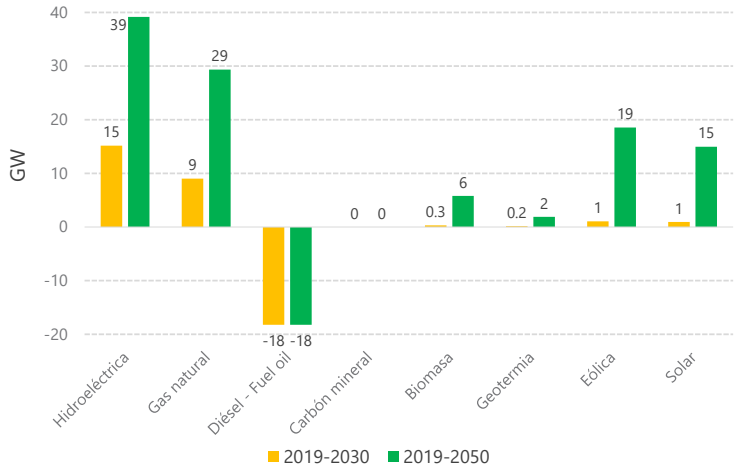
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 84 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



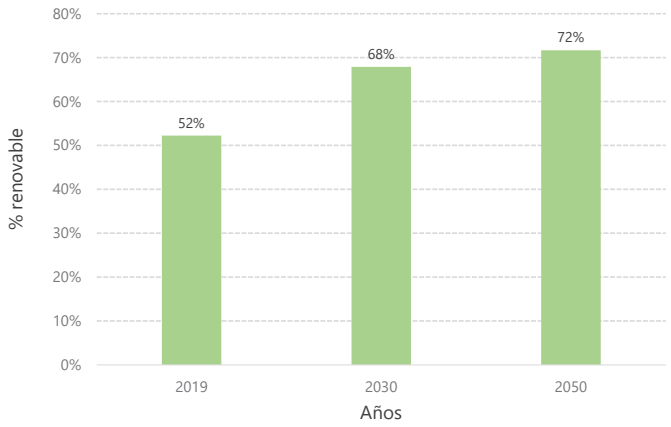
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 85 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 86 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU

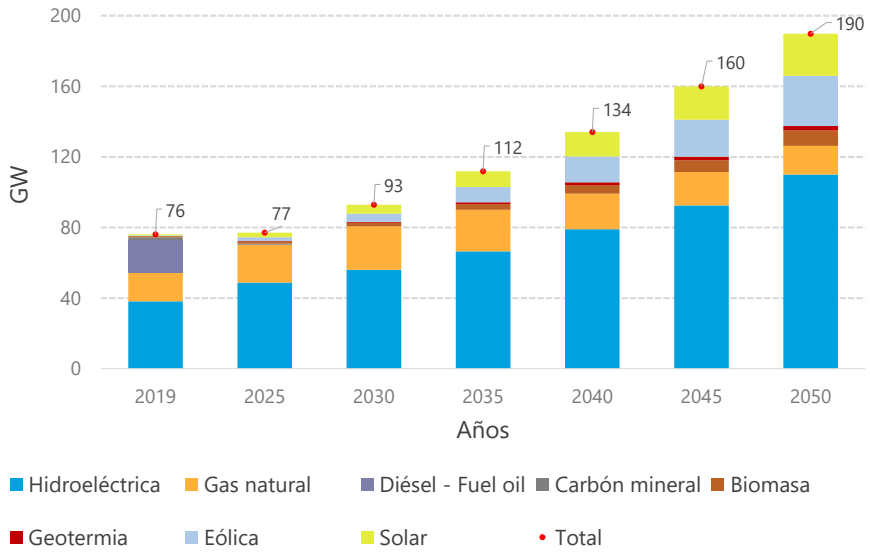


Fuente: Elaboración propia.

5.3.2 Escenario PRO NET-0

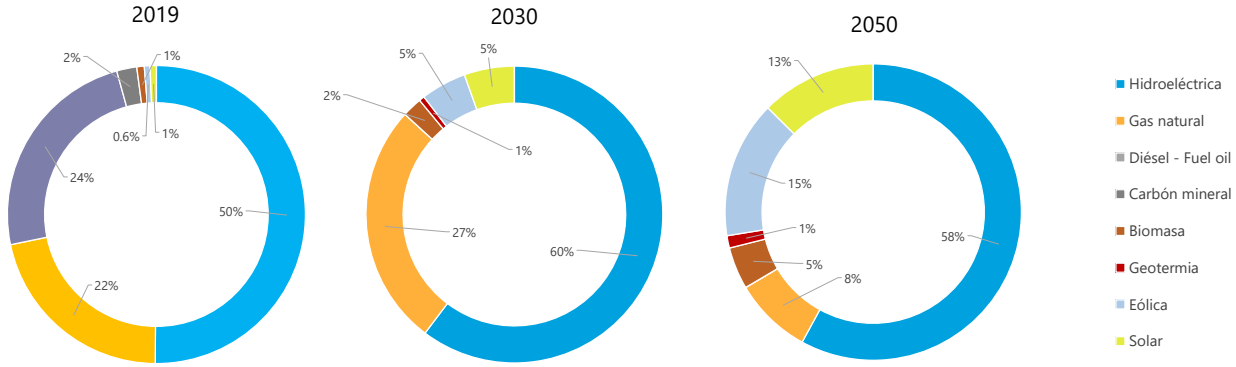
Bajo las premisas del escenario PRO NET-0, en la Zona Andina, se da mayor prioridad a la instalación de capacidad de generación eléctrica con fuentes de energía renovable, principalmente la hidroenergía, aunque también es relevante la instalación de eólicas, fotovoltaicas, centrales a biomasa hasta geotérmicas. Respecto a las centrales a gas natural, si bien hay una instalación de 8 GW adicionales hasta el año 2030, para el año 2050, estas nuevas centrales se retiran de operación, dejando operativa solamente la capacidad que existía hasta el año base. Además, se retiran completamente las centrales termoeléctricas que usan derivados de petróleo y carbón mineral. De esta forma, la renovabilidad del parque generado andino, alcanza el 73% en el 2030 y el 91% en el 2050. Cabe señalar que el incremento en la capacidad instalada requerida, debido al mayor consumo de electricidad, al final del periodo de proyección es de 22 GW, respecto al valor proyectado en el escenario BAU (**figuras 87, 88, 89 y 90**).

Figura No. 87 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



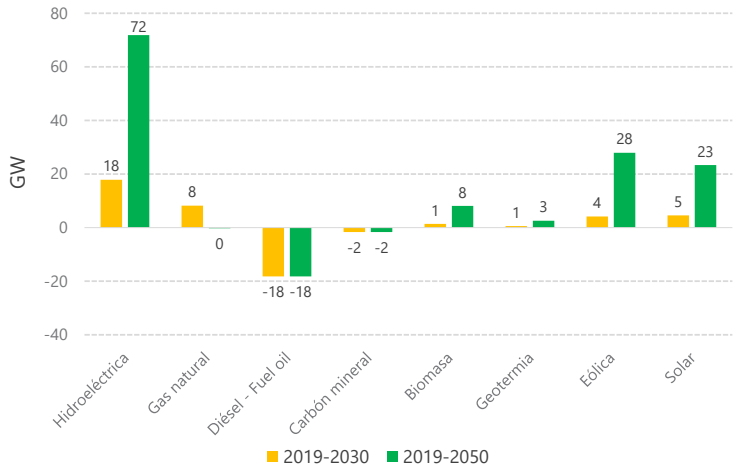
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 88 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



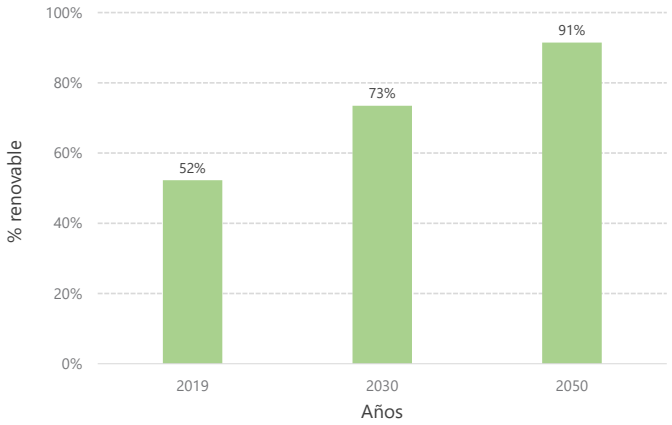
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 89 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 90 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



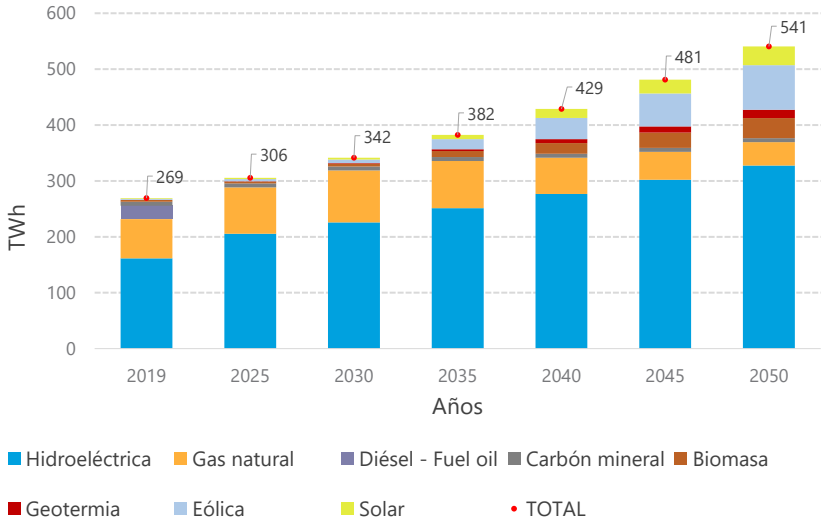
Fuente: Elaboración propia.

5.4 Proyección de la generación eléctrica

5.4.1 Escenario BAU

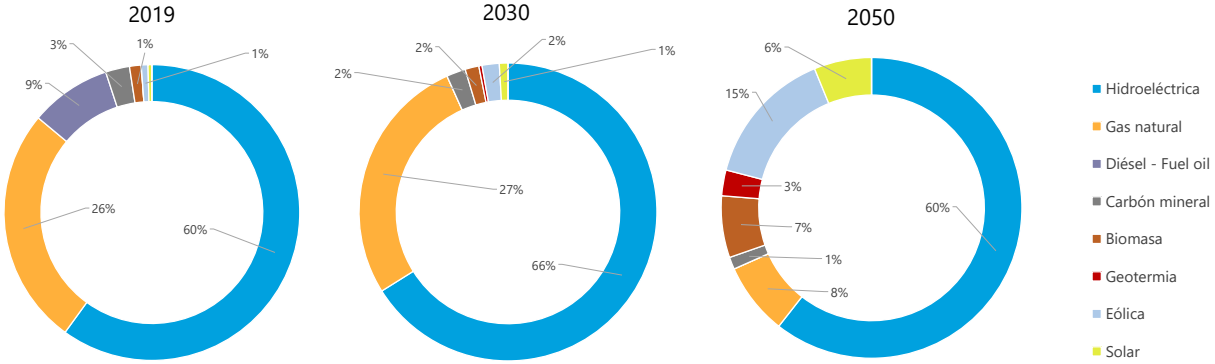
De acuerdo a la proyección de capacidad instalada para la Zona Andina en el escenario BAU, la matriz de generación eléctrica, presenta hasta el 2030, un predominio de la participación de las fuentes hidroenergía y gas natural, ocupando en conjunto el 93% de dicha matriz y dejando solamente un 7% para las otras fuentes repartidas entre el carbón mineral, la energía eólica, la biomasa y la energía solar. Sin embargo, para el año 2050, la generación con fuentes de energía renovables no convencionales (eólica, solar, biomasa y geotermia), cobran mayor relevancia, quitándoles terreno en la matriz al gas natural y a la hidroenergía, de tal manera que ya en este escenario el índice de renovabilidad experimenta evidentes mejoras durante el período de proyección (**figuras 91, 92 y 93**).

Figura No. 91 Proyección de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



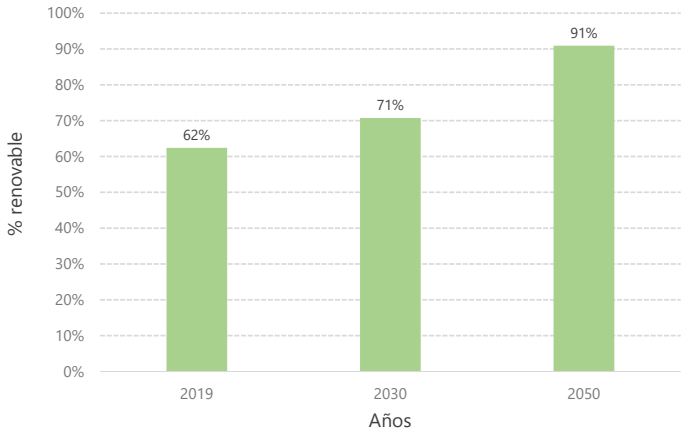
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 92 Estructura de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 93 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU

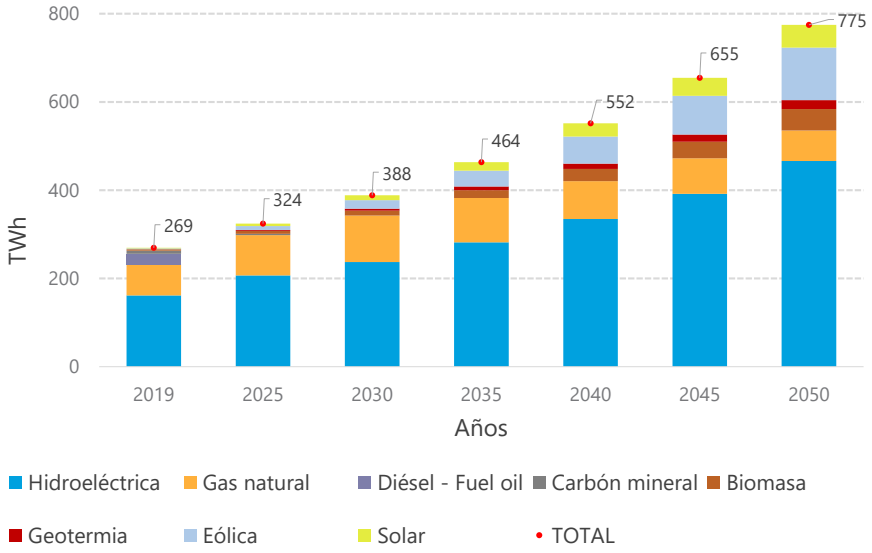


Fuente: Elaboración propia.

5.4.2 Escenario PRO NET-0

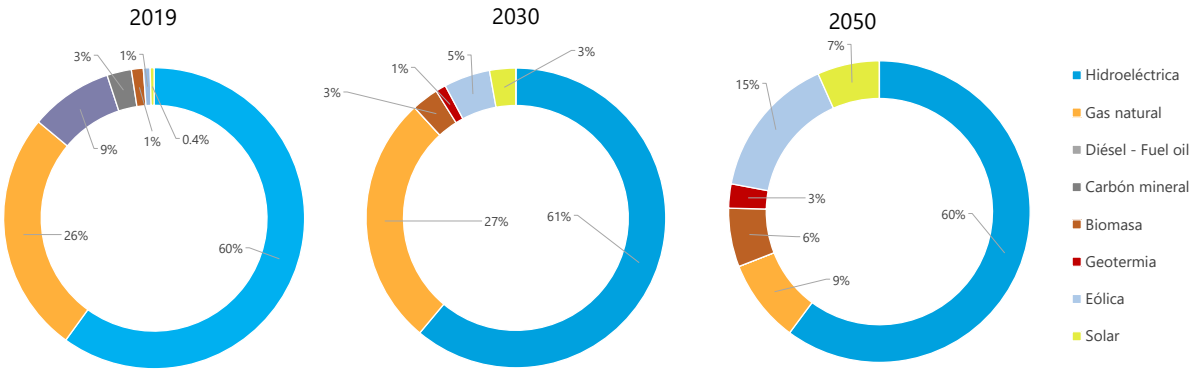
Con los supuestos del escenario PRO NET-0, la matriz de generación eléctrica de la Zona Andina, mejora su renovabilidad para el año 2030 en 3 puntos porcentuales, sin embargo, para el 2050, mantiene el valor de este indicador proyectado en el escenario BAU, esto se debe a que se incrementa levemente la participación del gas natural. El requerimiento adicional de generación eléctrica anual, debido al incremento en la demanda de electricidad en los sectores de consumo final, alcanza los 234 TWh, para el año 2050, respecto al valor proyectado en el escenario BAU (**figuras 94, 95 y 96**).

Figura No. 94 Proyección de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



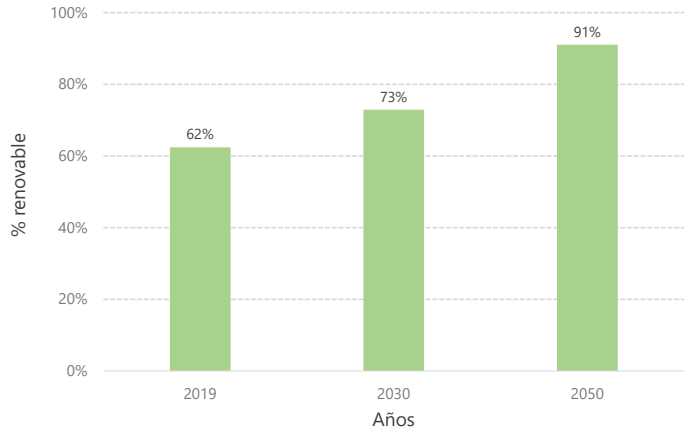
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 95 Estructura de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 96 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



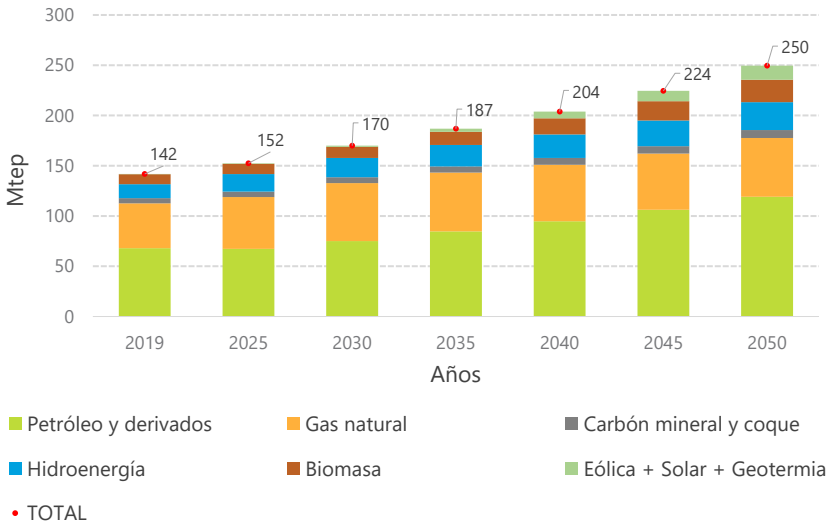
Fuente: Elaboración propia.

5.5 Proyección de la oferta total de energía

5.5.1 Escenario BAU

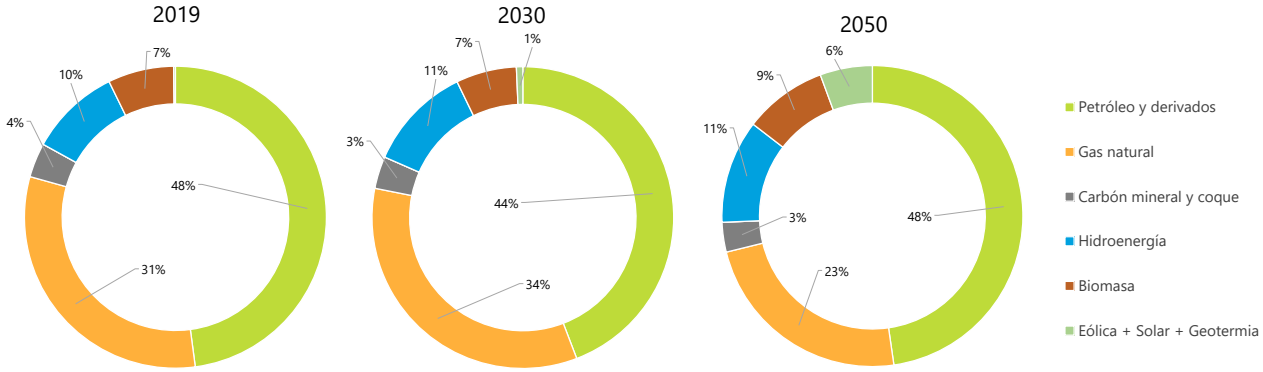
En las proyecciones del escenario BAU, la participación de las fuentes fósiles en la matriz de oferta total de energía de la Zona Andina, mantienen su predominio durante todo el período de proyección, sin embargo, debido principalmente al aumento de la participación de fuentes renovables en la generación eléctrica, el índice de renovabilidad de la oferta total de energía presenta una mejora continua durante el periodo de proyección, al pasar del 17% en el año base a 18% en el año 2030 y 26% en el año 2050 (**figuras 97, 98 y 99**).

Figura No. 97 Proyección de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario BAU



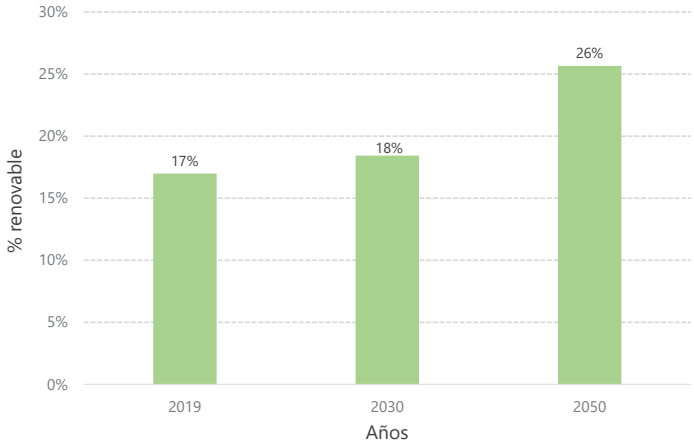
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 98 Estructura de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 99 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario BAU

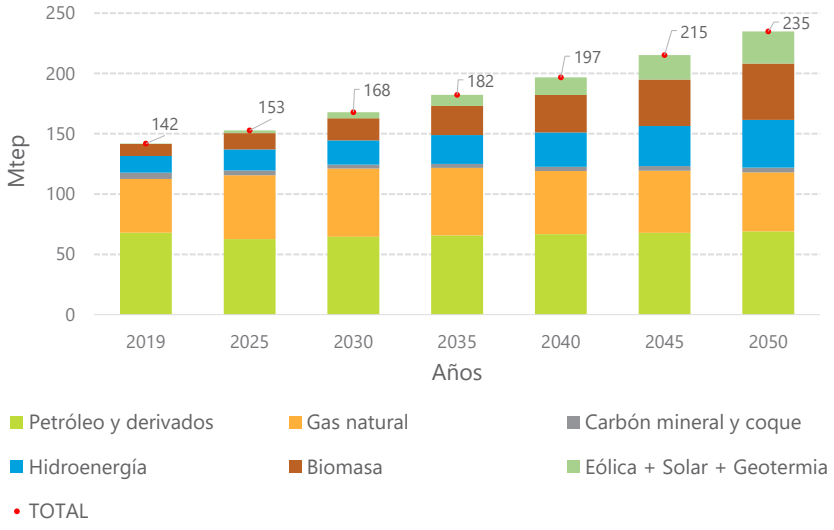


Fuente: Elaboración propia.

5.5.2 Escenario PRO NET-0

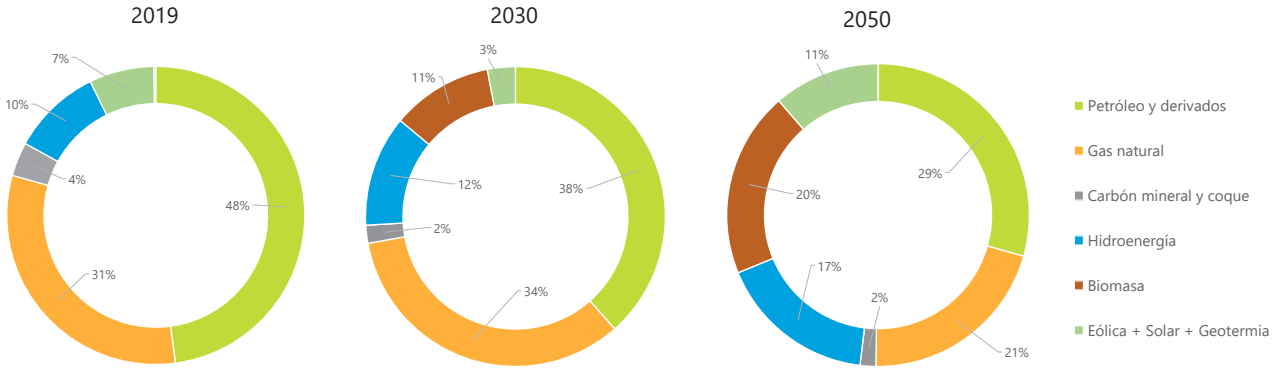
Con los supuestos del escenario PRO NET-0, relacionados con la mayor electrificación de los sectores de consumo final, la mayor penetración de biocombustibles en estos sectores, el incremento en el uso final de energía solar térmica y la mejora en la renovabilidad de la matriz de generación eléctrica, el componente renovable de la matriz de oferta total de energía llega al 2050, con un porcentaje de participación de casi el 50%, lo que significa una rebaja importante en la oferta de fuentes fósiles. Además, la mejora en la eficiencia energética permite un ahorro en la oferta anual de energía, que al 2050, alcanza los 15 Mtep, con respecto al valor proyectado en el escenario BAU (**figuras 100, 101 y 102**).

Figura No. 100 Proyección de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0



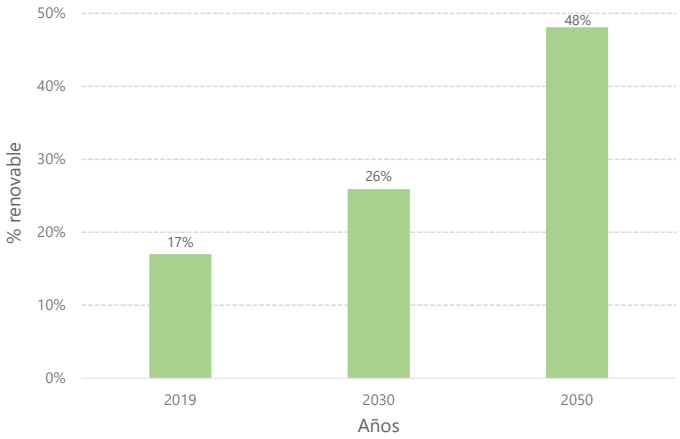
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 101 Estructura de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 102 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0



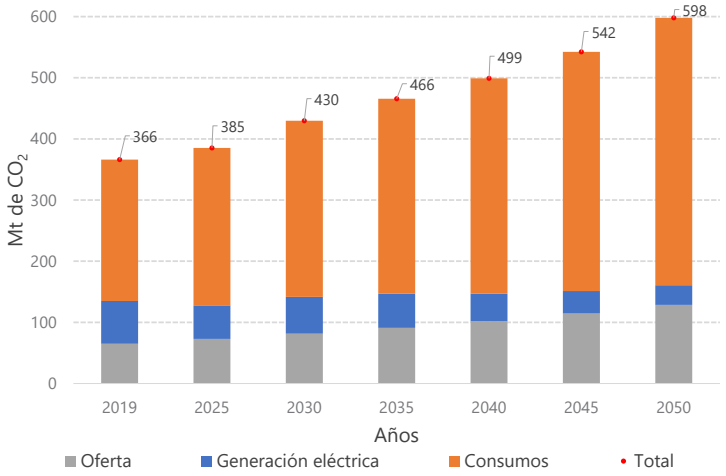
Fuente: Elaboración propia.

5.6 Proyección de las emisiones de CO_2

5.6.1 Escenario BAU

Bajo las premisas del escenario BAU, pese a que las emisiones anuales de CO_2 de la generación eléctrica disminuyen para el año 2050, en cerca del 54% en relación a las del año base, las emisiones de los consumos de energía, se incrementan en alrededor de un 90%, lo que hace que las emisiones anuales totales del sector energético también sufran un incremento neto en dicho período del orden del 63% (**figura 103**).

Figura No. 103 Proyección de las emisiones de CO_2, Zona Andina, escenario BAU

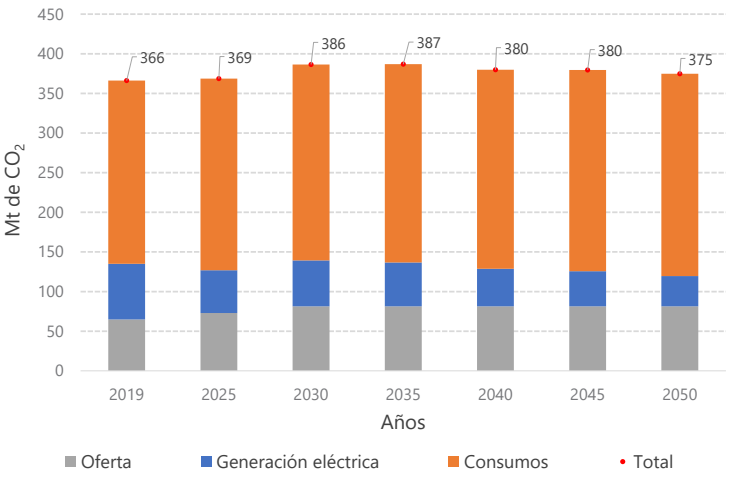


Fuente: Elaboración propia.

5.6.2 Escenario PRO NET-0

Con las medidas simuladas en el escenario PRO NET-0, tanto en los sectores de consumo final como en el sector de la generación eléctrica, se consigue un punto de inflexión en el crecimiento de las emisiones anuales de CO_2 en el año 2035, a partir del cual, dichas emisiones comienzan a disminuir hasta llegar al 2050, con solamente un 2.4% de incremento con relación al año base. Cabe señalar que para una subregión que incluye países que son grandes productores de recursos fósiles como petróleo, gas natural y carbón mineral, una condición de esta naturaleza, en la evolución de las emisiones, se puede considerar un importante logro (**figura 104**).

Figura No. 104 Proyección de las emisiones de CO_2, Zona Andina, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

6. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA EL CONO SUR

6.1 Consideraciones generales

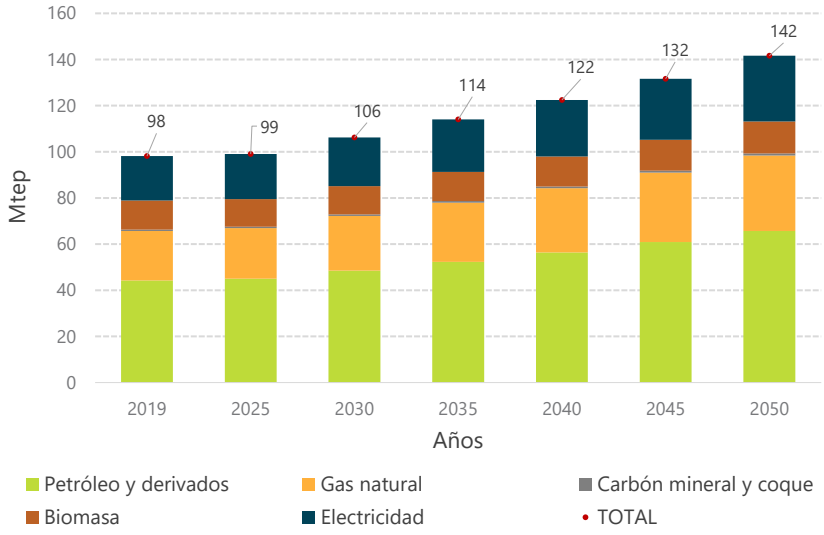
Para el ejercicio prospectivo del Cono Sur, se consideró la información sobre planes y políticas de desarrollo energético publicadas por los países que integran esta subregión, tales como el "Plan de Carbono Neutralidad al 2050" de Chile, "Escenarios energéticos 2030" de Argentina, "Prospectiva Energética 2050", de Paraguay, "Prospectiva de la Demanda Eléctrica 2018" de Uruguay; así como los balances energéticos del año 2019 y las proyecciones de consumo final con efecto del COVID-19, correlacionadas con las estimaciones de variación del PIB nominal del Banco Mundial.

6.2 Proyección del consumo final de energía

6.2.1 Escenario BAU

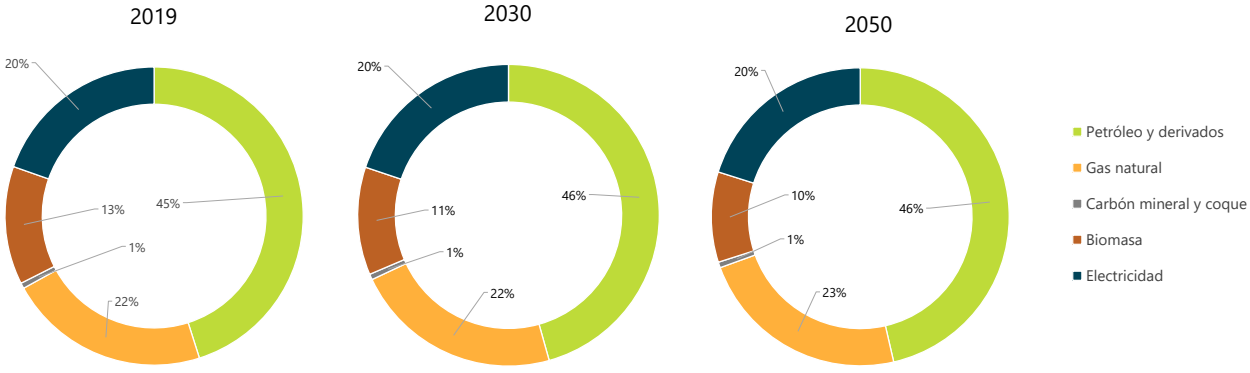
Para el escenario BAU, el consumo final total de energía en la subregión del Cono Sur, se incrementa a una tasa promedio anual del 1.2% durante el período de proyección y su estructura porcentual por fuentes, no sufre variaciones importantes durante dicho período, a no ser por una pequeña disminución en la participación de la biomasa (**figuras 105 y 106**).

Figura No. 105 Proyección del consumo final de energía, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 106 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Cono Sur, escenario BAU

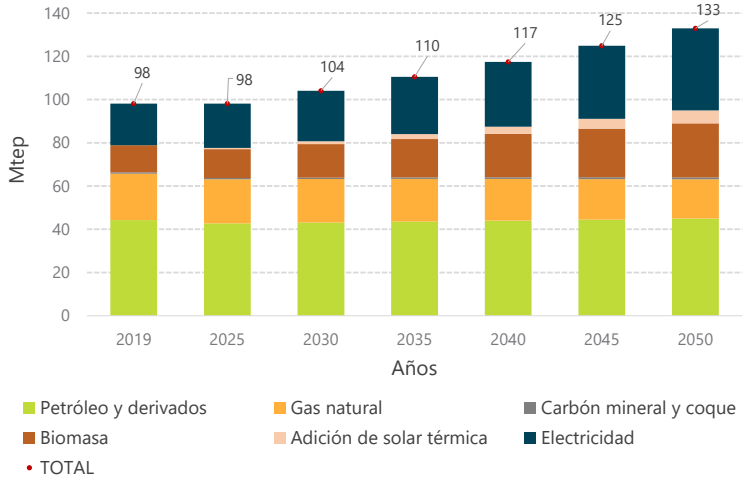


Fuente: Elaboración propia.

6.2.2 Escenario PRO NET-0

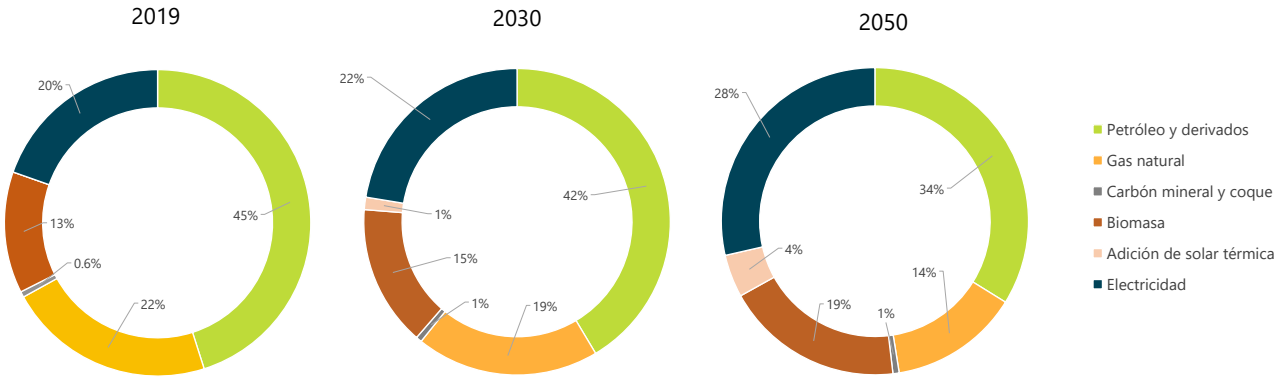
En el escenario PRO NET-0, bajo las premisas de una mayor electrificación de los usos finales de la energía y una mayor penetración de biocombsutibles y energía solar térmica en los sectores de consumo final, se consigue una disminución en la participación de las fuentes fósiles, desde un 67% en el año base a un 48% en el horizonte de proyección. Gracias al incremento de la eficiencia energética en el consumo final, se consigue un ahorro anual total de energía consumida de 9 Mtep para el año 2050, respecto al valor proyectado en el escenario BAU (**figuras 107 y 108**).

Figura No. 107 Proyección del consumo final de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 108 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0



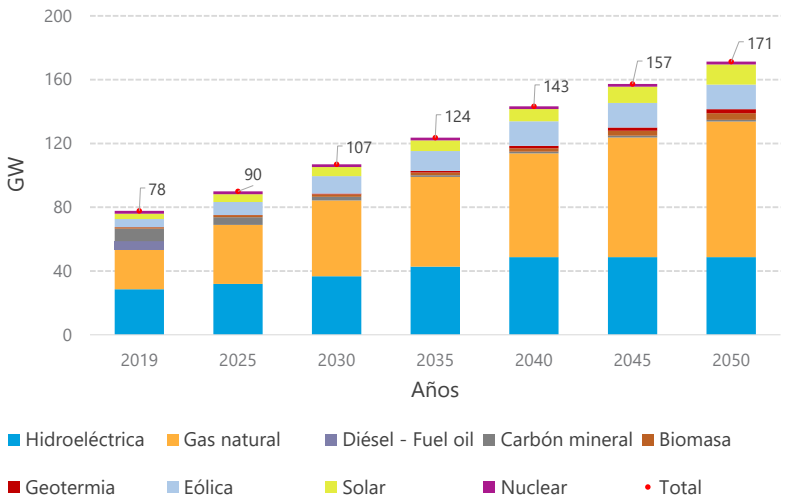
Fuente: Elaboración propia.

6.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

6.3.1 Escenario BAU

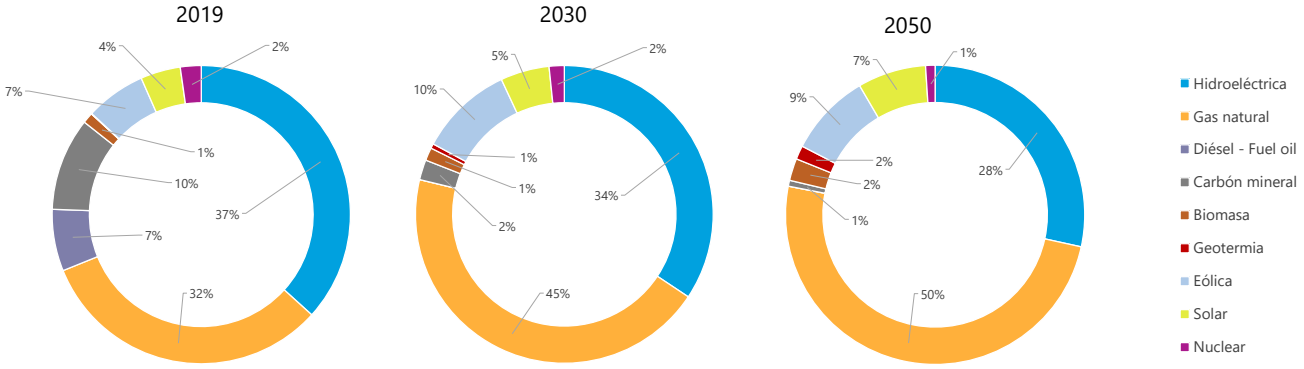
En la subregión del Cono Sur, bajo las premisas del escenario BAU, la expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica durante el período de proyección, se realiza primordialmente con centrales a gas natural, aunque también se prevé un incremento de capacidad hidráulica, eólica, solar, de centrales a biomasa y geotérmicas. En estas condiciones, si bien el componente renovable del parque generador del Cono Sur, gana algo de participación porcentual para el año 2030, debido a la mayor adición de centrales a gas natural, para el año 2050, dicho componente renovable reduce nuevamente su participación a los niveles que tenía en el año base (**figuras 109, 110, 111 y 112**).

Figura No. 109 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



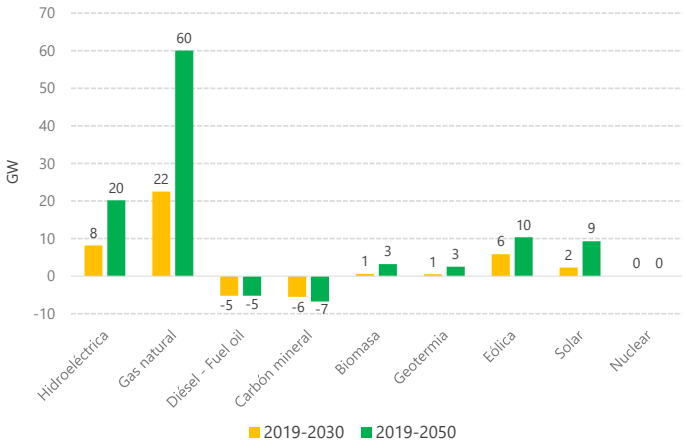
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 110 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



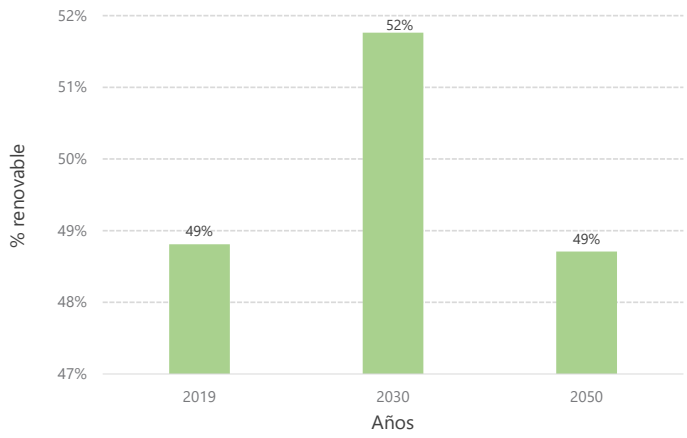
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 111 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 112 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU

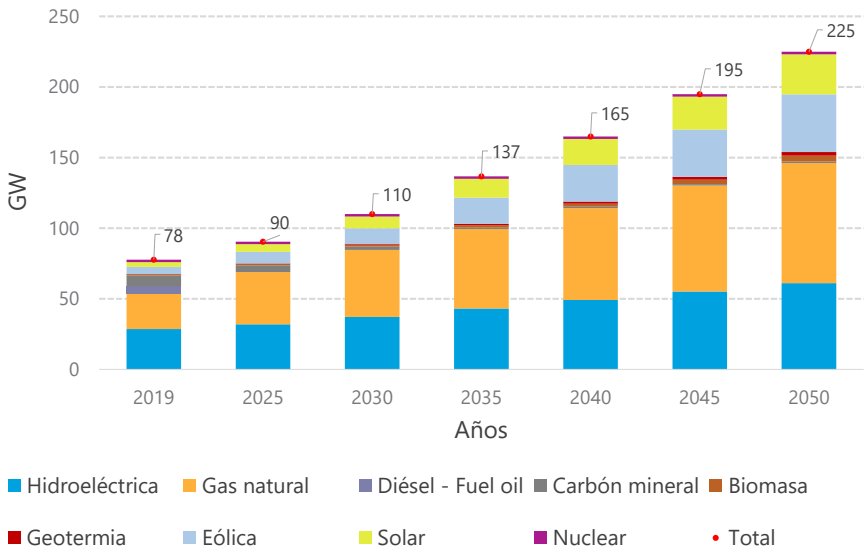


Fuente: Elaboración propia.

6.3.2. Escenario PRO NET-0

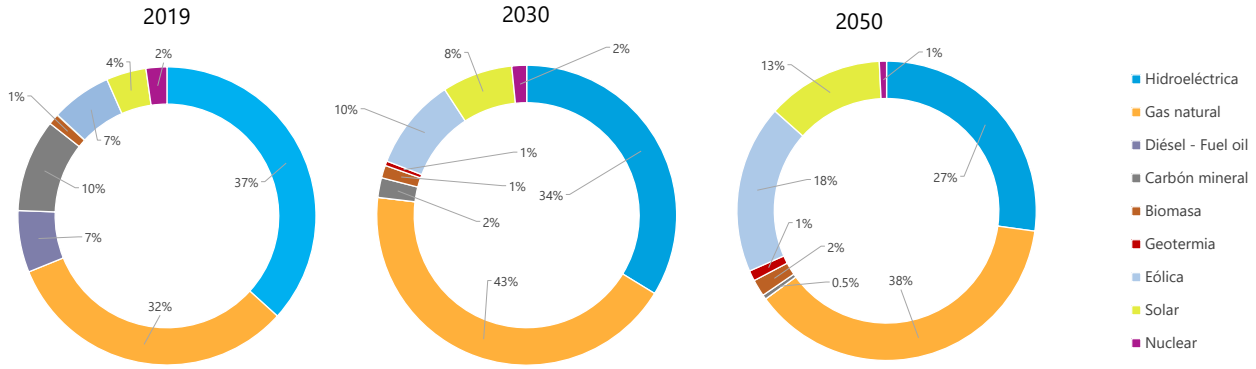
Para el escenario PRO NET-0, si bien la instalación de nueva capacidad de generación con gas natural sigue siendo las más importante, se incrementa la instalación de capacidad con fuentes de energía renovables, que en orden de magnitud corresponde a hidráulicas, eólicas, solares, geotérmicas y a biomasa. En estas condiciones, la renovabilidad del parque generador del Cono Sur experimenta una mejora continua, pasando del 49% en el año base al 53% en el año 2030 y al 61% en el año 2050. También, cabe mencionar que, debido al incremento en la demanda de electricidad en los sectores de consumo final, al año 2050 se requiere 54 GW adicionales de capacidad instalada, respecto al valor proyectado en el escenario BAU para ese mismo año (**figuras 113, 114, 115 y 116**).

Figura No. 113 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0



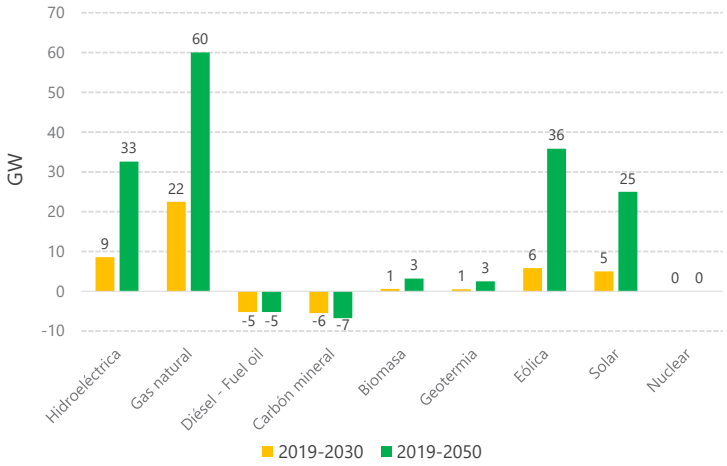
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 114 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0



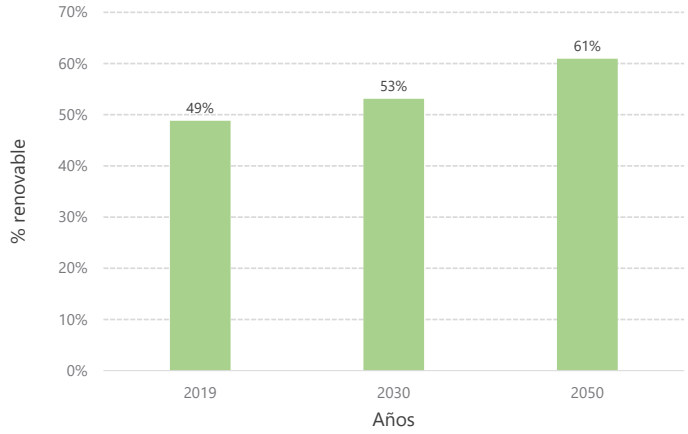
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 115 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 116 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0



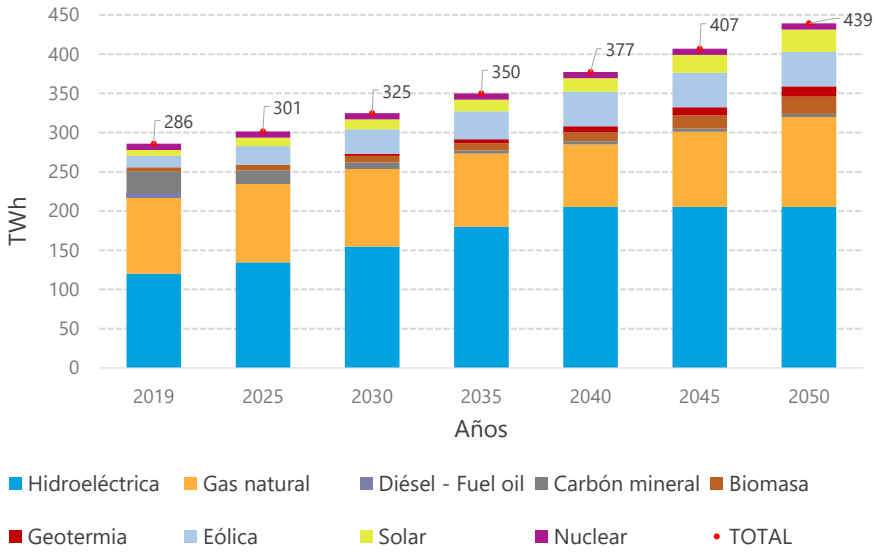
Fuente: Elaboración propia.

6.4 Proyección de la generación eléctrica

6.4.1 Escenario BAU

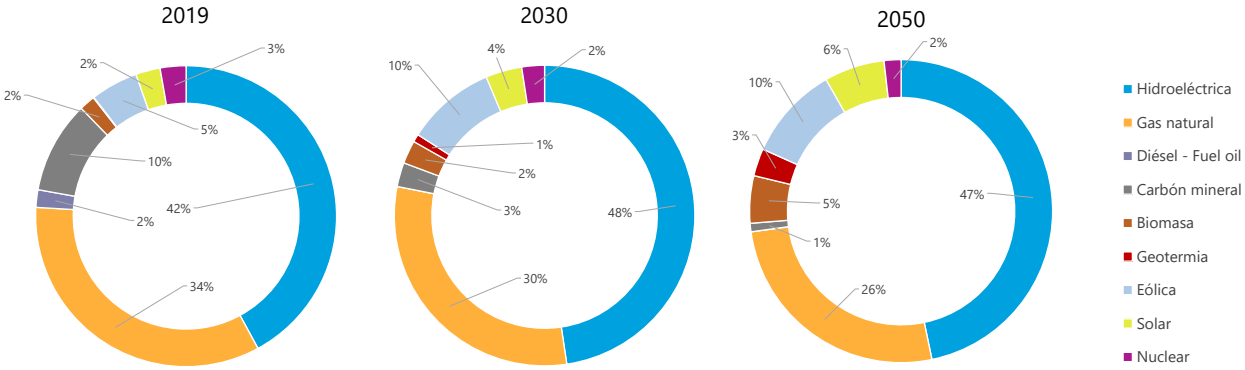
En cuanto a la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, para el escenario BAU, pese al incremento de capacidad instalada con gas natural, debido a que se da prioridad en el despacho a las fuentes de energía renovables, la renovabilidad de dicha matriz se incrementa durante el período de proyección, pasando del 52% en el año base al 64% en el año 2030 y al 71% en el año 2050 (**figuras 117, 118 y 119**).

Figura No. 117 Proyección de la generación eléctrica Cono Sur, escenario BAU



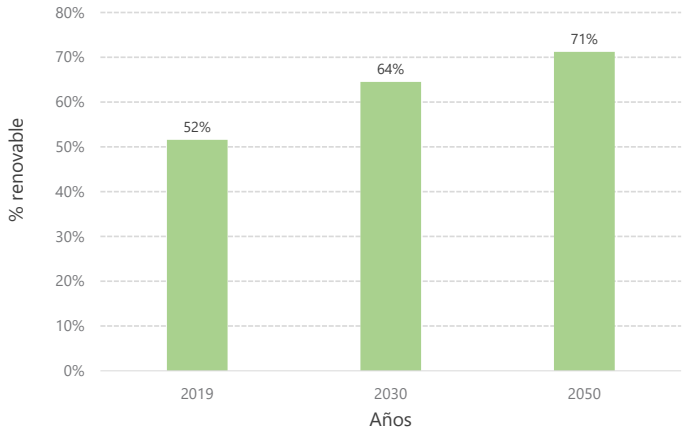
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 118 Estructura de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 119 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU

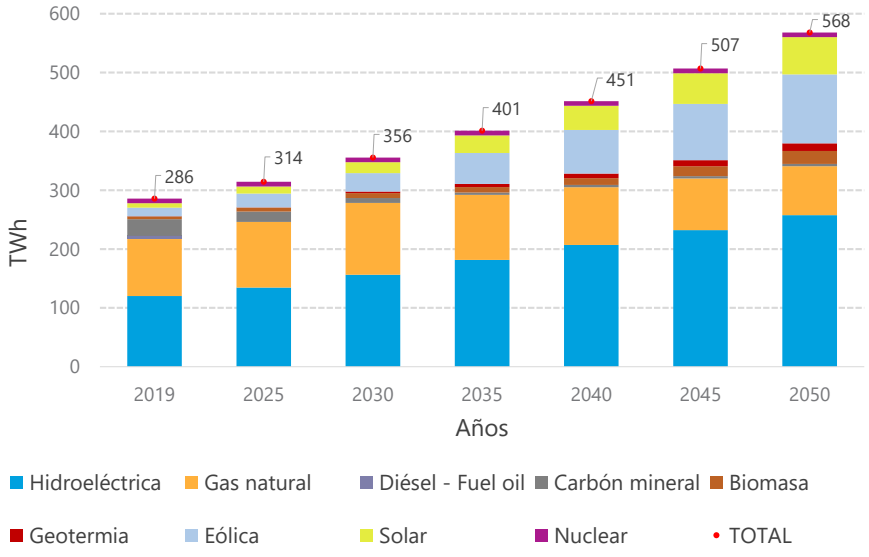


Fuente: Elaboración propia.

6.4.2 Escenario PRO NET-0

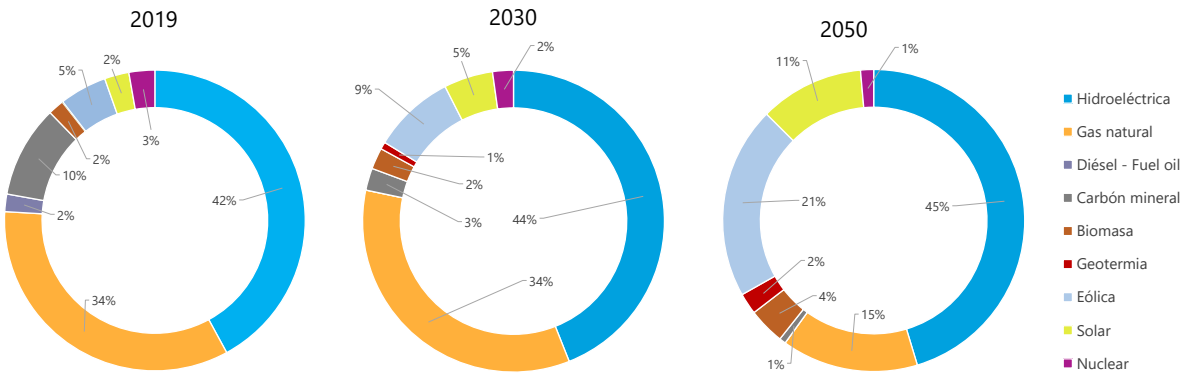
Con la expansión más acelerada de capacidad de generación con fuentes renovables, simulada en el escenario PRO NET-0, se consigue llegar al año 2050 con un índice de renovabilidad de la matriz de producción de electricidad del 83% y una energía generada adicional de 129 TWh, respecto al valor proyectado en el escenario BAU para ese año, a causa del incremento en la demanda de electricidad en los sectores de consumo final (**figuras 120, 121 y 122**).

Figura No. 120 Proyección de la generación eléctrica Cono Sur, escenario PRO NET-0



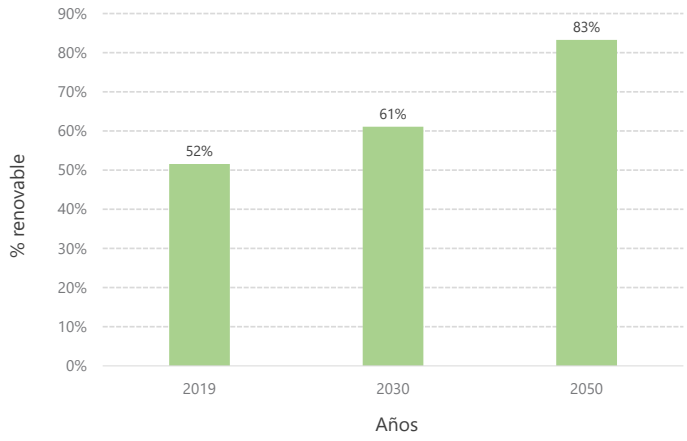
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 121 Estructura de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 122 Porcetaje renovable de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0



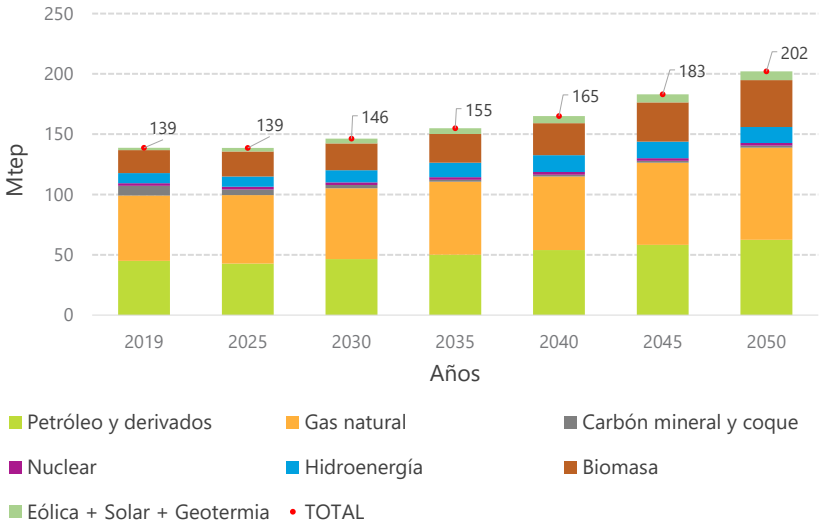
Fuente: Elaboración propia.

6.5 Proyección de la oferta total de energía

6.5.1 Escenario BAU

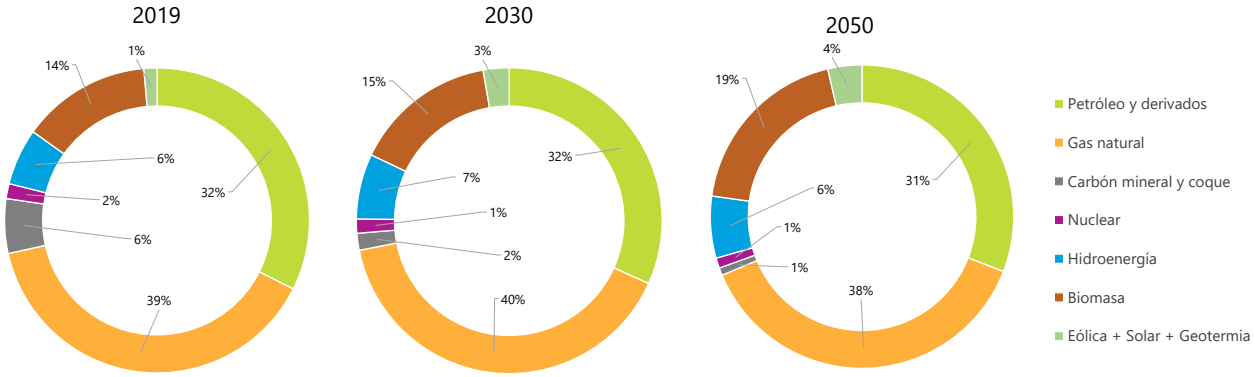
La evolución de la matriz de oferta total de energía del Cono Sur en el escenario BAU, se caracteriza principalmente por el incremento en la participación de la biomasa y otras fuentes renovables de energía como la eólica, la solar y la geotermia, que en conjunto llegan a representar cerca del 30% de la oferta total de energía para el año 2050. Sin embargo, pese a este incremento en la renovabilidad de dicha matriz, todavía los hidrocarburos mantienen predominancia durante todo el período de proyección (**figuras 123, 124 y 125**).

Figura No. 123 Proyección de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario BAU



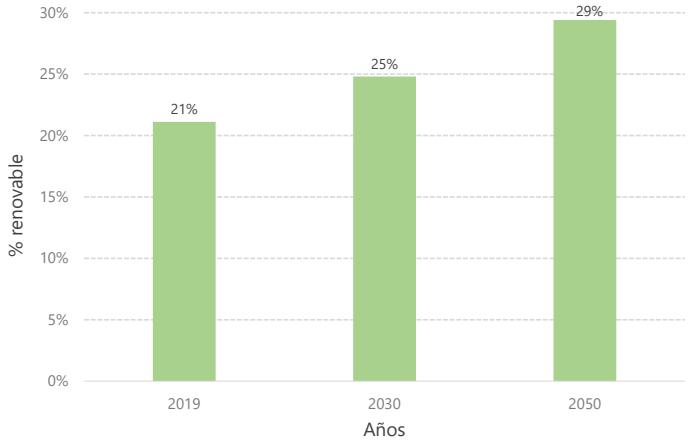
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 124 Estructura de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 125 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario BAU

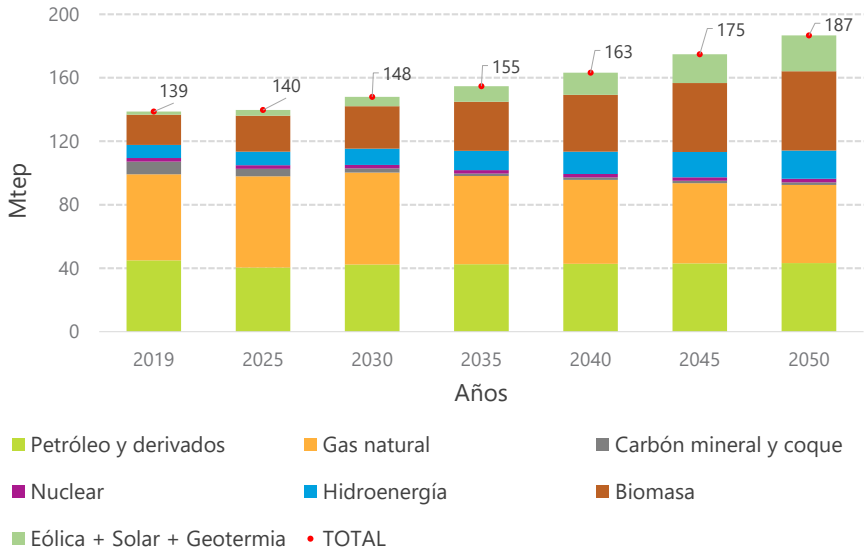


Fuente: Elaboración propia.

6.5.2 Escenario PRO NET-0

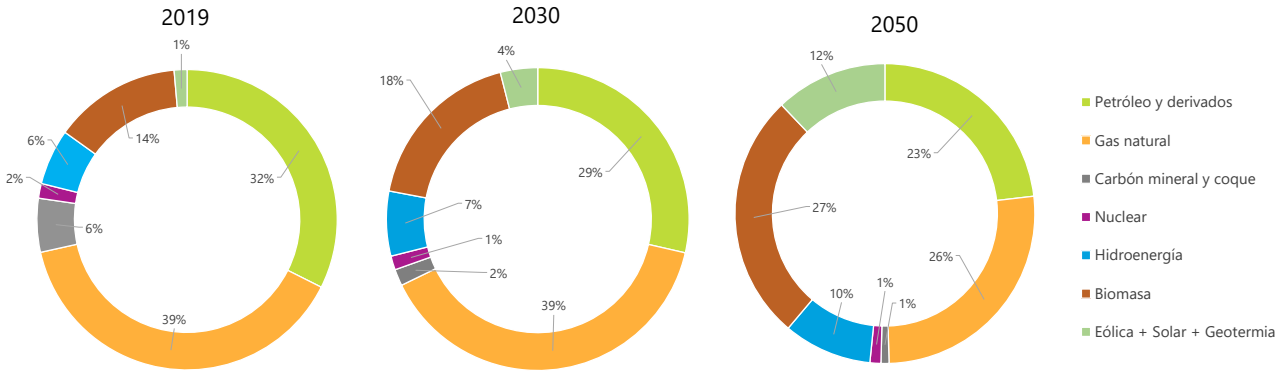
Bajo los supuestos del escenario PRO NET-0, la renovabilidad de la matriz de oferta total de energía, llega a alcanzar casi el 50% en el horizonte proyección, gracias al acelerado incremento en el consumo final de biocombustibles, electricidad y energía solar térmica; y la mayor penetración de fuentes de energía renovables en la generación eléctrica, tales como la hidroenergía, la eólica, la solar, la biomasa y la geotermia. Es importante señalar también que, debido al incremento en la eficiencia energética, se produce un ahorro de 15 Mtep en la oferta anual de energía del año 2050, respecto al valor proyectado en el escenario BAU para ese año (**figuras 126, 127 y 128**).

Figura No. 126 Proyección de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0



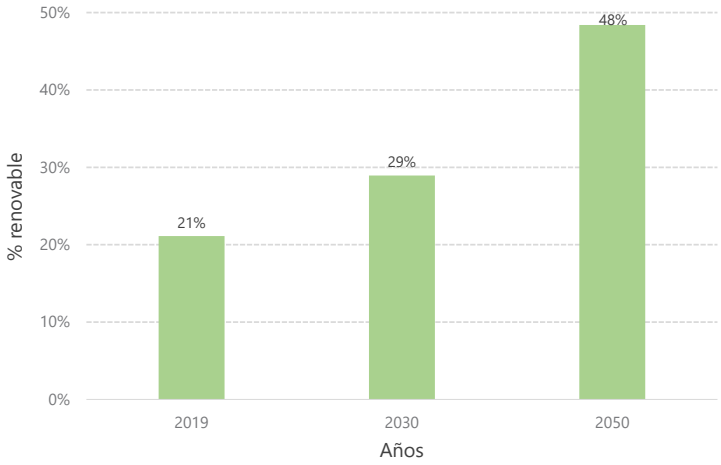
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 127 Estructura de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 128 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0



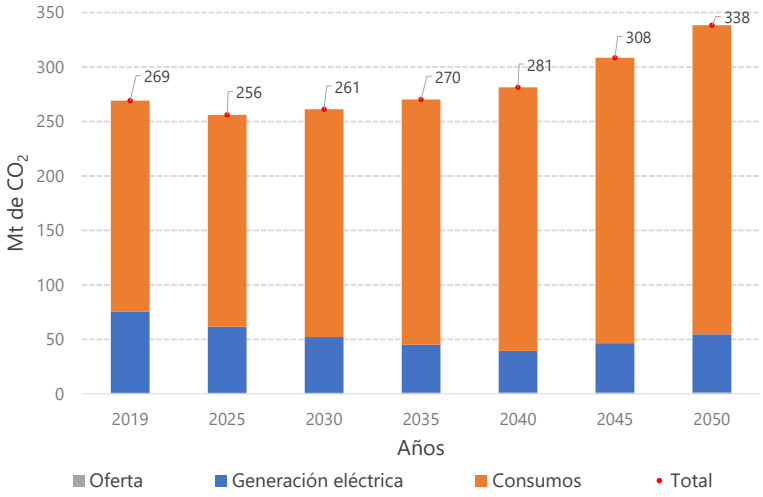
Fuente: Elaboración propia.

6.6 Proyección de las emisiones de CO_2

6.6.1 Escenario BAU

Si bien las emisiones totales anuales de CO_2 del sector energético del Cono Sur, en el escenario BAU, presentan una ligera disminución hasta el año 2030, empiezan luego a incrementarse hasta llegar al año 2050 con un valor 26% superior al del año base. Esto se debe al incremento del consumo de fuentes fósiles en los sectores de consumo final, principalmente de gas natural (**figura 129**).

Figura No. 129 Proyección de las emisiones de CO_2, Cono Sur, escenario BAU

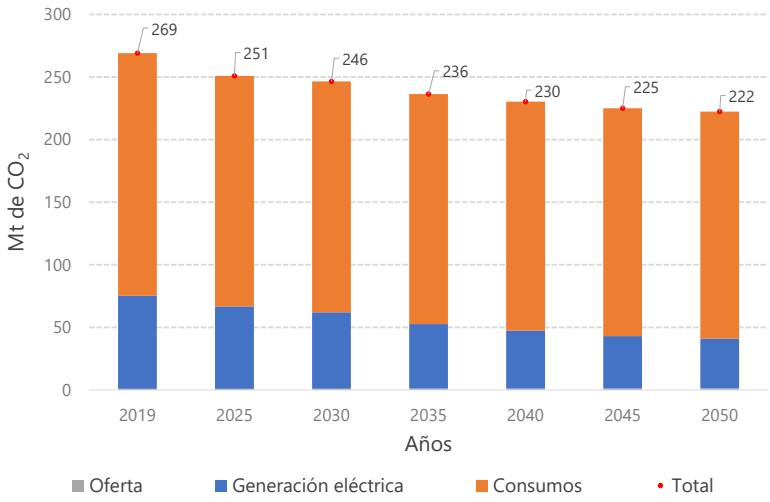


Fuente: Elaboración propia.

6.6.2 Escenario PRO NET-0

Bajo las premisas del escenario PRO NET-0, las emisiones de CO_2 del sector energético del Cono Sur, presentan una disminución continua durante todo el período de proyección, llegando al 2050, con un valor anual 17% inferior al del año base y 34% inferior al valor proyectado en el escenario BAU (**figura 130**).

Figura No. 130 Proyección de las emisiones de CO_2, Cono Sur, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

7. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA EL CARIBE

7.1 Consideraciones generales

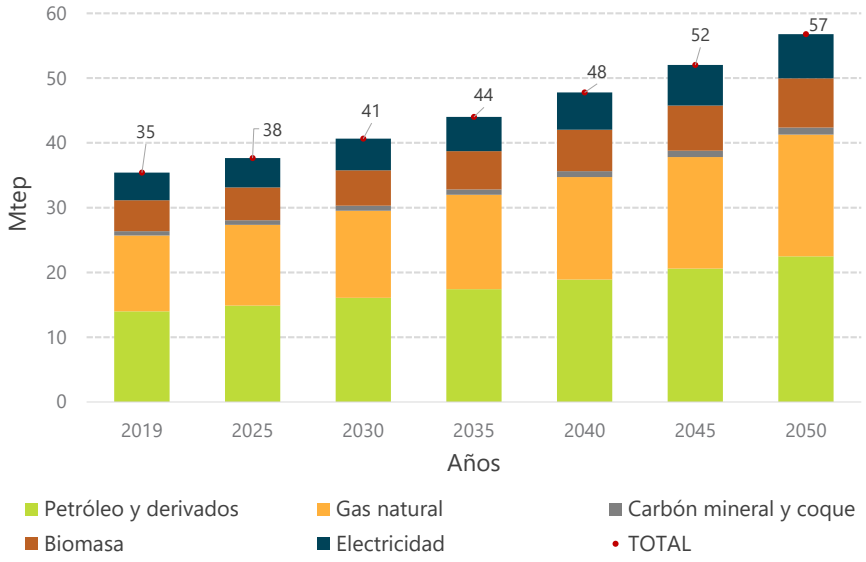
Entre la información que se utilizó de referencia para las proyecciones del sector energético de la subregión del Caribe, cabe destacar: el informe del estudio: "Planificación de inversiones en generación eléctrica de República Dominicana 2040", realizado por OLADE en el marco del proyecto de Transición Energética de República Dominicana" del MEM, los documentos. "IDB-TN-851 Energy Dossier (Grenada) y "EPM_GD_National Energy Forecast 2015-2035_25 (Grenada)"; el informe: "GY Generation Expansion Study - Final Report and Annexes (Guyana); el reporte. "Achieving-Sustainable-Energy-in-Barbados-Energy-Dossier); el reporte de Caricom "RE Development MSTEM (Jamaica)"; los informes "A-Unique-Approach-for-Sustainable-Energy (T&T)"; así como los balances energéticos del año 2019 y las proyecciones de consumo final con efecto del COVID-19, correlacionadas con las estimaciones de variación del PIB nominal del Banco Mundial.

7.2 Proyección del consumo final de energía

7.2.1 Escenario BAU

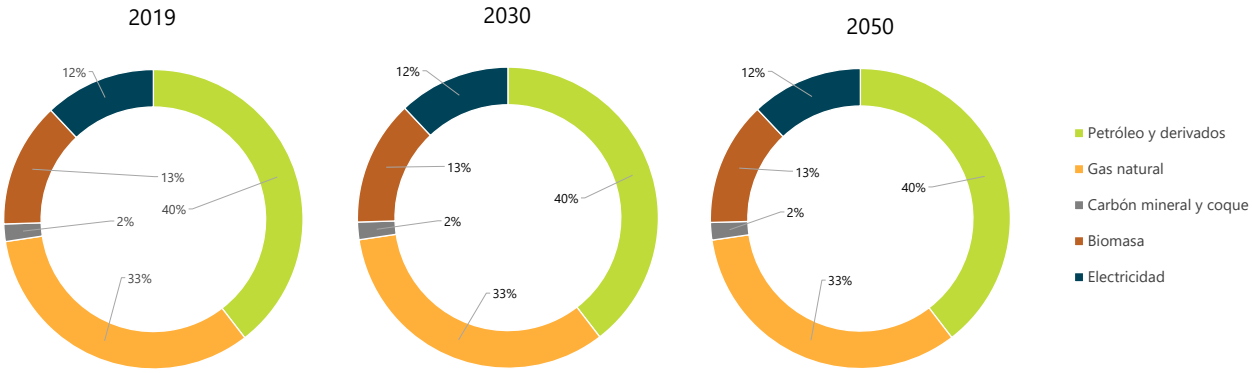
El consumo final de energía en la subregión del Caribe, bajo las premisas del escenario BAU, crecería a una tasa promedio anual de 1.6% durante el período de proyección, sin sufrir cambios estructurales en su matriz por fuentes, donde los hidrocarburos (petróleo, derivados y gas natural), mantienen el predominio de participación con un 73% del consumo total (**figuras 131 y 132**).

Figura No. 131 Proyección del consumo final de energía, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 132 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Caribe, escenario BAU

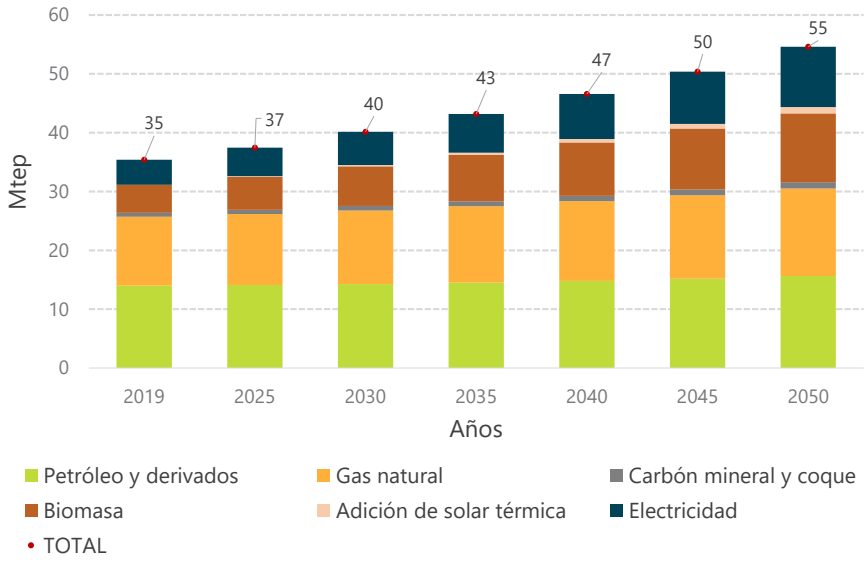


Fuente: Elaboración propia.

7.2.2. Escenario PRO NET-0

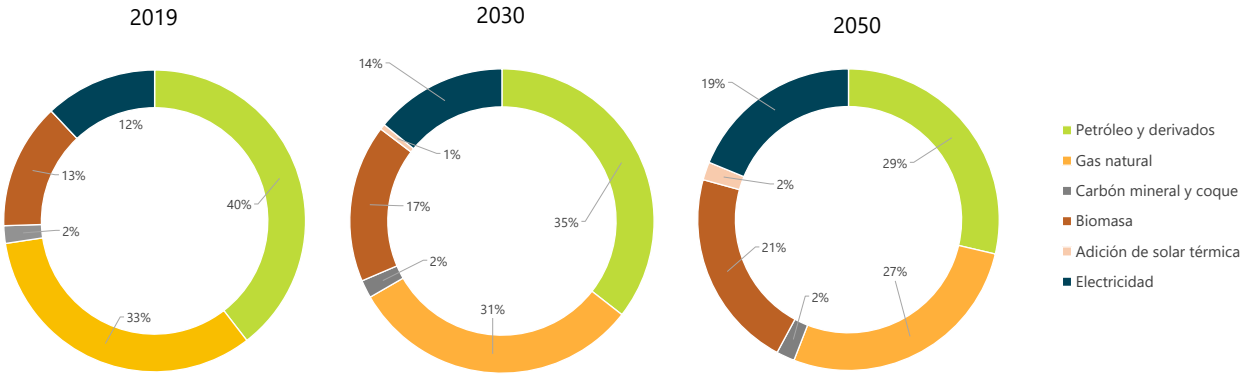
Bajo los supuestos de mayor electrificación de los sectores de consumo final, mayor aprovechamiento de los biocombustibles y de la energía solar térmica, simulados en el escenario PRO NET-0, la matriz de consumo final del Caribe, reduciría su componente de hidrocarburos a una participación del 66% en el año 2030 y 56% en el año 2050, permitiendo además, gracias al incremento de la eficiencia energética, un ahorro en el consumo anual de energía de 2 Mtep para el final del período de proyección (**figuras 133 y 134**).

Figura No. 133 Proyección del consumo final de energía, Caribe, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 134 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Caribe, escenario PRO NET-0



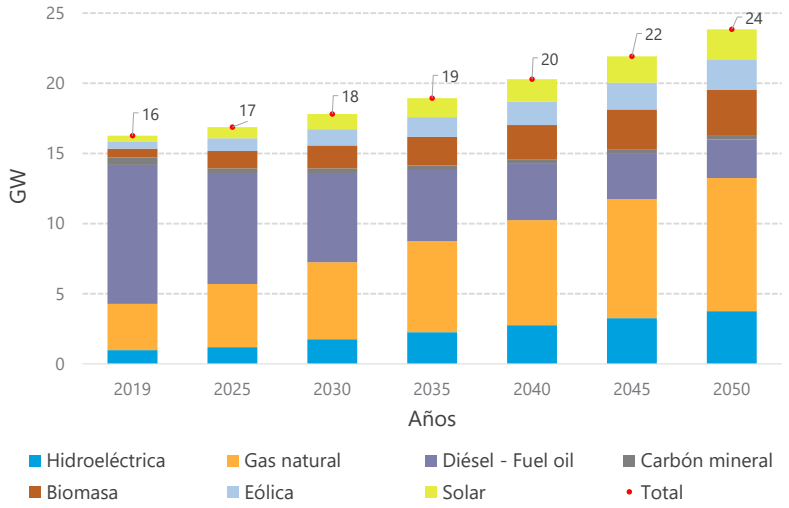
Fuente: Elaboración propia.

7.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

7.3.1 Escenario BAU

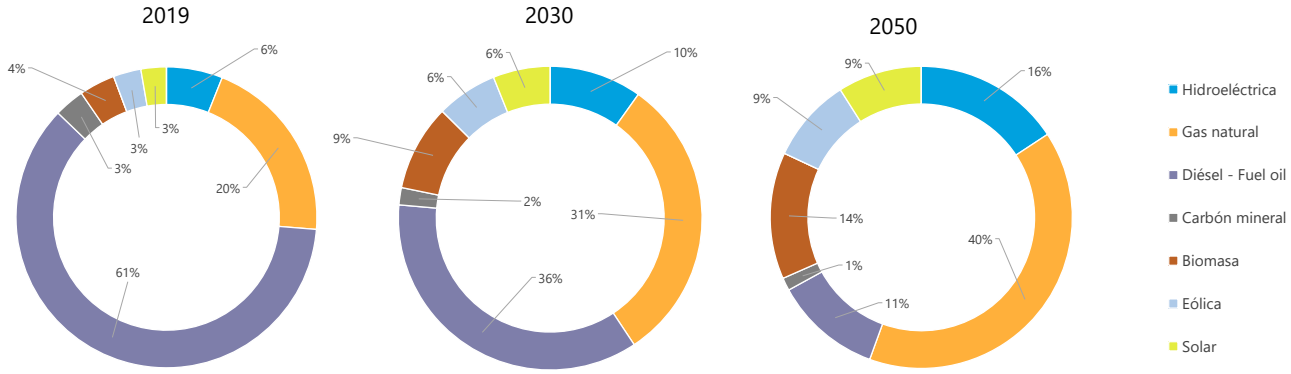
En el escenario de referencia BAU, la mayor parte de la nueva capacidad instalada durante el período de proyección, corresponde a centrales a gas natural, siguiéndole en importancia, las centrales a biomasa, las hidráulicas, las eólicas y las solares. Cabe resaltar que la instalación de nuevas centrales hidráulicas se daría principalmente en países continentales como Guayana y Suriname. Bajo estas condiciones, la renovabilidad del parque generador caribeño, se incrementaría desde un valor del 16% en el año base al 32% en el año 2030 y al 47% en el año 2050 (**figuras 135, 136, 137 y 138**).

Figura No. 135 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



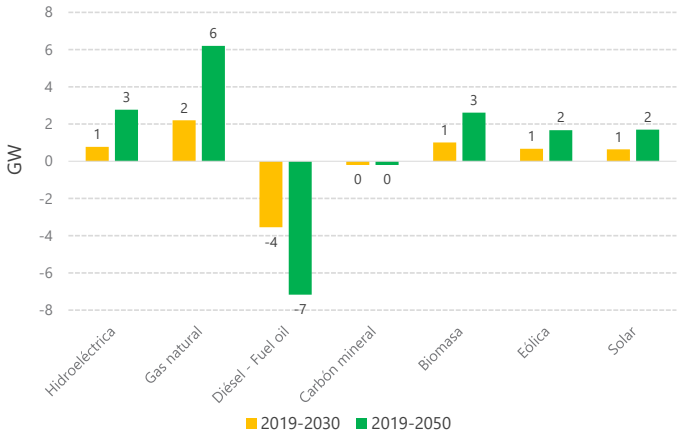
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 136 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



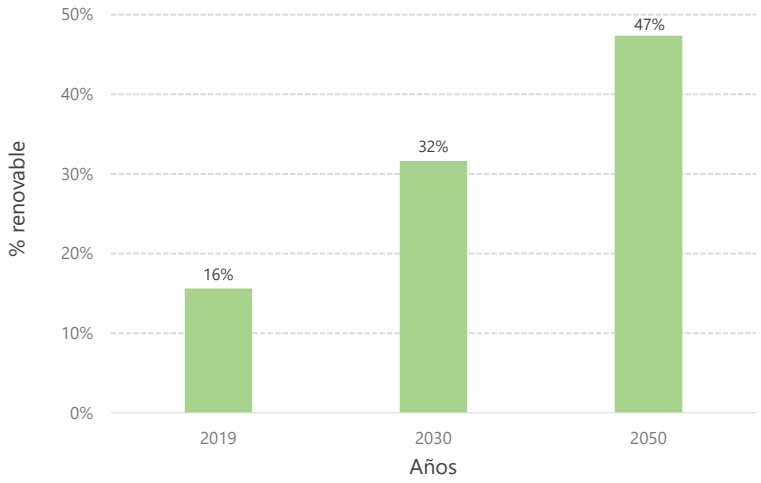
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 137 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 138 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU

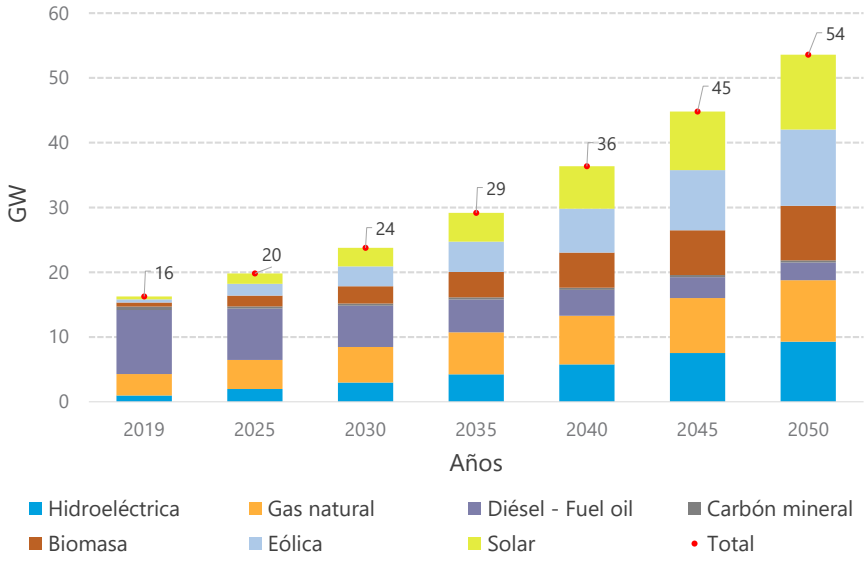


Fuente: Elaboración propia.

7.3.2 Escenario PRO NET-0

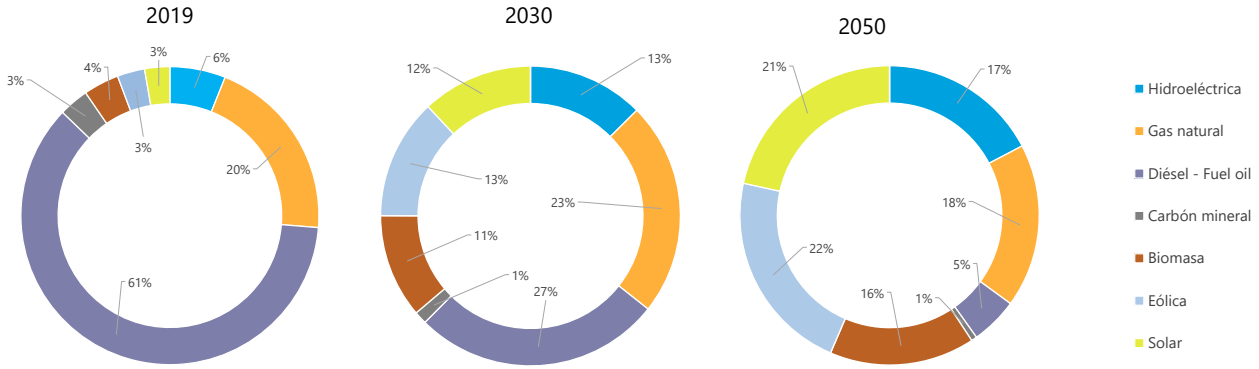
Si bien el incremento de la renovabilidad del parque generador caribeño, ya es considerable desde el punto de vista del escenario BAU, bajo el supuesto de una mayor penetración de capacidad con energía renovables, que superen incluso a la expansión de las centrales a gas natural, como lo simulado para el escenario PRO NET-0, la renovabilidad de dicho parque generador alcanzaría el 49% en el 2030 y el 77% en el 2050. Cabe destacar que, debido al incremento en la demanda de electricidad en los sectores de consumo final, para el 2050, se requerirá más del doble de capacidad instalada total proyectada para ese año en el escenario BAU (**figuras 139, 140, 141 y 142**).

Figura No. 139 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



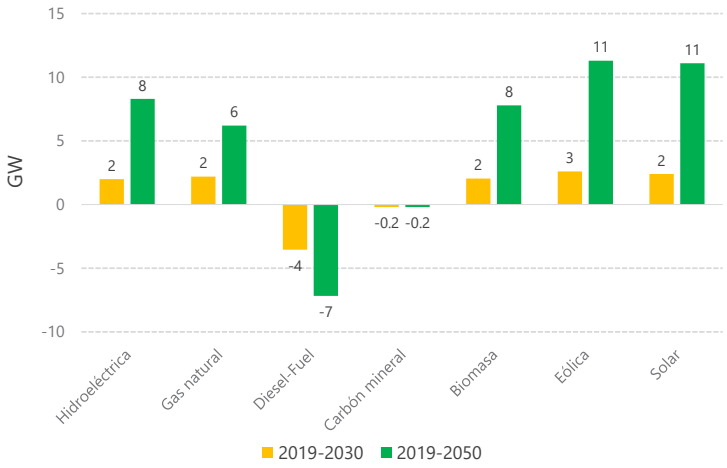
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 140 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



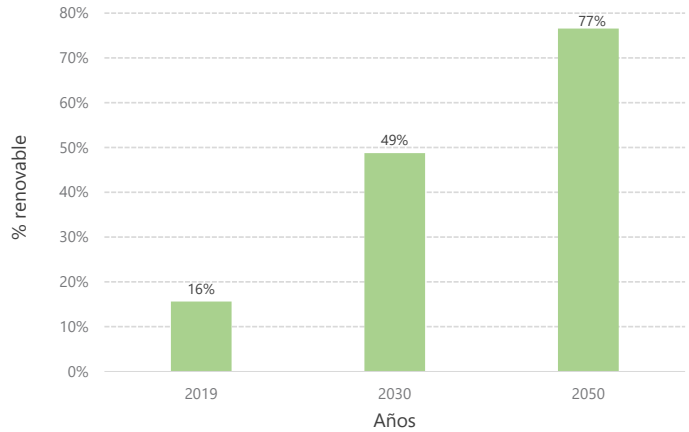
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 141 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 142 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



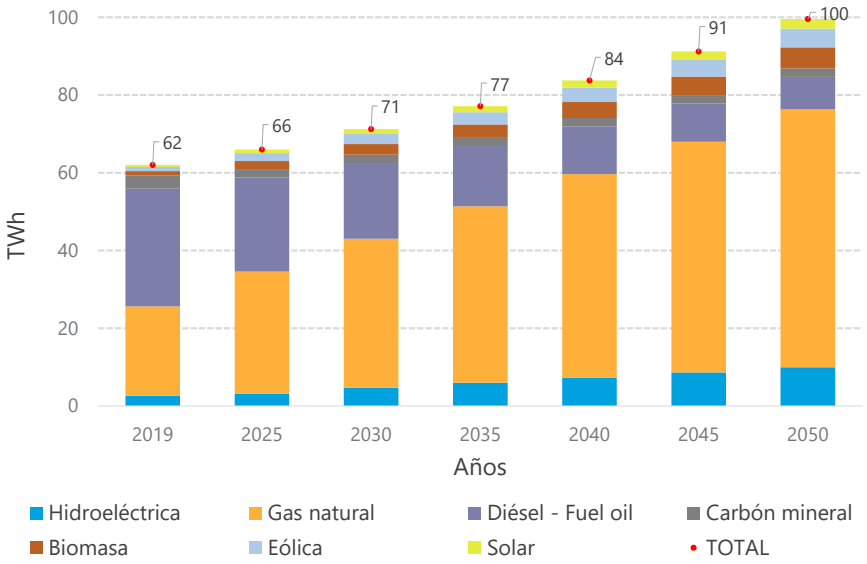
Fuente: Elaboración propia.

7.4 Proyección de la generación eléctrica

7.4.1 Escenario BAU

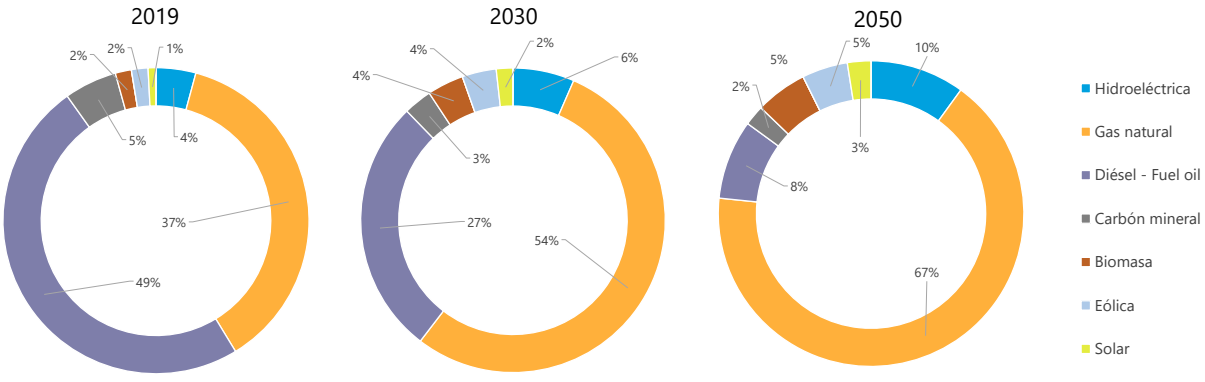
En el escenario BAU, es apreciable el incremento de generación eléctrica con gas natural en la subregión del Caribe, desplazando el uso de derivados de petróleo, durante todo el período de proyección y el aumento también significativo de la presencia de energías renovables en la matriz de producción de electricidad, permitiendo una mejora en la renovabilidad de dicha matriz, que pasa del 8% en el año base al 16% en el año 2030 y al 23% en el año 2050 (**figuras 143, 144 y 145**).

Figura No. 143 Proyección de la generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



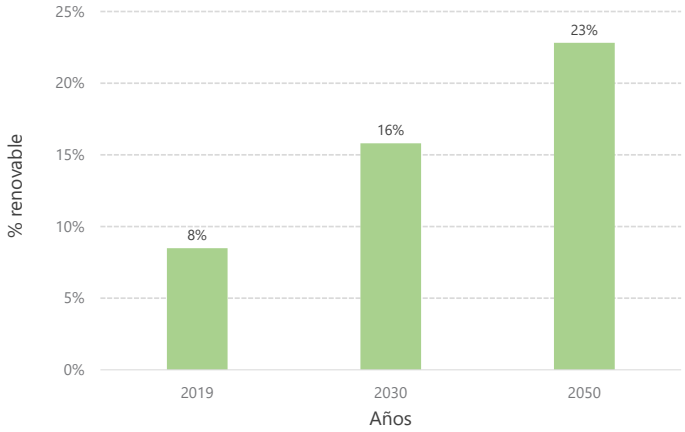
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 144 Estructura de la generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 145 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Caribe, escenario BAU

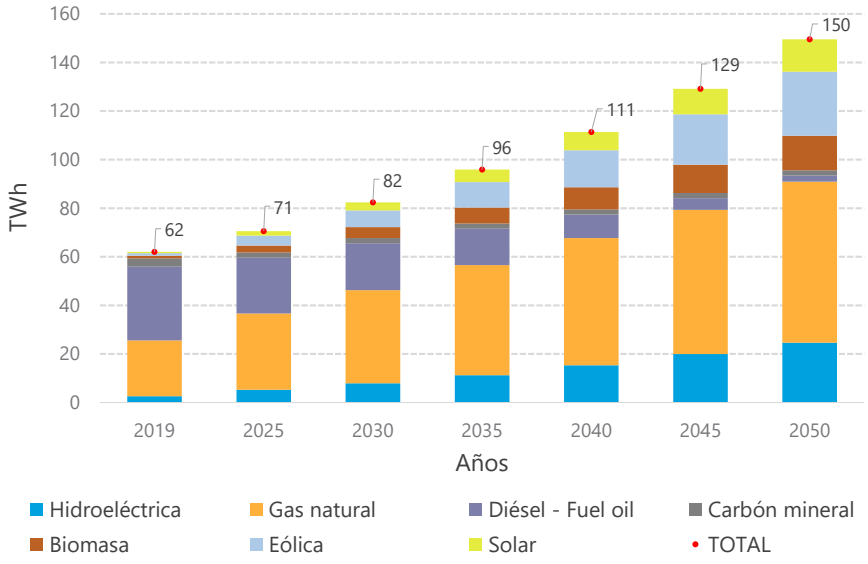


Fuente: Elaboración propia.

7.4.2 Escenario PRO NET-0

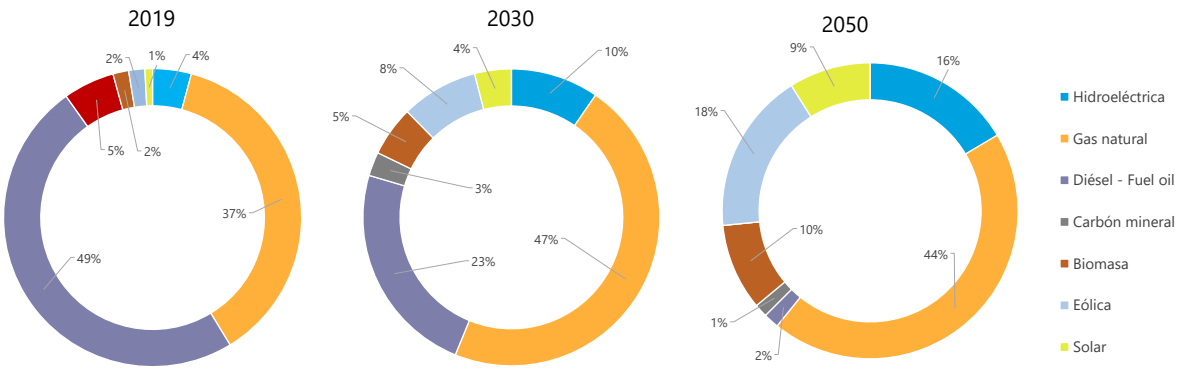
Bajo las premisas del escenario PRO NET-0, se mantiene la sustitución de derivados de petróleo con gas natural en la matriz de generación eléctrica, pero se acelera la penetración de fuentes de energía renovable en dicha matriz, que en orden de importancia son eólica, hidráulica, solar y biomasa, permitiendo una mejora mucho más sustancial de la renovabilidad respecto al escenario BAU, llegando con valores del 27% en el 2030 y 53% al 2050. Debido al incremento de la demanda de electricidad en los sectores de consumo final, la generación total anual en el año 2050, se incrementa en un 50% con respeto al valor proyectado en el escenario BAU (**figuras 146, 147 y 148**)

Figura No. 146 Proyección de la generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



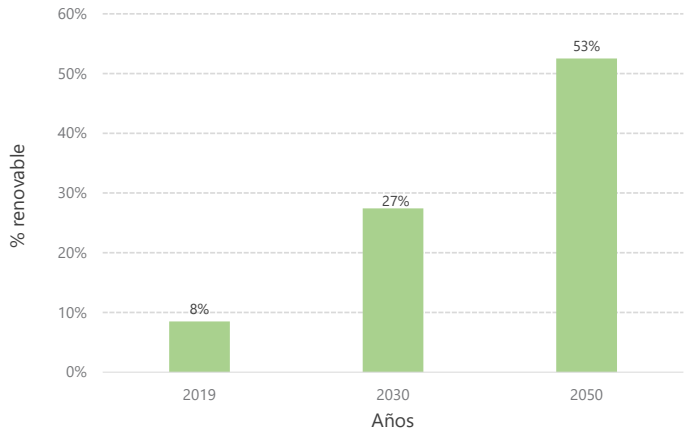
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 147 Estructura de la generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 148 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



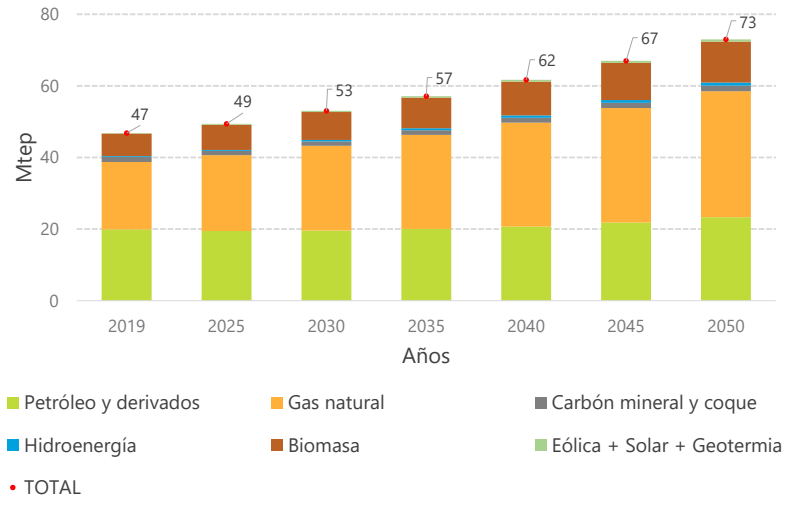
Fuente: Elaboración propia.

7.5 Proyección de la oferta total de energía

7.5.1 Escenario BAU

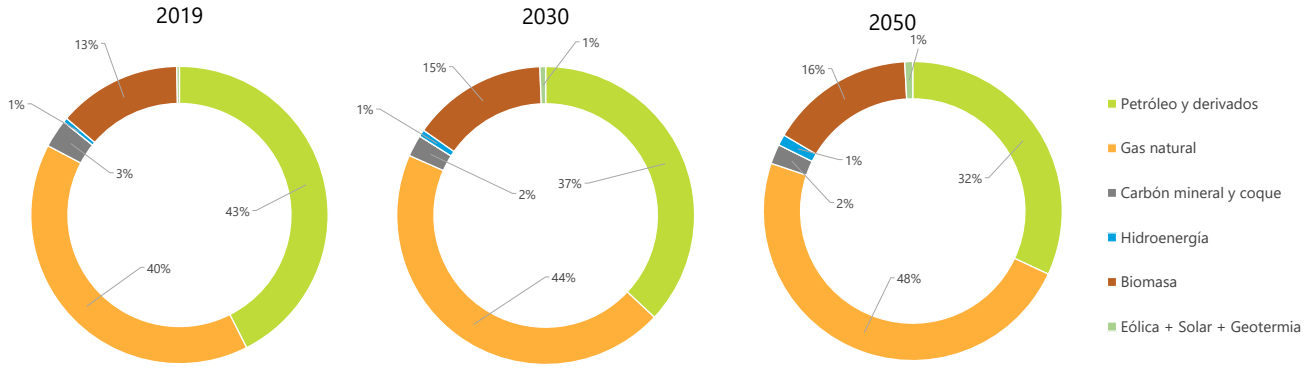
Bajo las premisas del escenario BAU, en la matriz de oferta total de energía de la subregión del Caribe, se mantiene el predominio de los hidrocarburos durante el período de proyección, sin embargo, el gas natural gana participación a expensas del menor uso del petróleo y sus derivados. Por otra parte, también es evidente el incremento en la participación de la biomasa en dicha matriz, lo que permite un incremento en la renovabilidad que pasa del 14% en el año base al 16% en el año 2030 y al 18% en el 2050 (**figuras 149, 150 y 151**).

Figura No. 149 Proyección de la oferta total de energía, Caribe, escenario BAU



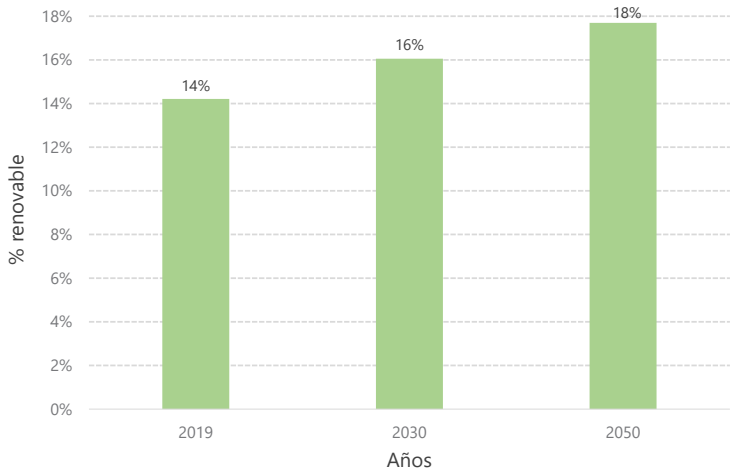
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 150 Estructura de la oferta total de energía, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 151 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Caribe, escenario BAU

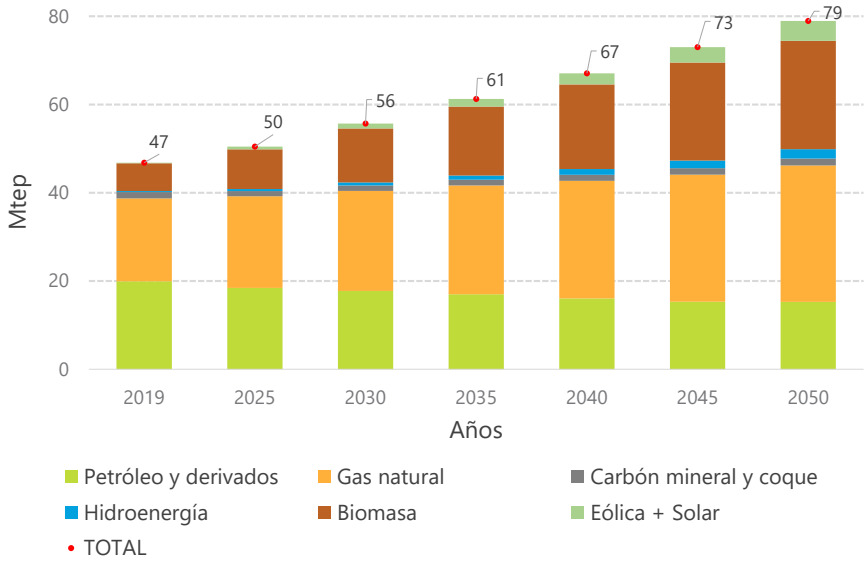


Fuente: Elaboración propia.

7.5.2 Escenario PRO NET-0

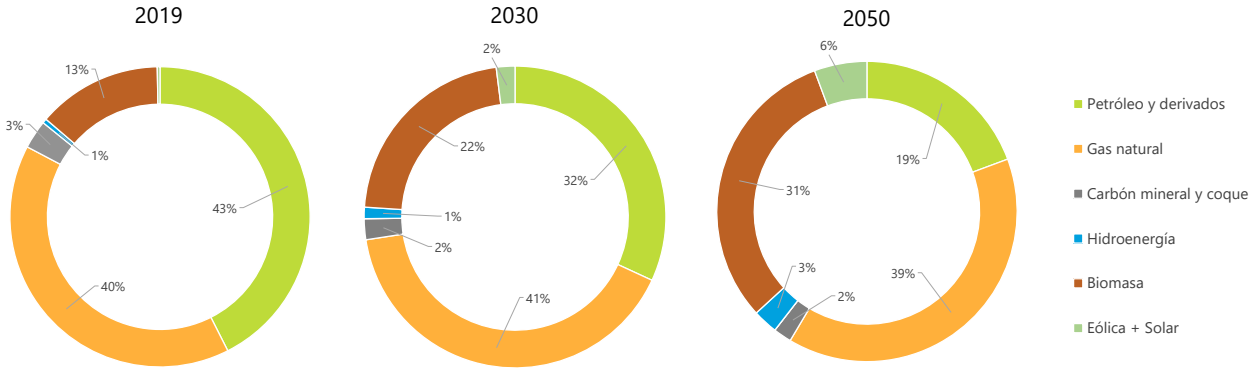
De acuerdo a los supuestos del escenario PRO NET-0, de una penetración más acelerada de biocombustibles, electricidad y energía solar térmica en los sectores de consumo final; y de un incremento en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, se puede observar que los hidrocarburos sufren una importante reducción de participación porcentual en la matriz de oferta total de energía, dando paso al incremento de la biomasa y de energía directas como la eólica y la solar. En este escenario, la renovabilidad de dicha matriz, mejora a partir del año base, llegando a un 25% en el año 2030 y al 39% en el año 2050. Debido al incremento de la demanda de electricidad y a la menor eficiencia del uso de la biomasa en la generación eléctrica, con respecto al gas natural y los derivados de petróleo, la oferta total anual de energía en el escenario PRO NET-0, sufre un incremento del 8% para el 2050, respecto al valor proyectado para ese año en el escenario BAU (**figuras 152, 153 y 154**).

Figura No. 152 Proyección de la oferta total de energía, Caribe, escenario PRO NET-0



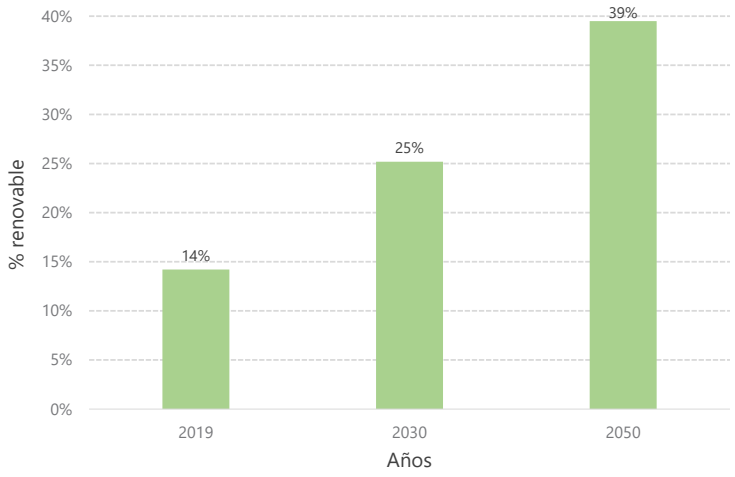
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 153 Estructura de la oferta total de energía, Caribe, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 154 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Caribe, escenario PRO NET-0



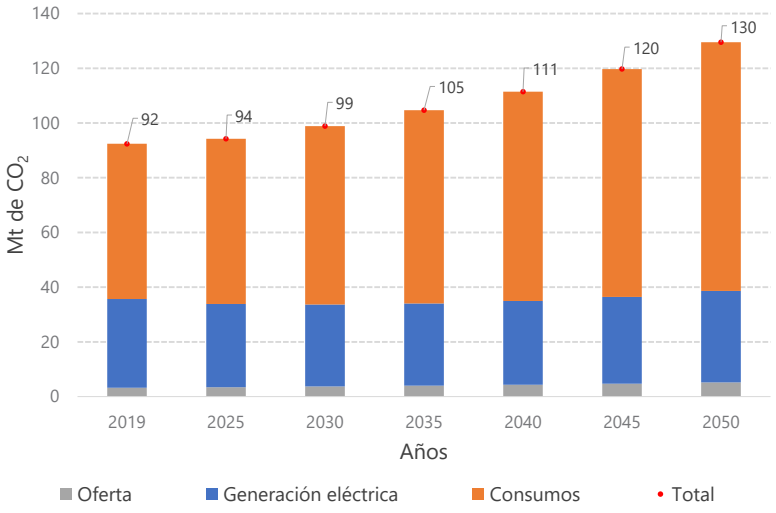
Fuente: Elaboración propia.

7.5 Proyección de las emisiones de CO_2

7.6.1 Escenario BAU

Las emisiones totales de CO_2 del sector energético caribeño, bajo las premisas del escenario BAU, sufre un incremento durante el período de proyección, llegando al 2050 con un valor 41% superior al registrado en el año base. Este incremento se debe principalmente al aumento de emisiones en los sectores de consumo, ya que las emisiones de la generación eléctrica se mantienen relativamente estables (**figura 155**).

Figura No. 155 Proyección de las emisiones de CO_2, Caribe, escenario BAU

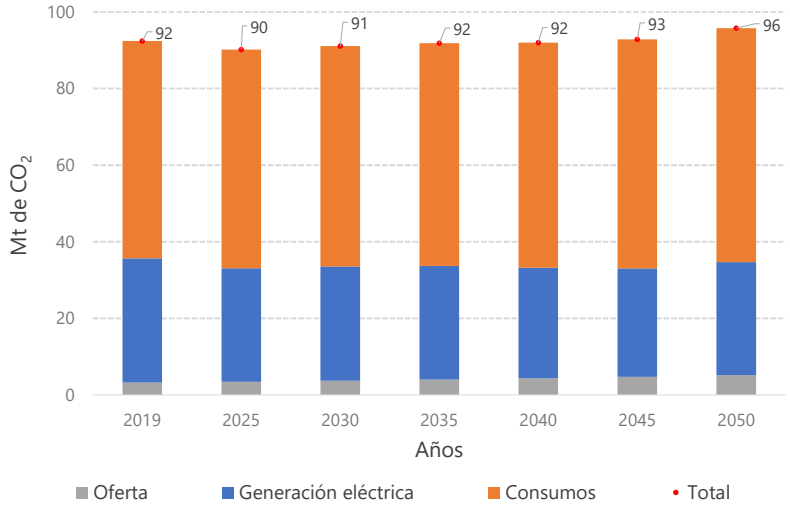


Fuente: Elaboración propia.

7.6.2 Escenario PRO NET-0

Si bien las emisiones totales anuales de CO_2 del sector energético caribeño, proyectadas bajo los supuestos del escenario PRO NET-0, presentan un leve crecimiento del 4% en el período de proyección, para el año 2050 estas emisiones son inferiores en un 26% a las proyectadas para el mismo año en el escenario BAU. Tomando en cuenta que el Caribe, ha sido históricamente una subregión altamente dependiente de los combustibles fósiles, este amortiguamiento en la emisión de CO_2 se puede considerar un importante logro (**figura 156**).

Figura No. 156 Proyección de las emisiones de CO_2, Caribe, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

8. *PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (ALC)*

8.1 Consideraciones generales

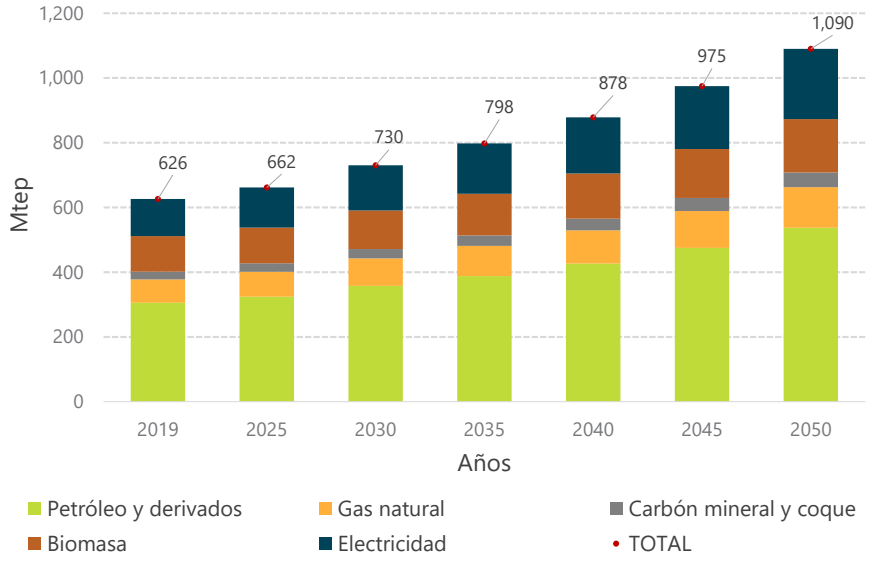
Los escenarios energéticos para la región de ALC (BAU y PRO NET-0), corresponden a la agregación de las proyecciones elaboradas para las 6 subregiones analizadas (incluidos Brasil y México).

8.2 Proyección del consumo final de energía

8.2.1 Escenario BAU

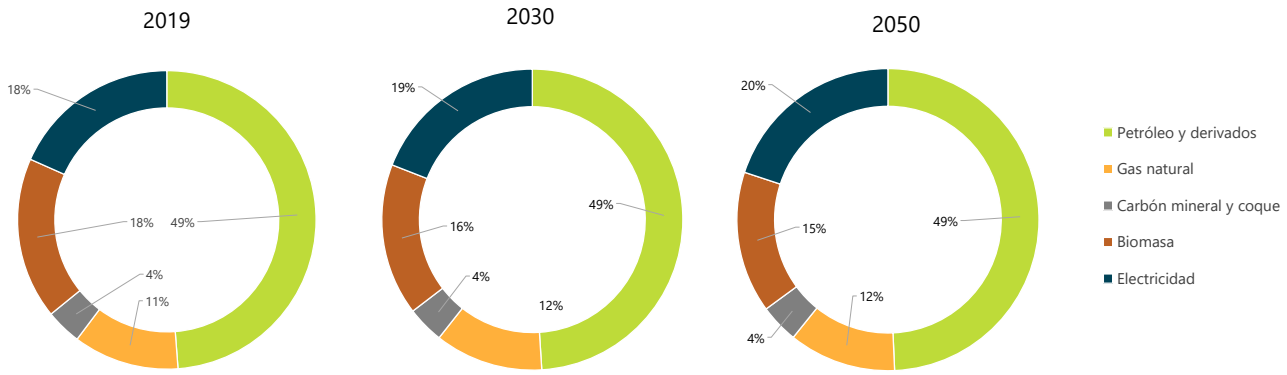
Como resultado de las proyecciones realizadas en las 6 subregiones analizadas, bajo los supuestos del escenario BAU, el consumo final total de energía de ALC, tendría un crecimiento promedio anual de 1.8% durante el período de proyección, con una matriz casi estable estructuralmente hablando, caracterizada por un pequeño incremento en la participación de la electricidad, una pequeña reducción en el consumo de biomasa, específicamente leña residencial y un ligero incremento en la participación del gas natural (**figuras 157, 158 y 159**).

Figura No. 157 Proyección del consumo final de energía, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 158 Evolución de la matriz de consumo final de energía, ALC, escenario BAU

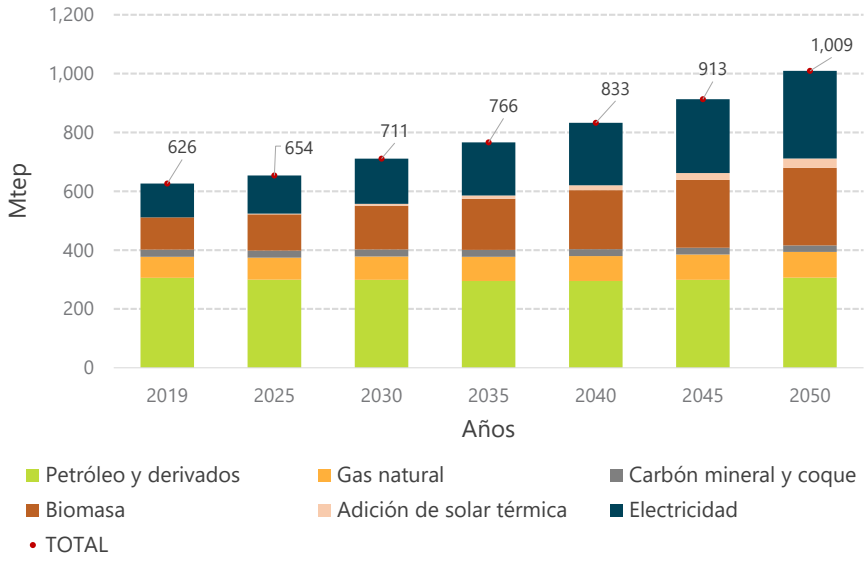


Fuente: Elaboración propia.

8.2.2 Escenario PRO NET-0

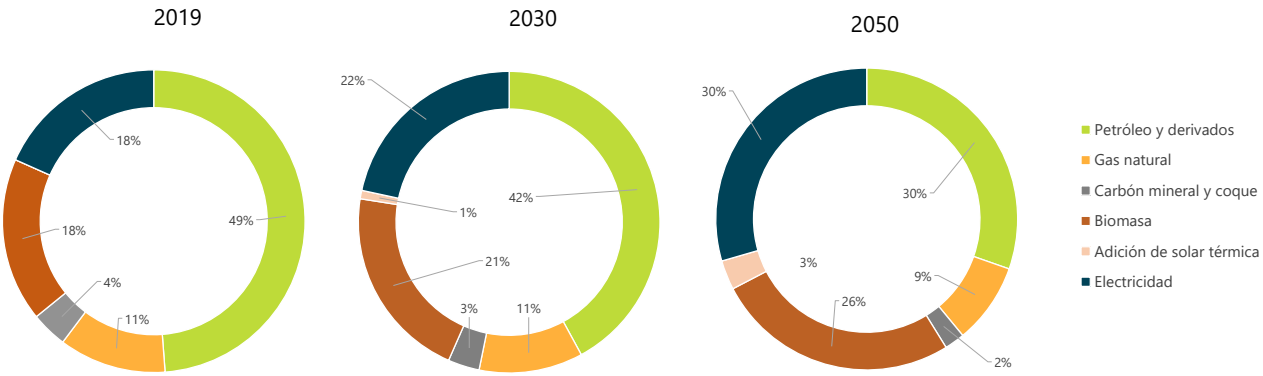
Bajo las premisas del escenario PRO NET-0, en la matriz de consumo final de la región de ALC, se presenta un importante incremento en la participación de electricidad, biomasa (mayor uso de biocombustibles líquidos) y energía solar térmica, desplazando combustibles fósiles, los cuales reducen su participación del 64% en el año base al 56% en el año 2030 y al 41% en el año 2050 (**figuras 159 y 160**).

Figura No. 159 Proyección del consumo final de energía, ALC, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 160 Evolución de la matriz de consumo final de energía, ALC, escenario PRO NET-0



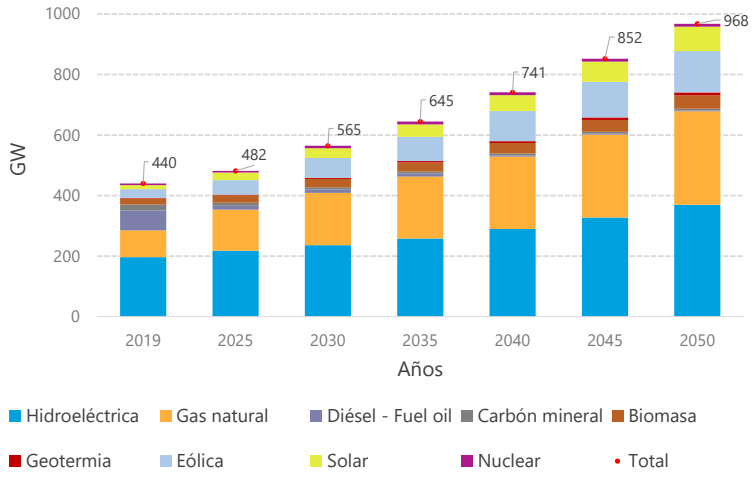
Fuente: Elaboración propia.

8.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

8.3.1 Escenario BAU

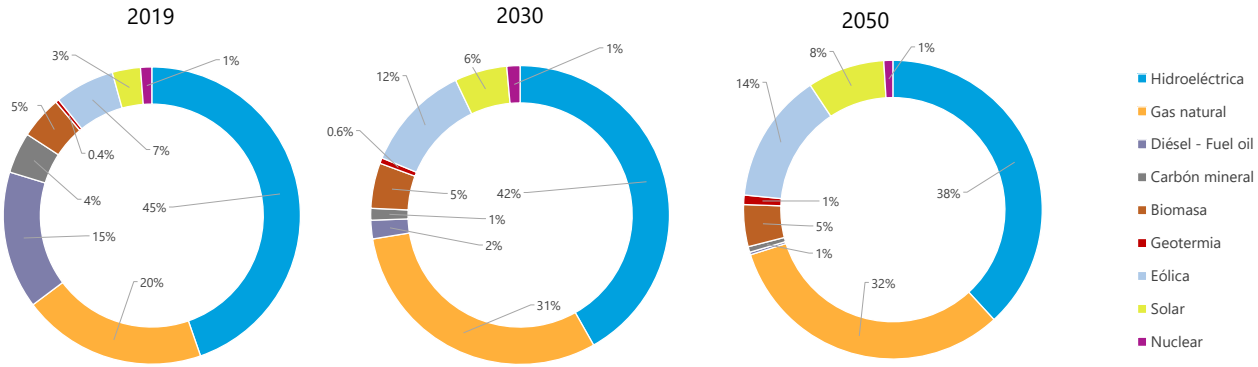
Para el escenario BAU, se observa que el predominio en la adición de capacidad instalada de generación eléctrica durante el período de proyección en ALC, lo ostentan las centrales a gas natural, superando incluso a las hidroeléctricas, las cuales se sitúan en segundo lugar, seguidas en orden de magnitud por las eólicas, las solares, las centrales a biomasa y las geotérmicas. Bajo estas condiciones, el componente renovable del parque generador latinoamericano y caribeño, sube de una participación del 59% en el año base al 65% en el 2030 y al 66% en el año 2050. Cabe resaltar que, bajo las premisas de este escenario, no se llegaría a alcanzar la meta del 70% de capacidad instalada renovable de la iniciativa RELAC, ni siquiera al 2050 (**figuras 161, 162, 163 y 164**).

Figura No. 161 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario BAU



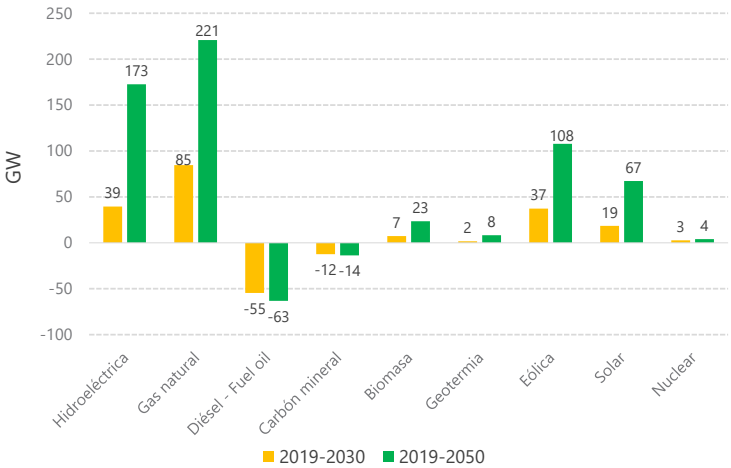
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 162 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario BAU



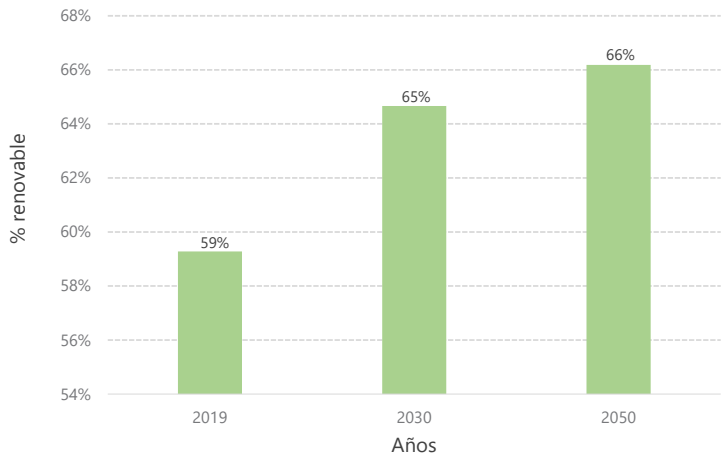
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 163 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 164 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario BAU

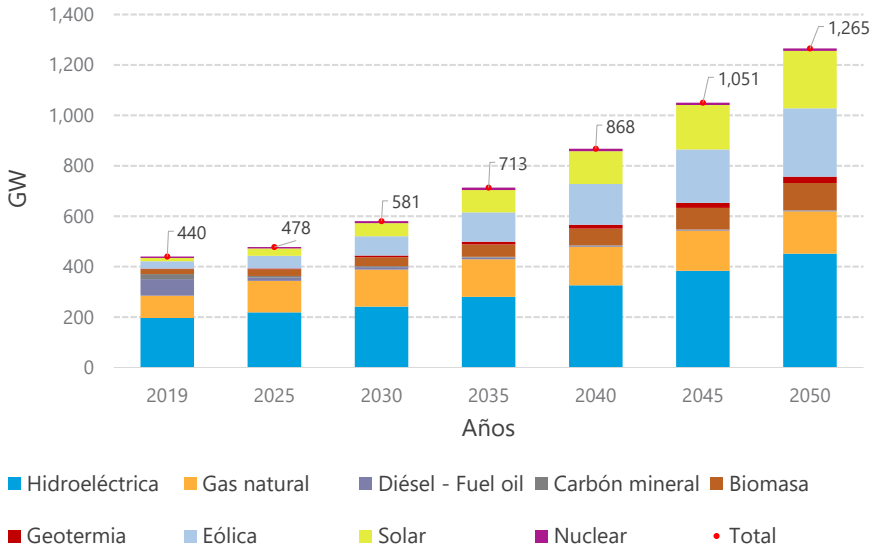


Fuente: Elaboración propia.

8.3.2 Escenario PRO NET-0

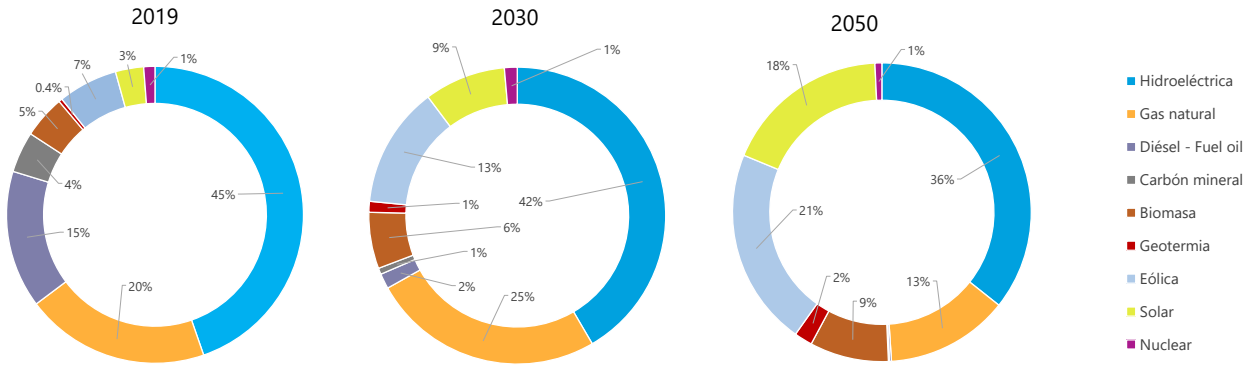
Considerando la instalación mucho más acelerada de capacidad de generación eléctrica con fuentes de energía Considerando la instalación mucho más acelerada de capacidad de generación eléctrica con fuentes de energía renovables, simuladas en cada una de las subregiones para el escenario PRO NET-0, donde además esta instalación de nuevas renovables supera ampliamente a la de centrales a gas natural, la renovabilidad del parque generador de ALC, alcanza al 2030 el 71% y al 2050 el 86%, con lo cual ahora sí se cumpliría la meta establecida en la iniciativa RELAC en el año 2030. Debido a la mayor demanda de electricidad en los sectores de consumo final, la capacidad instalada requerida en el año 2050, resulta ser un 31% superior a la proyectada en el escenario BAU, para ese mismo año (**figuras 165, 166, 167 y 168**).

Figura No. 165 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



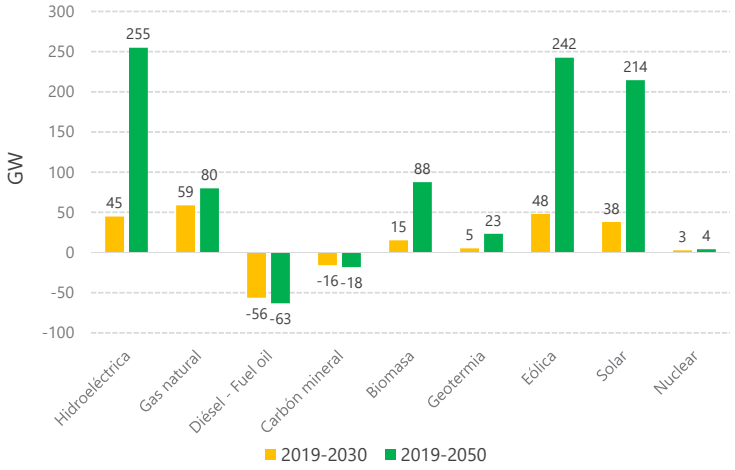
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 166 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



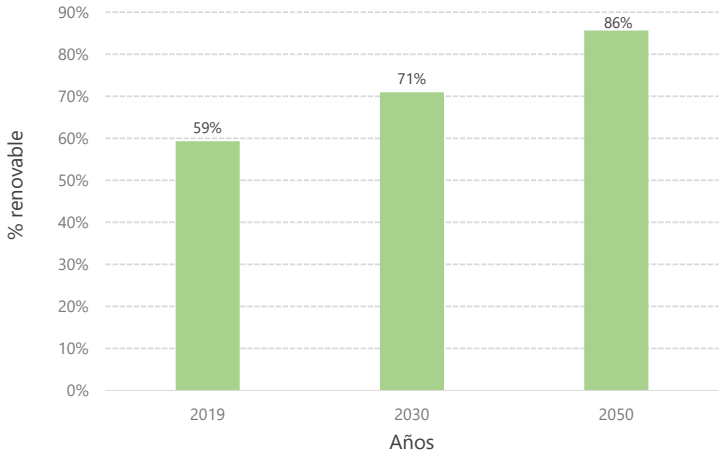
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 167 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 168 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



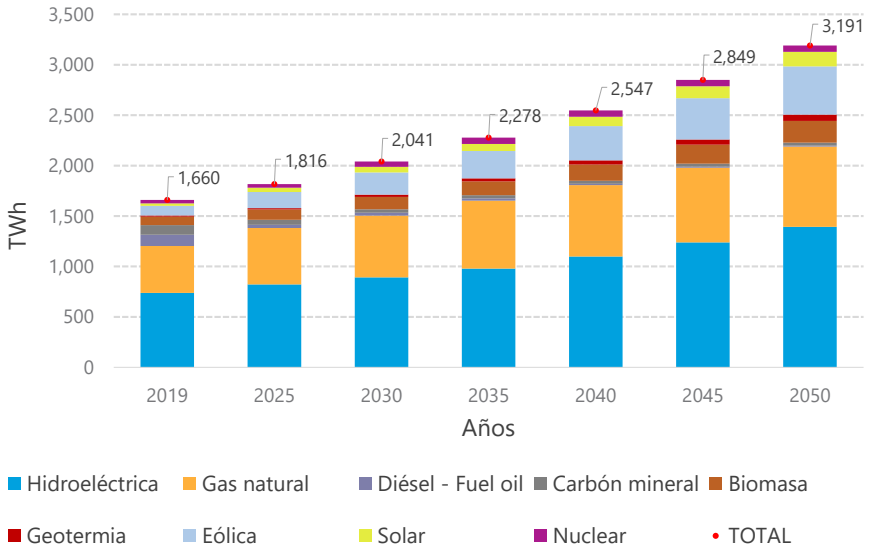
Fuente: Elaboración propia.

8.4 Proyección de la generación eléctrica

8.4.1 Escenario BAU

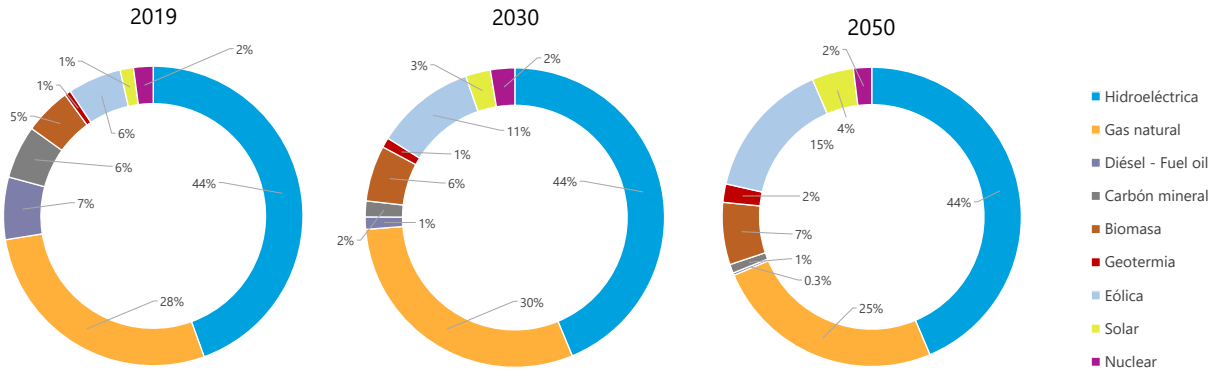
La matriz de generación eléctrica de ALC, en el escenario BAU, se caracteriza por un notable crecimiento de la participación de las fuentes de energía renovables no convencionales como la eólica, la solar, la biomasa y la geotermia. Mientras la participación de las hidroeléctricas se mantiene estable, las fuentes fósiles, pierden terreno, aunque subsiste un componente importante de gas natural. Bajo estas condiciones, la renovabilidad de dicha matriz, se incrementa del 57% en el año base, al 64% en el 2030 y al 72% en el año 2050, lo que significa que, en lo que a generación de energía eléctrica se refiere, solamente se estaría alcanzando la meta de la iniciativa RELAC de mínimo 70% renovable hasta el final del período de proyección (**figuras 169, 170 y 171**).

Figura No. 169 Proyección de la generación eléctrica, ALC, escenario BAU



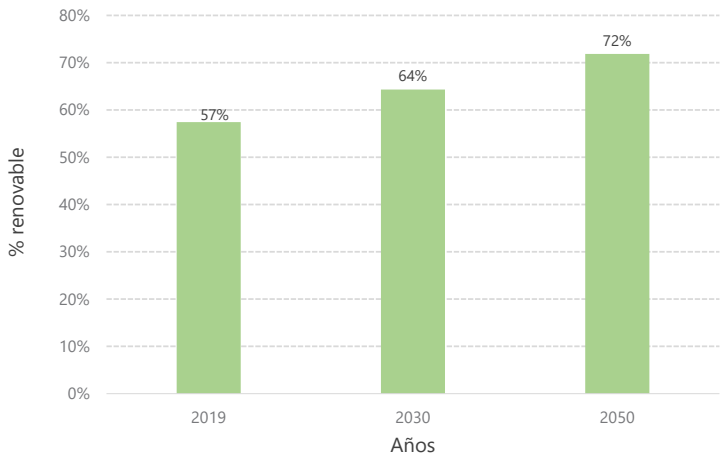
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 170 Estructura de la generación eléctrica, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 171 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, ALC, escenario BAU

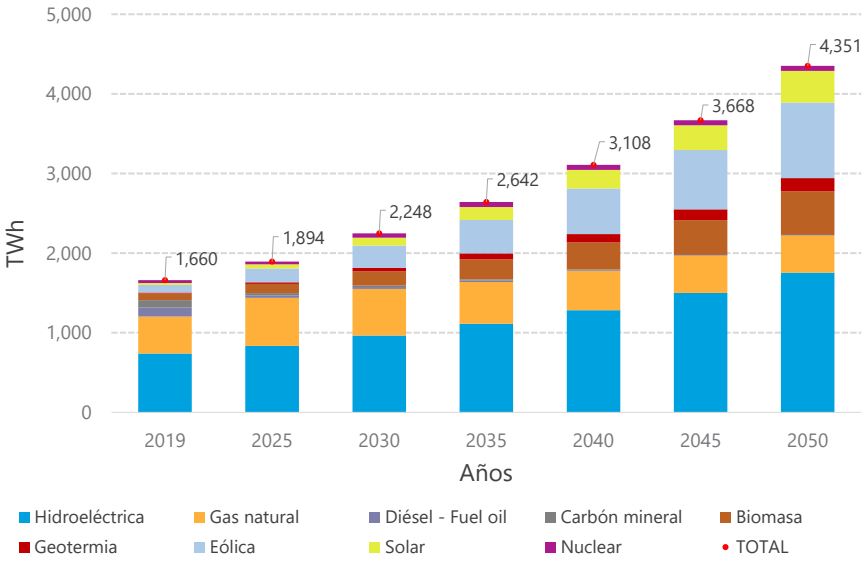


Fuente: Elaboración propia.

8.4.2 Escenario PRO NET-0

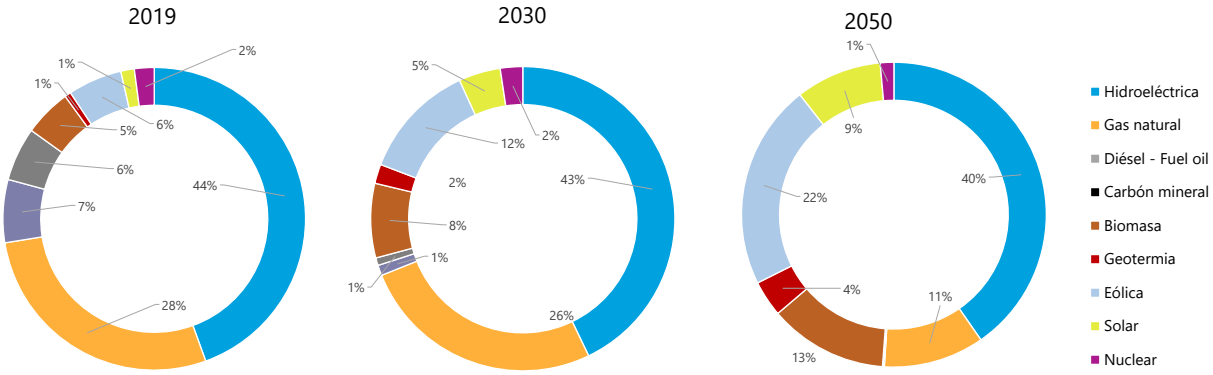
Bajo las premisas del escenario PRO NET-0, la matriz de generación eléctrica de la región de ALC, incrementaría mucho más rápido su índice de renovabilidad que en el escenario BAU, llegando justamente al 2030 a cumplir la meta del 70% renovable de la iniciativa RELAC y avanzando hasta un 88% renovable para el final del período de proyección, esto gracias la penetración más acelerada de las fuentes renovables como la hidroenergía, la eólica, la solar, la biomasa y la geotermia. Debido al incremento en la demanda de electricidad en los sectores de consumo final, la generación anual en el año 2050, resultaría ser superior en un 36% respecto al valor proyectado en el escenario BAU para ese año (**figuras 172, 173 y 174**).

Figura No. 172 Proyección de la generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



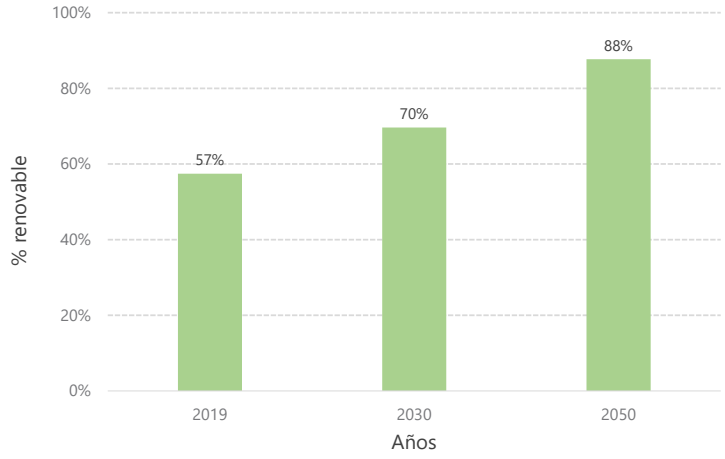
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 173 Estructura de la generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 174 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



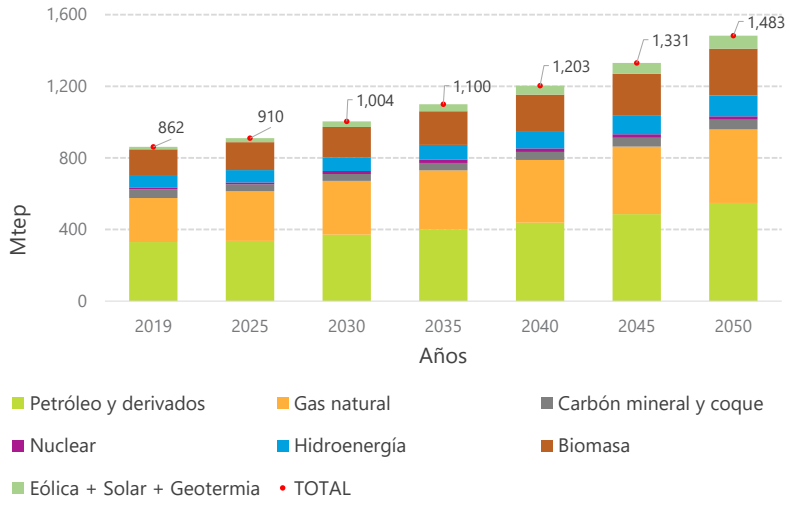
Fuente: Elaboración propia.

8.5 Proyección de la oferta total de energía

8.5.1 Escenario BAU

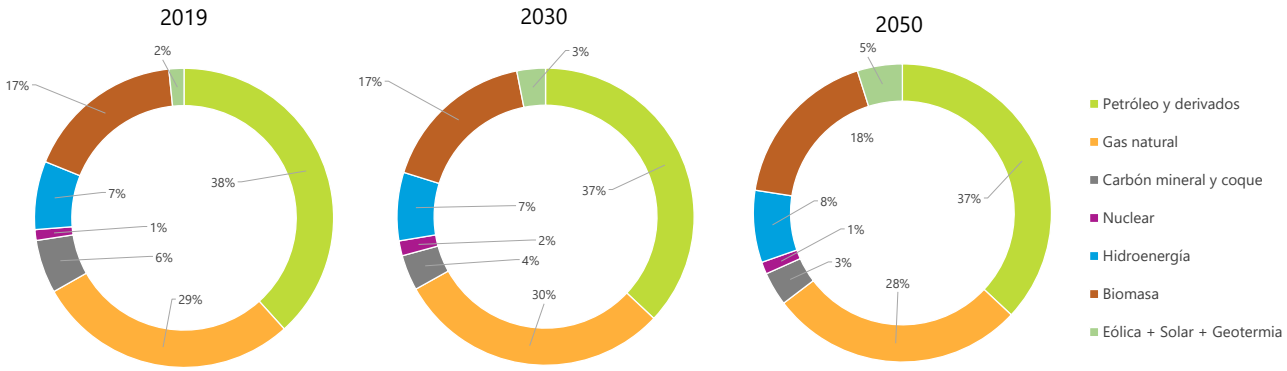
Bajo los supuestos del escenario BAU, la matriz de oferta total de energía de la región de ALC experimenta un moderado incremento en la participación de energía renovables, pasando del 26% en el año base al 28% en el año 2030 y al 30% en el año 2050, ganando algo de terreno frente a las fuentes fósiles, las cuales, sin embargo, en conjunto mantienen su predominio hasta el final del período de proyección (**figuras 175, 176 y 177**).

Figura No. 175 Proyección de la oferta total de energía, ALC, escenario BAU



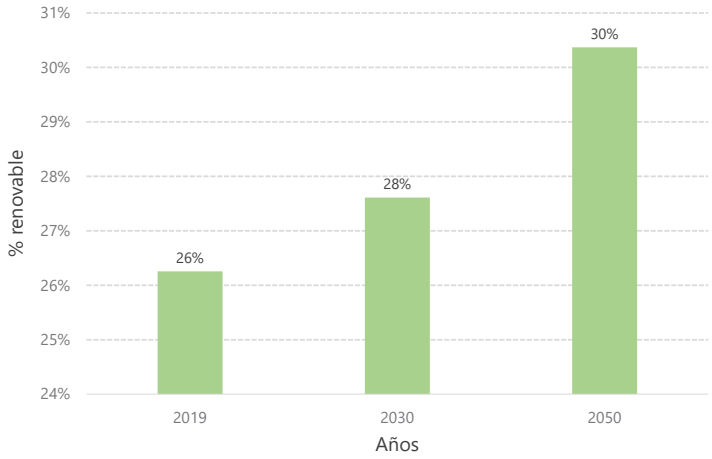
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 176 Estructura de la oferta total de energía, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 177 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, ALC, escenario BAU

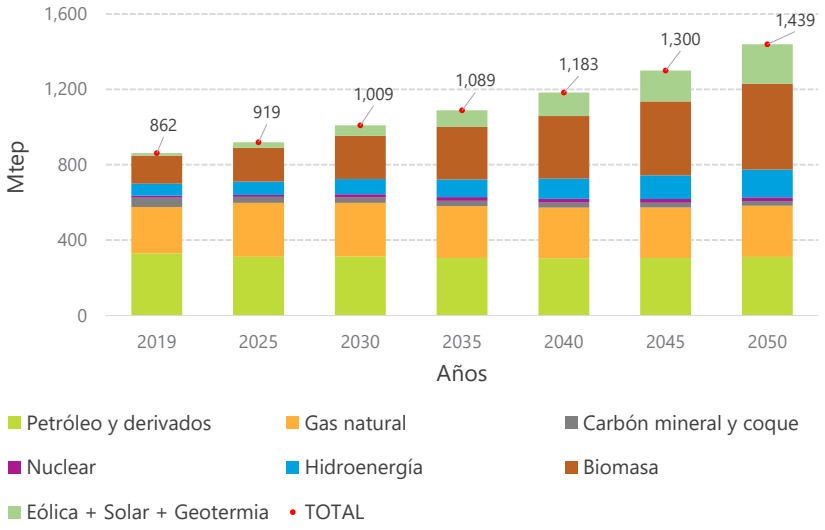


Fuente: Elaboración propia.

8.5.2 Escenario PRO NET-0

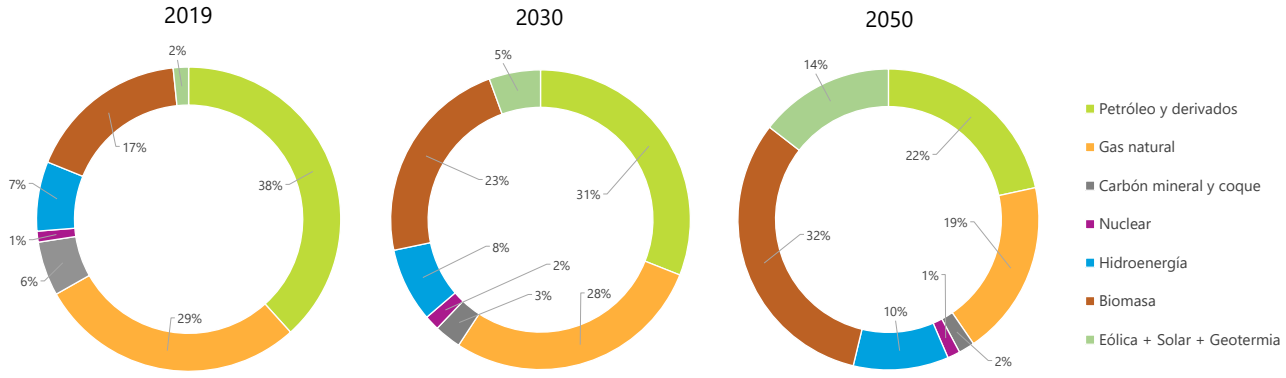
En condiciones del escenario PRO NET-0, la penetración acelerada de las fuentes de energía renovables, tanto en la matriz de consumo final, como en la matriz de generación eléctrica, permite que la matriz de oferta total de energía de la región de ALC, llegue al final del período de proyección con un componente renovable de más del 50%, lo que sería un logro extraordinario, considerando que ya en la actualidad, ALC es la región del mundo con mayor índice de renovabilidad de su matriz energética. Es además importante resaltar que gracias a los supuestos del escenario PRO NET-0, se consigue a nivel regional un ahorro neto en la oferta de energía anual del 3% para el final del periodo de proyección, respecto al valor proyectado en el escenario BAU, a pesar que en algunas de las subregiones la oferta de energía se veía incrementada (**figuras 178, 179 y 180**).

Figura No. 178 Proyección de la oferta total de energía, ALC, escenario PRO NET-0



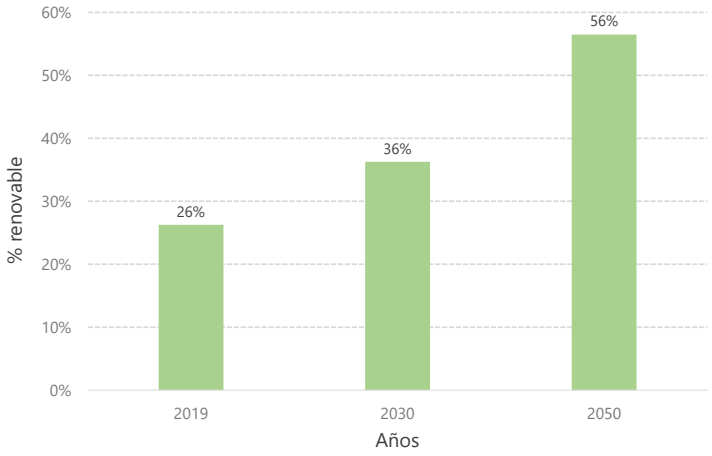
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 179 Estructura de la oferta total de energía, ALC, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 180 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, ALC, escenario PRO NET-0



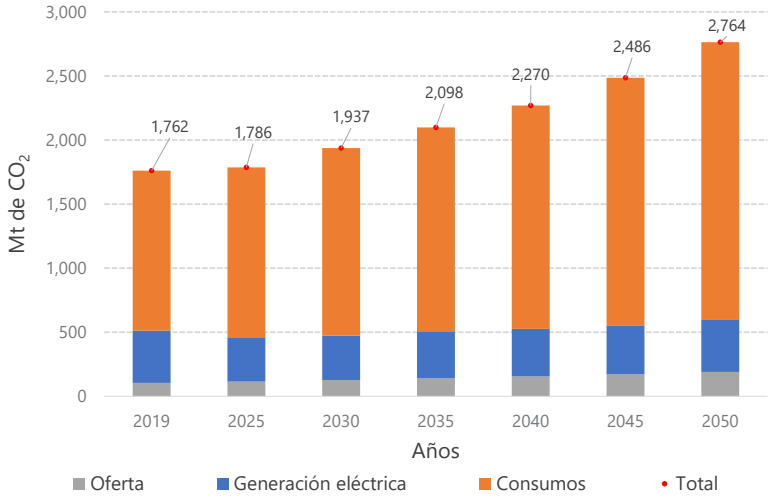
Fuente: Elaboración propia.

8.6 Proyección de las emisiones de CO_2

8.6.1 Escenario BAU

En el contexto del escenario BAU, aunque las emisiones anuales de CO_2 producidas por el sector eléctrico de la región de ALC, presentan una leve disminución durante el período de proyección, los sectores de consumo son responsables de un incremento neto en las emisiones anuales del sector energético regional, las cuales se incrementan en un 57% respecto al año base en dicho período (**figura 181**).

Figura No. 181 Proyección de las emisiones de CO_2, ALC, escenario BAU

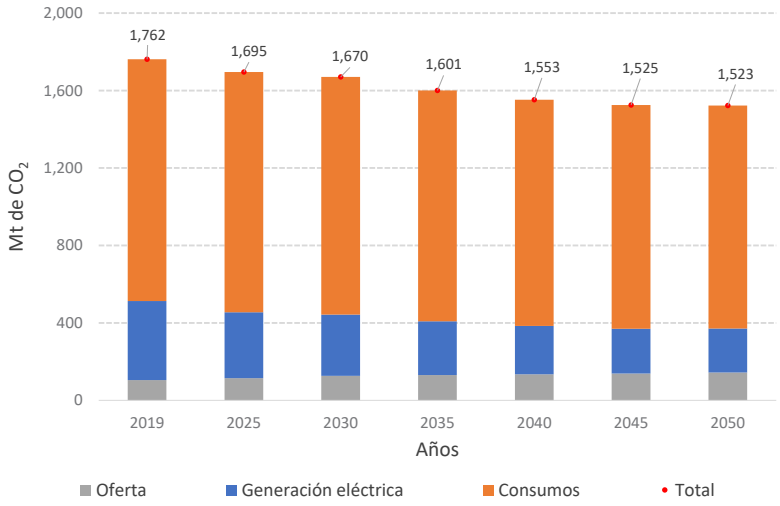


Fuente: Elaboración propia.

8.6.2 Escenario PRO NET-0

Con las premisas del escenario PRO NET-0, las emisiones anuales de CO_2 a nivel regional disminuyen durante el período de proyección, tanto en el sector de generación eléctrica como en los sectores de consumo, permitiendo que al 2050, se emita un 14% menos de CO_2 a la atmósfera que en el año base y un 45% menos que las emisiones proyectadas en el escenario BAU para dicho año final de proyección (**figura 182**).

Figura No. 182 Proyección de las emisiones de CO_2, ALC, escenario PRO NET-0



Fuente: Elaboración propia.

9. CONCLUSIONES

Como se mencionó en la sección introductoria, construir un escenario cero emisiones netas de CO_2 al 2050, en el estricto sentido de las palabras, para el sector energético de la región de América Latina y el Caribe, supondría conocer para cada país de la región la capacidad de absorción presente y futura de todos los sumideros de carbono, así como la proyección de las emisiones de todas las demás actividades antropogénicas, lo cual escapa completamente del ámbito y objetivo del presente capítulo, Sin embargo, el ejercicio de prospectiva desarrollado, pone de manifiesto la magnitud y urgencia con la que deben evolucionar las matrices energéticas de las subregiones analizadas hacia un uso masivo de fuentes renovables, para lograr que al mediano y largo plazo, las emisiones de CO_2 del sector se estabilicen o empiecen a disminuir, pese al sostenido crecimiento de la demanda de energía, propio de las economías emergentes.

En el análisis se evidencia que para alcanzar la meta de 70% de participación de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica de ALC, tanto en capacidad instalada como en producción de energía, como se plantea en la iniciativa RELAC, se deberían instalar en el plazo de 10 años 151,000 MW adicionales con fuentes renovables, lo que equivale aproximadamente al 90% de la capacidad actual de Brasil y a casi el doble de la capacidad instalada de México; y además retirar de operación 72,000 MW de centrales térmicas no renovables; todo esto considerando el incremento de generación necesaria para cubrir una mayor penetración de la electricidad en los sectores de consumo final, principalmente en el transporte.

Adicionalmente, para poder llegar a una reducción de emisiones anuales de CO_2 del sector energético de la región del 14% respecto a los niveles del año base (2019), en los 30 años de proyección, sería necesario instalar 823,000 MW de capacidad de generación renovable, es decir casi el doble de la capacidad instalada total de ALC en el 2019 y retirar 81,000 MW de centrales térmicas no renovables. Aún en esas condiciones, la matriz de generación eléctrica tendría un 12% de componente no renovable en el 2050.

Es importante observar también que, para cubrir la demanda de biocombustibles en los sectores de consumo final, la oferta de biomasa en el escenario PRO NET-0, llegaría en el horizonte de proyección a representar alrededor del 80% de la oferta actual de hidrocarburos (año base), lo que significa grandes extensiones de cultivos agroenergéticos que podrían entrar en competencia con bosques primarios y cultivos alimenticios.

Como conclusión final de este análisis se debe mencionar que para alcanzar la meta de una condición de cero emisiones netas de CO_2 para mitad de siglo, no solamente se deben dirigir los esfuerzos hacia la reducción de las emisiones de las diferentes actividades antropogénicas, sino que al mismo tiempo, se debe incrementar la capacidad de los sumideros de carbono tanto naturales como artificiales.



Anexos y bibliografía

ACR	Ambiente de Contratación Regulado
ABDAN	Asociación Brasileña de Actividades de Desarrollo Nuclear
ACHS	Asociación Chilena de Seguridad
AECID	Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo
AFD	Agencia Financiera de Desarrollo
ALADI	Asociación Latinoamericana de Integración
ALC	América Latina y el Caribe
ALIDES	Alianza para el Desarrollo Sostenible
AME	Asociación de Municipalidades Ecuatorianas
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
ANTEL	Administración Nacional de Telecomunicaciones
API	American Petroleum Institute (Por sus siglas en inglés)
APP	Asociaciones Público Privadas
ARC	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos No Renovables
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
ATTT	Autoridad de Tránsito y Transporte Terrestre
ATU	Autoridad de Transporte Urbano
BHP	Broken Hill Proprietary (Por sus siglas en inglés)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BidSIM	Programa de Mejoramiento de Licitaciones de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural
BIEE	Base de Indicadores de Eficiencia Energética
BNEP	Política Nacional de Energía de Barbados
CAN	Comunidad Andina de Naciones

CARICOM	Comunidad del Caribe
CBIO	Crédito de Descarbonización
CCC	Corporación Comercial Canadiense
CCREEE	Centro Caribeño para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética
CDE	Cuenta de Desarrollo Energético
CE	Conservación de Energía
CEE	Certificados de Eficiencia Energética
CEI	Comunidad de Estados Independientes
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CERT	Certificado de Reembolso Tributario
CES	Consejo de Educación Secundaria
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFLI	Fondo de Canadá para Iniciativas Locales
CIH	Comité Intergubernamental de la Hidrovía Paraguay-Paraná
CIME	Comisión Interinstitucional de Movilidad Eléctrica
CLDH	Combustibles Líquidos Derivados de Hidrocarburos
ClE	Comisión Interinstitucional de Estadística
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
CNLV	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
CNSNS	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias
COE	Centro de Operaciones de Emergencia
COMIECO	Consejo de Ministros de Integración Económica
CONACE	Consejo Nacional Consultivo de Estadística
CPF	Registro de Personas Físicas

CRE	Comisión Reguladora de Energía
CTF	Fondo de Tecnología Limpia
CTMA	Centro de Tecnología de la Manufactura Avanzada
CUJAE	Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría
DISNORTE	Distribuidora de Electricidad del Norte
DISSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur
EAU-CREF	Energía Renovable de los Emiratos Árabes Unidos y el Caribe
EE	Eficiencia Energética
EECP	Programa de Conservación y Eficiencia Energética
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
EIB	Banco de Inversiones Europeo
EITI	Industrias Extractivas
ELC	Energía libre de combustible
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENCC	Estrategia Nacional de Cambio Climático
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENTREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
EOR	Recuperación Mejorada de Petróleo
EPE	Empresa de Investigación Energética
ERNC	Energía Renovable no Convencional
ERPA	Emission Reduction Purchase Agreement
FAS	Fondo de Adelanto Social
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas
FCPF	Fondo Cooperativo para el Carbono de los Bosques

FERUM	Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FNMC	Fondo Nacional de Cambio Climático
FOME	Fondo de Mitigación de Emergencias
FONAFIFO	Fondo Nacional de Financiamiento Forestal
FUDAEE	Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética
GCCE	Grupo Coordinador de Conservación de Energía Eléctrica
GD	Generación Distribuida
GEA	Agencia de Energía de Guyana
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIZ	Cooperación Alemana al Desarrollo
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
GSDS	Estrategia de Crecimiento y Desarrollo Sostenible
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
INB	Industrias Nucleares de Brasil
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
INEN	Servicio Ecuatoriano de Normalización
INPI	Instituto Nacional de los Pueblos Indígenas
IPCA	Índice Nacional Amplio de Precios al Consumidor
IPCC	Panel Intergubernamental del Cambio Climático (Por sus siglas en inglés)
IR	Impuesto sobre la Renta
IREC	Investigación en Energía de Cataluña

IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
ISA	Alianza Solar Internacional (Por sus siglas en inglés)
ISC	Impuesto Selectivo al Consumo
ITT	Ishpingo, Tambococha y Tiputini
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JCF	Fuerza de Policía de Jamaica
JICA	Agencia de Cooperación Japonesa
LED	Diodo Emisor de Luz (Siglas en inglés)
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LPC	Complejo Industrial La Plata
LUC	Ley de Urgente Consideración
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
MERNNR	Ministerios de Energía y Recursos Naturales No Renovables
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MME	Mesa de Movilidad Eléctrica
MME	Ministerio de Minas y Energía
MMEE	Medidas de Eficiencia Energética
MOPC	Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
MOU	Memorando de Entendimiento
MOVÉS	Movilidad urbana eficiente y sostenible (Proyecto Uruguay)
MRE	Mecanismo de Reasignación de Energía
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada
NEI	Instituto de Energía Nuclear de los Estados Unidos
NGC	Compañía Nacional de Gas
NTS	Nova Transportadora do Southeast

OCCRE	Oficina de Control Circulación y Residencia
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económico
OC-SENI	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OEC	Organismos Evaluadores de la Conformidad
OEFA	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMS	Organización Mundial de la Salud
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería
OTP	Operadoras de Transporte Público
PALCEE	Programa para América Latina y el Caribe en Eficiencia Energética
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PCJ	Corporación Petrolera de Jamaica
PDAC	Prospectors and Developers Association of Canada
PDE	Plan Decenal de Expansión Energética
PDET	Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial
PEC	Precio Estabilizado a Cliente Regulado
PEECES	Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEN	Política Energética Nacional
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PGAI	Planes de Gestión Ambiental Institucional
PHARES	Programa Haitiano de Acceso de las Comunidades Rurales a la Energía Solar
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte

PLANEE	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PNCB	Programa Nacional de Certificación de Biomasa
PNE	Plan Nacional de Energía
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
Pneser	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable
PNP	Precio de Nudo Promedio
PNTE	Plan Nacional de Transporte Eléctrico
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PNUMA	Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PROEZA	Pobreza, Reforestación, Energía y Cambio Climático
PROFONANPE	Fondo de Promoción de las Áreas Naturales Protegidas del Perú
Promar	Producción de Campos Marítimos
Promarnat	Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Pronaf	Programa Nacional de Fortalecimiento de la Agricultura Familiar
PSA	Programa de Pago por Servicios Ambientales
PTB	Instituto Federal Físico Técnico (Traducido del Alemán)
RD	República Dominicana
REATE	Programa de Revitalización para la Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural en Tierra
RECOPE	Refinadora Costarricense de Petróleo
RenovaBio	Política Nacional de Biocombustibles
RRA	Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables
RTCA	Reglamento Técnico Centroamericano
SAC	Sociedad Anónima Cerrada
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SDDP	Programación Dinámica Dual Estocástico (Siglas en inglés)
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Semarnat	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Estadístico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SENI	Sistema Eléctrico nacional Interconectado
SER	Sistema Eléctrico Rural
SIC	Sistema Eléctrico del Centro Sur
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
Sicaf	Sistema Único de Registro de Proveedores
SIE	Sistema de Información Energética
sieLAC	Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe
SIESUR	Sistema de Integración Energética del Sur
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINAC	Sistema Nacional de Áreas de Conservación
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SING	Sistema Eléctrico del Norte Grande
SITGAS	Sistema Integrado de Transporte de Gas
SMR	Reactores modulares de baja y media potencia
SNE	Secretaría Nacional de Energía
SNEE	Sistema Nacional de Eficiencia Energética
SNRCC	Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático
SOSEM	Sistemática de Operación en Situación de Emergencia Hidrológica Aguas Abajo
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
SREP	Programa de Ampliación de las Energías Renovables
STAT	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en extra Alta Tensión
STDT	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S.A.

TCM	Terminales de Contenedores de Moín
TMI S.A.	TSK Melfosur Internacional
TPM	Toneladas de Peso Muerto
TRB	Toneladas de Registro Bruto
TUSD	Tarifa por el Uso del Sistema de Distribución
TUST	Tarifa por el Uso del Sistema de Transmisión
UESTEE	Unidad Especial del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica
UG	Unidades Generadoras
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URA	Unidad de Concentración de Uranio Caetité
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
USBEF	Foro Energético Brasil-Estados Unidos
uSFV	Sistemas de microgeneración fotovoltaica
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
UTU	Consejo de Educación Técnico Profesional / Universidad del Trabajo del Uruguay
VMME	Viceministerio de Minas y Energía
VRF	Flujo de Refrigerante Variable
WTI	West Texas Intermediate
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Ah	Amperio hora
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
bbl / día	Barriles americanos por día
bep / día	Barriles equivalentes de petróleo por día
BTU	Unidad Térmica Británica
CO_2	Dióxido de carbono
cSt	Centistokes
Gm^3	Miles de millones de metros cúbicos
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
GWh / año	Gigavatio hora por año
ha	Hectárea
hab. / m^2	Habitantes por metro cuadrado
kbbl / 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 CO^2 / día	Kilogramos de dióxido de carbono por día
km	Kilómetro
km^2	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
kWp	Kilovatio pico
m	Metro
m^2	Metros cuadrados
m^3	Metros cúbicos
Mbbl	Millones de barriles americanos
Mbbl / día	Millones de barriles por día
Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
MBTU	Millones de unidades térmicas británicas
mil hab.	Millones de habitantes
Mm^3	Millones de metros cúbicos
Mm^3 / 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
$MtCO_2$	Millones de toneladas de dióxido de carbono
$MtCO_2eq$	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

t	Tonelada métrica
t / hab.	Toneladas por habitante
TCF	Trillones de metros cúbicos
tCO_2	Toneladas de dióxido de carbono
tCO_2 / año	Toneladas de dióxido de carbono por año
tCO_2 / tep	Toneladas de dióxido de carbono por tonelada equivalente de petróleo
tCO_2eq	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
tep / hab.	Toneladas equivalente de petróleo por habitante
TWh	Teravatio hora
USD	Dólares 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 2020)

Unidades Originales	kbbl	Mm^3	kt	GWh	GWh	kt	kt	GWh	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kt	kt	kbbl
A: bep x 10^3	Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Hidroenergía	Geotermia	Nuclear	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diésel oil	Fuel oil	Coque	Carbón vegetal	Alcohol
Argentina	1.0196	6.2127	5.1881	0.6197		110.1888	1.4916	0.6197	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	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Belice	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	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	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Brasil	1.0208	6.1969	3.4659	0.6197		532.5556	2.2338	0.6197	0.6999	0.9022	0.8212	0.8473	0.9561	4.9719	4.6548	0.6424
Chile	1.0551	6.6721	5.0440	0.6197			2.4002	0.6197	0.7624	0.9366	1.0300	1.0300	1.0300	5.0000		
Colombia	1.0476	6.1359	4.9498	0.6196			2.9246	0.6196	0.6981	0.9175	0.8109	0.9760	0.9398	3.4593	4.6829	0.5826
Costa Rica	0.9940		5.2630	0.6200	0.6200		3.0999	0.6200	0.6992	0.8938	0.9438	0.9937	1.0660	4.9392	4.6861	
Cuba	1.0015	6.3604	5.7645	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Ecuador	1.0015	5.9806		0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304			
El Salvador				0.6196	0.6196		2.5316	0.6196	0.7009	0.8831	0.9488	0.9916	1.0717	4.8998	4.6837	
Grenada		5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Guatemala	0.9935		5.0469	0.6200	0.6200		2.5955	0.6200	0.6705	0.8918	0.9459	0.9935	1.0691	4.9027		
Guyana	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	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	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Honduras			5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8711	0.9583	1.0087	1.0462	4.9000	4.9718	
Jamaica	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
México*	1.0555	7.3428	5.0520	0.6196	0.6196	566.0843	2.4948	0.6196	0.7152	0.9074	0.9906	1.0316	1.1155	5.1551		
Nicaragua	1.0059			0.6196	0.6197		2.3086	0.6197	0.6975	0.8906	0.9540	0.9857	1.0679	0.5009	2.7864	
Panamá	1.0015	5.9805	5.2690	0.6196			2.6940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.9100	4.8926	
Paraguay			5.0359	0.6197			2.5940	0.6196	0.6899	0.8901	0.9450	0.9921	1.0701	5.5977	4.9718	0.5957
Perú	0.9973	6.9749	5.0439	0.6197			2.5940	0.6197	0.6845	0.8791	0.9584	0.9944	1.0593	4.6115	4.7016	
República Dominicana	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	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	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Trinidad & Tobago	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Uruguay**	0.9688	5.9807	5.0440	0.6197			1.9455	0.6728	0.6730	0.9055	0.9510	0.9706	1.0770	4.8998	5.4042	0.5804
Venezuela	1.0391	7.3453	5.4029	0.6072			2.5219	0.6072	0.7361	0.9990	1.0850	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		
	10^6 m^3	Gas de Refinería =		7.9261	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Coquería =		3.0263	10^3 bep
Otros	10^6 m^3	Gas de Alto Horno =		0.6485	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Ciudad =		2.8820	10^3 bep
	10^6 m^3	Biogás =		3.9630	10^3 bep
	10^6 m^3	Bagazo =		1.3114	10^3 bep

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	0.08599	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	0.783827	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	0.02825803	1

1bbl GLP = 0.6701 bep 1bbl GLP = 0.15898 m^3 = 5.6143 pc 1m^3 GLP = 552.4 kg 1 pc = 0.028317 m^3

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.

Ang, B. W. (2015), *LMDI decomposition approach: A guide for implementation*, Energy Policy, 2015, Vol. 86 C, 233-238.

Banco Mundial (2020), *The Cost of Staying Healthy, Semiannual Report of the Latin America and the Caribbean Region*, World Bank, October 9,
http://hdl.handle.net/10986/34602

Banco Mundial (2021), *Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe,*
https://www.bancomundial.org/es/publication/global-economic-prospects

BID (2016b), *Latin America and the Caribbean 2030: Future Scenarios, BID y el Consejo Atlántico*; Ed.: Jason. Marczak, Peter Engelke, David Bohl y Andrea S. Jiménez,
https://publications.iadb.org/handle/11319/7978

BID (2016c), *Achieving Sustainable Energy in Barbados - Energy Dossier,*
https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7909/Achieving-Sustainable-Energy-in-Barbados-Energy-Dossier.pdf

BID (2016d), *Guyana´s Power Generation System Expansion Study.*

BID (2016e), *Energy Dossier: Trinidad & Tobago*,
https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7447/Energy-Dossier-Trinidad-and-Tobago.pdf

BID y DDPLAC (2019), *Cómo Llegar a Cero Emisiones Netas. Lecciones de América Latina y el Caribe,*
https://publications.iadb.org/es/como-llegar-cero-emisiones-netas-lecciones-de-america-latina-y-el-caribe

BNEF (2017), *New Energy Outlook 2017 Report*, Bloomberg New Energy Finance (BNEF),
https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/06/NEO-2017_CSIS_2017-06-20.pdf

BP (2019), *BP Energy Outlook – 2019 edition*, BP, London,
https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf

CARICOM (2013), *Caribbean Sustainable Energy Roadmap (C-SERMS)*, Surinam,
http://www.worldwatch.org/system/files/C-SERMS_Full_PDF.pdf

CEAC (2017), *Plan indicativo regional de expansión de la generación eléctrica 2018-2035*, Consejo de Electrificación de América Central.
http://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2017/09/Informe-GTPIR_2018-2035_310517.pdf

CEAC/GTPIR (2017), Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica,
https://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2017/09/Informe-GTPIR_2018-2035_310517.pdf

CEPAL (2003), *Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe: el aporte de las fuentes renovables*, LC/L.1966.
http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/2764/1/S2003717_es.pdf

CEPAL (2007), *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Naciones Unidas,
https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25839/1/LCmexL828_es.pdf

CEPAL (2013), *Guide for BIEE Data Template*, CEPAL, documento de trabajo.

CEPAL (2018), *Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas – CEPALSTAT*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Naciones Unidas,
http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e

CEPAL (2020a), *Estadísticas Económicas de América Latina y el Caribe*,
https://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp

CEPAL (2020b), Comisión Económica para América Latina y el Caribe, *Estudio Económico de América Latina y el Caribe*, 2020 (LC/PUB.2020/12-P), Santiago, 2020.
http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/46070/89/S2000371_es.pdf

CNE (2014), *Prospectiva de la Demanda de Energía de República Dominicana 2010 – 2030,* Comisión Nacional de Energía (CNE), República Dominicana,
http://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2016/04/prospectiva-demanda-energia-rd-2010-2030.pdf

CNE (2016), *Actualización del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026*, Consejo Nacional de Energía del Salvador, El Salvador, noviembre,
http://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2017/08/actualizacion-del-plan-indicativo-de-la-expasion-de-la-generacion-2016-2026-noviembre-2016.pdf

CNE (2016), *Anuario Estadístico de Energía 2016*, Comisión Nacional de Energía (CNE), República de Chile.

CNE (2017), *Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2016 - 2036 SIC –SING*, Comisión Nacional de Energía (CNE), República de Chile.

COES (2020), Perú, Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021 – 2030,
https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG

ENEE (2016), *Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica*, Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras, Honduras, noviembre,
http://www.enee.hn/planificacion/2017/boletines/PEI%20ENEE%202016-2020_dic_1_MRPV.pdf

Government of the Cooperative Republic of Guyana (2018), Update of the study on system Expansion of the Generation System,
https://nre.gov.gy/wp-content/uploads/2021/04/Update-of-the-study-on-system-Expansion-of-the-Generation-System-min.pdf

ICE (2017), *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Período 2016-2035*, Instituto Costarricense de Electricidad, mayo,
https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/beb21101-9c67-4acf-964e-c7a00f682040/PEG+2016-2035.pdf?MOD=AJPERES&CVID=lPcDy1N

IDB (2015), Challenges and Opportunities for de Energy Sector in Eastern Caribbean – Grenada Energy Dossier,
https://publications.iadb.org/publications/english/document/Challenges-and-Opportunities-for-the-Energy-Sector-in-the-Eastern-Caribbean-Grenada-Energy-Dossier.pdf

IDB (2016), Achieving Sustainable Energy in Barbados: Energy Dossier,
https://publications.iadb.org/en/publication/12572/achieving-sustainable-energy-barbados-energy-dossier

IDB-Government of the Republic of Trinidad & Tobago (2015), A Unique Approach for Sustainable Energy in Trinidad and Tobago,
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

IEA (2021), *NET Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector,*
https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050

International Monetary Fund (2020a), *World Economic Outlook: A Long and Difficult Ascent*, Washington, DC, October,
https://www.imf.org/~/media/Files/Publications/WEO/2020/October/English/text.ashx?la=en

International Monetary Fund (2020b), *World Economic Outlook Database*, octubre
https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2020/October

IRENA (2016), *Renewable energy market analysis - Latin America*, IRENA, 2016, p. 36,
http://www.irena.org/publications/2016/Nov/Renewable-Energy-Market-Analysis-Latin-America

MERNNR (2019), Ecuador, Plan Maestro de Electricidad 2018-2027,
https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/

MIEM – DNE (2014), *Estudio de Demanda: Resultados*, Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) / Dirección Nacional de Energía (DNE), República Oriental del Uruguay,
http://www.miem.gub.uy/energia/estudio-de-prospectiva-energetica-2014

MINEM (2014), *Plan Energético Nacional 2014 – 2025*, Ministerio de Energía y Minas, República del Perú,
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/InformePlanEnerg%C3%ADa2025-%20281114.pdf

Ministére des Travaux Publics, Transports, Énergie et Communications (2014), *Haiti's sustainable energy roadmap*.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER, (2016), *Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025*, Ecuador,
http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00447.pdf

Ministerio de Energía (2020), Chile, Carbono Neutralidad en el Sector de Energía,
https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (2016), *Plan indicativo de expansión del sector energético*, Ministerio de Energía y Minas de Guatemala - Unidad de Planeación Energético Minero,
http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf

Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua (2017), *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de 2016-2030*, enero,
http://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2017/03/Plan-de-Expansion-2016-2030.pdf

Ministerio de Energía y Minería de Argentina (2017), *Escenarios Energéticos 2030*,
https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7771

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2014), *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*, Estado Plurinacional de Bolivia,
https://observatorioccdbolivia.files.wordpress.com/2015/08/peebol2025.pdf

Ministerio de Industria (2018), Energía y Minería, Uruguay, Prospectiva de la Demanda Energética 2018,
https://observatorio.miem.gub.uy/obs/prospectiva-de-la-demanda-energ%C3%A9tica-2018

Ministerio de Minas y Energía (2007), *Plan Nacional de Energía 2030*, Brasil.

Ministerio de Minas y Energía / Empresa de Pesquisa Energética (2018), *Plan Decenal de Expansión de energía 2027*, Brasil.

Ministry of Energy and Energy Affairs (2011), *Framework for development of a renewable energy policy for Trinidad & Tobago - A Report of the Renewable Energy Committee*, Trinidad and Tobago,
https://digitalrepository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?referer=https://www.google.com/&httpsredir=1&article=1203&context=la_energy_dialog

Ministry of Science Energy & Technology (2017), *An Overview of Jamaica´s Electricity Sector*
https://www.mset.gov.jm/overview-jamaicas-electricity-sector

MINMINAS (2014), *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 – 2028*. Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) / Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Colombia.

MIT (2018), *Food, Water, Energy, Climate Outlook Perspective from 2018*, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Ed.s: Chen, H. y Ejaz Qudsia ,MIT, Massachusetts,
https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/newsletters/files/2016-JP-Outlook.pdf

MME/EPE (2020), Brasil, Plan Nacional de Energía 2050 (PNE 2050),
https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf

MME/EPE (2021), Brasil, Plan Decenal de Expansión de Energía 2030 (PDE 2030),
https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030

Moovi (2020), *Índice de Transporte Público de Moovit*,
https://moovitapp.com/insights/es/Moovit_Insights_Índice_de_Transporte_Público-countries

MPPEE (2013), *Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2013 – 2019*, Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, República Bolivariana de Venezuela,
http://mppee.gob.ve/download/publicaciones_varias/PDSEN%20web.pdf

OLADE (2016), *Diagnóstico Energético de República Dominicana 2015*, junto a la Comisión Nacional de Energía (CNE).

OLADE (2017), *Energy Planning Manual: Belize Energy Forecast 2015 – 2035*.

OLADE (2017b), *Energy Planning Manual: Granada Energy Forecast 2015 – 2035*.

OLADE (2018), *Política Energética y NDCs en América Latina y el Caribe: Evaluación de las políticas actuales de desarrollo energético de la Región como contribución al cumplimiento de los compromisos en materia de Cambio Climático - Bases para un debate necesario*,
http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0414.pdf

OLADE (2019), *Panorama Energético de América Latina y el Caribe*,
http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0434b.pdf

OLADE (2020), *Panorama Energético de América Latina y El Caribe,*
http://biblioteca.olade.org/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=14692

OLADE (2020), *Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe,* sieLAC,
https://sielac.olade.org/

OLADE (2020a), *Análisis de los impactos de la pandemia del COVID-19 sobre el sector energético de América Latina y el Caribe*, mayo del 2020,
http://www.olade.org/publicaciones/analisis-de-los-impactos-de-la-pandemia-del-covid-19-sobre-el-sector-energetico-de-america-latina-y-el-caribe/

OLADE (2020b), *¿Cómo el sector energético de América Latina y El Caribe está actuando para enfrentar la pandemia del COVID - 19?*, mayo 2020,
http://www.olade.org/publicaciones/como-el-sector-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-est%ef%bf%bd-actuando-para-enfrentar-la-pandemia-del-covid-19/

OLADE (2020c), *Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe* – sieLAC: https://sielac.olade.org/

OLADE-MEM (2020), Planificación de Inversiones en Generación Eléctrica de República Dominicana 2040, http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0454.pdf

OMT (2020), Organización Mundial del Turismo, *World Tourism Barometer*, Volumen 18, Issue 15, septiembre, *https://www.e-unwto.org/toc/wtobarometeresp/18/5*

ONU (2008), *Sistema de Cuentas Nacionales SCN2008* https://unstats.un.org/unsd/nationalaccount/docs/SNA2008Spanish.pdf

Secretaría de Energía (2019), Argentina, Escenarios Energéticos 2030, https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf

Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico (2016), *Escenarios Energéticos 2025* Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, Argentina, http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/publicaciones/escenarios_energeticos_2025.pdf

Secretaria Nacional de Energía de Panamá (2016). *Plan Energético Nacional 2015 – 2050*, abril, http://www.energia.gob.pa/energia/wp-content/uploads/sites/2/2017/06/Plan-Energetico-Nacional-2015-2050-1.pdf

SENER (2018), México, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PROSEDEN) 2018-2032, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf

SENER (2018), México, Prospectivas del Sector Energético 2018-2032, https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico

SENER (2018), *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional – PRPDESEN 2018-2032*, Secretaría de Energía, México, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf

SENER (2018a), *Sistema de Información Energética – SIE*, Secretaría de Energía, México, http://sie.energia.gob.mx/

SENER (2018b), *Prospectiva de Gas Natural 2018-2032*, https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf

SENER (2018c), *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032*, https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP_2018_2032_F.pdf

Unión Eléctrica de Cuba (2017), *Situación Actual y Futura del Sistema Eléctrico Cubano* (presentación).

UPME (2020), Colombia, Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2034- 2020, http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/PlanesdeExpansi%C3%B3nGeneraci%C3%B3nTransmisi%C3%B3n/tabid/111/Default.aspx

Viceministerio de Minas y Energía (2019), Paraguay, Informe Técnico - Prospectiva Energética 2050, https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2084&Itemid=796

PAÍSES MIEMBROS DE OLADE

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)

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

Telf: (593 2) 2598 122
2598 280

olade@olade.org
www.olade.org

OLADE - Organización Latinoamericana de Energía

olade.org

@OLADEORG

Organización Latinoamericana de Energía OLADE

olade | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA
Nos une la energía

ISBN: 978-9978-70-148-5

9 789978 701485