

Modelización del sector energético boliviano para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, en el marco de la Transición Energética en Bolivia

Modelling of the Bolivian energy sector to achieve carbon neutrality by 2050, within the framework of the Energy Transition in Bolivia

Miguel Fernández Fuentes 1

miguel.fernandez.fuentes@gmail.com

Este artículo es una versión adaptada al español de la investigación presentada en la conferencia 2022 LA SDEWES en Sao Paulo titulada “Energy Transition in Bolivia. Modelling of the Bolivian energy sector to achieve carbon neutrality by 2050”

RESUMEN

El informe especial del Panel Internacional de Cambio Climático (IPCC por su sigla en inglés) de 2018 sobre el calentamiento global indica que, para 2050, todas las emisiones de CO₂ en el planeta deben ser neutralizadas, a efecto de no incrementar la temperatura global en 1.5° C. En este contexto, Bolivia está haciendo varios esfuerzos en el sector eléctrico, como aumentar la participación de la energía renovable y sacar de servicio a centrales eléctricas ineficientes. Sin embargo, estos esfuerzos siguen siendo limitados en comparación con la demanda nacional total de energía. Actualmente, más del 80% del consumo interno de energía en Bolivia es de origen fósil.

En estas condiciones y ante la emergencia climática global, ¿cómo debe responder Bolivia al desafío de descarbonizar su sector energético?

Para responder mejor a esta pregunta, se desarrolló un modelo de optimización a largo plazo del sector energético boliviano con OSeMOSYS, considerando las demandas energéticas nacionales, desagregadas por combustible y tipo de consumidor. El modelo tiene un enfoque ascendente centrado en variables técnicas y económicas y tiene como objetivo determinar la solución más rentable para cubrir las demandas de energía proyectadas hasta 2050.

Los resultados muestran que, en un escenario Business as Usual (BAU), para 2040, las emisiones de CO₂equivalente el sector energético prácticamente se duplicarán en comparación con 2020 y el 96% de las fuentes de energía serán combustibles fósiles. Para analizar las posibles desviaciones de esta tendencia, se modelan cuatro escenarios basados en políticas: 1) electrificación de las demandas de energía

Cómo citar

Fernández Fuentes, M. Modelización del sector energético boliviano para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, en el marco de la Transición Energética en Bolivia: Modelling of the Bolivian energy sector to achieve carbon neutrality by 2050, in the framework of energy transition in Bolivian. Journal Boliviano De Ciencias, 19(Especial).

<https://doi.org/10.52428/20758944.v19iEspecial.450>

Recepción: 13/06/2023

Aprobación: 22/06/2023

Publicación: 29/06/2023

Declaración: Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses en la publicación de este documento.

Este es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos y condiciones de la Creative Commons. Licencia de atribución (CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

(EED); 2) introducción de impuestos al carbono (CTI); 3) reducción gradual de los subsidios a los combustibles fósiles (NSR); 4) implementación de medidas de eficiencia energética (EEM).

Si bien cada uno de estos escenarios tiene efectos limitados sobre el sistema energético, se logra un efecto sinérgico cuando se analiza una implementación simultánea de sus medidas (MP). En este escenario, la participación de la electricidad en el consumo de energía en Bolivia alcanza el 87% en 2050, de los cuales más del 96% es producido por fuentes renovables, y las emisiones se reducen en un 74% en 2050 en comparación con el escenario BAU. Sin embargo, si bien este escenario constituye un proceso de transición en el sector energético, aún no estaría libre de emisiones para 2050.

Lograr la carbono neutralidad en el sector energético para 2050 (CN) requeriría una gran inversión solo para cubrir los costos de capital de las nuevas centrales eléctricas, cerca de una inversión anual entre 2020 y 2050 del 10% del PIB nacional actual de Bolivia. Dado que este valor representaría 22 veces las inversiones requeridas en un escenario BAU, es necesario explorar medidas complementarias con otros sectores o tecnologías para encontrar soluciones factibles y rentables.

PALABRAS CLAVE: Modelización energética, Sistemas energéticos, Bolivia, Transición energética, Emisiones de GEI, Política energética, Carbono neutralidad.

ABSTRACT

The 2018 IPCC special report on global warming indicates that by 2050 all CO₂ emissions on the planet must be neutralized, not to not exceed the 1.5°C global warming. In this context, Bolivia is making efforts in its electric sector, such as increasing the share of renewable energy and decommissioning inefficient power plants. However, these efforts remain limited when compared to the total national energy demand. Currently, more than 80% of internal energy consumption in Bolivia is of fossil origin.

Under these conditions and in the face of the global climate emergency, how should Bolivia respond to the challenge of decarbonizing its energy sector?

To better answer this question, a long-term optimization model of the Bolivian energy sector was developed with OSeMOSYS, considering the national energy demands, disaggregated by fuel and type of consumer. The model has a bottom-up approach focusing on techno-economic variables and aims to determine the most cost-efficient solution to cover the projected energy demands until 2050.

Results show that, in a Business as Usual scenario (BAU), by 2040, CO_{2e} emissions from the energy sector will practically double compared to 2020 and 96% of energy sources will be fossil fuels. To analyse potential deviations from this trend, four policy-based scenarios are modelled: 1) electrification of energy demands (EED);

2) introduction of carbon taxation (CTI); 3) gradual reduction of fossil fuel subsidies (NSR); 4) implementation energy efficiency measures (EEM).

While each of these scenarios have limited effects over the energy system, a synergistic effect is achieved when a simultaneous implementation of their measures is analysed (MP). In this scenario the participation of the electricity in the Bolivian energy consumption reaches 87% by 2050, of which over 96% is produced by renewable sources, and emissions are reduced by 74% in 2050 compared to the BAU scenario. However, while this scenario starts a transition process in the energy sector, it would still not become emission-free by 2050.

Achieving carbon neutrality in the energy sector by 2050 (CN) would require a large investment just to cover capital costs of new powerplants, close to a yearly investment between 2020 and 2050 of 10% of the current national GDP of Bolivia. Given that this value would represent 22 times the investments required in a BAU scenario, complementary measures with other sectors or technologies need to be explored to find more feasible and cost-effective solutions.

KEYWORDS: Energy modelling, Energy systems, Bolivia, Energy Transition, GHG Emissions, Energy policy, Carbon neutrality.

INTRODUCCIÓN

El calentamiento global es el principal problema a resolver por la humanidad en el plazo de una generación. La relevancia de este problema viene dada por dos factores clave: (1) la fuente del problema son las actividades humanas que liberan un excedente de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera [1]; (2) El impacto directo de este problema es global y representará la alteración de los patrones climáticos en todo el mundo [2].

El informe del IPCC "Calentamiento global de 1,5 °C, 2018" expone la situación actual y la necesidad imperiosa de limitar las emisiones de GEI lo antes posible para evitar una situación en la que los impactos tengan efectos irreversibles sobre el planeta [3]. A pesar de múltiples escenarios, la vía más aceptada para limitar el aumento de la temperatura global se basa en lograr la "neutralidad de carbono" para 2050 [4]. En tal escenario, todas las naciones deberían eliminar gradualmente sus emisiones de GEI para 2050 o poder compensar sus emisiones con tecnologías alternativas [5].

Como se muestra en el informe especial del IPCC, la mayoría de las emisiones se derivan del uso de combustibles fósiles, que a su vez se utilizan principalmente en el sector energético [3]. En 2018, el sector energético fue responsable de más del 76% de las emisiones globales de GEI en el mundo, lo que corresponde a 48,9 GtCO₂e [6]. Por lo tanto, es imperativo que cada país tome las medidas adecuadas

para garantizar la descarbonización de sus sistemas energéticos. Este desafío, el lograr la transición energética de fuentes de combustibles fósiles a tecnologías renovables, ha ganado atención y se está estudiando tanto en los países desarrollados [7] como en los países en desarrollo [8].

Si bien los enfoques utilizados para estudiar el tema pueden variar ampliamente, el punto de vista técnico [9], los impactos económicos [10] y los aspectos políticos [11] tienden a ser los más discutidos. Estos 3 aspectos deben estudiarse en cada país para garantizar la viabilidad del proceso de transición y a menudo tenderán a encontrar y comprender: 1) la combinación óptima de tecnologías requerida para llegar a cero emisiones netas; 2) las condiciones y políticas locales necesarias para facilitar el proceso de transición [12]; 3) y los costos esperados de implementación [13].

Para el caso de Bolivia, dependiendo del enfoque, se han utilizado diferentes modelos para estudiar su sector energético. Modelos de despacho a corto plazo como el desarrollado por Rojas et. al. en 2018 (Dispa-Set) que analiza, desde un punto de vista técnico, las capacidades del sistema eléctrico para hacer frente a los crecientes niveles de energías renovables intermitentes [9]. Los modelos de contabilidad a largo plazo como el propuesto por Peña et. al. en 2017 (LEAP) exploran cómo las demandas nacionales de energía pueden desarrollarse con el tiempo mediante la implementación de políticas de ahorro de energía y sustitución de combustibles [14].

Por otro lado, los modelos de optimización, como OSeMOSYS, se basan en una optimización tecno-económica que minimiza los costes totales del sistema. Para el caso particular de Bolivia, se han utilizado para analizar las oportunidades de exportar electricidad a los países limítrofes [15]; para simular escenarios de transición energética a mediano plazo para Bolivia [16]; o para evaluar la implementación de políticas y sus impactos en la reducción de emisiones derivadas de la producción de electricidad [17].

Este documento se basa en estos estudios previos al extender el alcance del modelo de optimización a otros sectores no eléctricos que requerirían su electrificación. Incluye las demandas energéticas de diversos combustibles, además de la electricidad, y analiza las implicaciones de incluir políticas de gestión del lado de la demanda y del lado de la generación para reducir las emisiones de GEI hasta 2050 [17].

MÉTODO

El sector energético boliviano

Bolivia, ubicada en el centro de América Latina, tiene una población de aproximadamente once millones de habitantes y es un exportador neto de energía a nivel regional, principalmente debido a sus grandes reservas de gas natural [18]. Según datos del último inventario nacional de emisiones de carbono [19] y la tercera comunicación nacional [20], el sector energético es el segundo mayor contribuyente a las emisiones totales de gases de efecto invernadero en Bolivia después del sector

de Agricultura, Ganadería, Forestación, y otros Usos del Suelo (AFOLU por su sigla en inglés).

La producción máxima de energía primaria alcanzó los 150 millones de barriles de petróleo equivalente (MMbep) en 2014, año en el que las exportaciones de Gas Natural (GN) fueron más altas. Estas exportaciones están disminuyendo actualmente debido al agotamiento de las reservas de gas natural [21]. En 2020, las exportaciones de GN representan el 60% de la producción nacional de energía y el GN, en general, representa un total del 80,2% de la producción nacional de energía primaria. El resto de la producción de energía primaria se atribuye a derivados del petróleo (12,4%) y energías renovables (7,4%) [18].

El consumo total de energía en 2020 en Bolivia fue de 43 MMbep, de los cuales 24,2% corresponden al Diesel (DS), 22,0% al GN, 29,4% a la gasolina y otros combustibles pesados (HF), 12,4% a la Biomasa (BM) y finalmente, 12% a la electricidad (EL) [18]. Cuando se expresa por sectores, el sector transporte es el principal consumidor de energía en Bolivia con una participación del 49,0%, seguido de la industria 25,3%, residencial 17,3%, comercio y servicios 3,8% [18].

En 2020, el sistema de generación de energía en Bolivia (Sistema Interconectado Nacional o SIN) tenía una capacidad instalada total de 3318,8 MW. Esta capacidad estaba compuesta en un 72,8% por centrales térmicas, principalmente GN de ciclo simple (vapor) y de ciclo combinado, y el 27,2% por plantas renovables, principalmente hidráulicas con pequeñas cantidades de energía eólica y solar [22]. Para el mismo año se generó un total de 8897,3 MWh, de los cuales el 63,3% fue provisto por plantas de GN convencionales, el 32,3% fue proporcionado por centrales hidroeléctricas y el resto por una mezcla de plantas de energía solar, eólica y de biomasa [23].

Hasta la fecha, el sector eléctrico ha sido el que más esfuerzos ha realizado para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Estos esfuerzos fueron incorporados en planes nacionales de desarrollo, como el "Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022" [24] y el "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025" [25] y ratificados por documentos internacionales como el plan de "Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia" [26] presentado a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) con el fin de cumplir con el Acuerdo de París [27]. Sin embargo, la mayoría de estos planes actualmente requieren revisiones que tengan en cuenta los cambios recientes en el sector energético.

En este sentido, se ha desarrollado una actualización de las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC, por su sigla en inglés) que se presentó en 2022, y se está avanzando en un nuevo plan de expansión para el sector eléctrico. El último documento de planificación disponible para el desarrollo del sector es el "Plan de Desarrollo Económico y Social 2021-2025" [28]. Aunque este documento

presenta un horizonte de planificación a corto plazo, contiene objetivos interesantes para el sector energético que se espera que continúen con el tiempo:

- Industrialización de plantas de producción de aceite vegetal hidrotratado (HVO), biodiesel y diésel sintético para reemplazar hasta el 43% de las importaciones de diésel (meta 2.1.2.1);
- Implementación de trenes eléctricos y otros sistemas de transporte eléctrico (teleféricos) para mejorar el transporte de pasajeros y cargas comerciales (metas 3.3.3.1, 3.3.5.1, 3.3.5.2) en toda Bolivia;
- Exploración y explotación de nuevos yacimientos de hidrocarburos para satisfacer las demandas internas y externas (metas 4.1.1.1, 4.1.1.2, 4.1.2.1);
- Aumentar hasta un 75% la participación de las energías renovables en la producción de electricidad (objetivo 4.3.1.1).

Estos objetivos de futuro son altamente positivos en perspectiva de la transición energética, pero deben estar respaldados por esfuerzos de planificación a más largo plazo y por análisis cuantitativos que garanticen un equilibrio energético adecuado en todos los sectores. Este trabajo es un intento inicial en esa dirección.

Características generales del modelo

El sistema de modelado de energía de código abierto (OSeMOSYS) [29] se utiliza como herramienta de modelado. Para este análisis se basa en trabajos anteriores más centrados en el sector eléctrico [17]. En este estudio, se utilizó el Modelo de Gestión de Infraestructura (MoManI) y el solucionador de código abierto GLPK para desarrollar la estructura modelo, resolver el problema de programación lineal en cada escenario y visualizar los resultados [30].

El modelo se expresa como un problema de programación lineal, con su función objetivo, parámetros, restricciones y variables. La ecuación de código corto utilizada como función objetivo en el modelo (OFD) se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize } OFS_{Cost}: \\
 & \sum_{y,r,t}^{YEAR,REG,TECH} \left(\frac{((\sum_{YY}^{YEAR} NC[r,t,yy] + RC[r,t,y]) * FC[r,t,y])}{((1 + DR[r])^{(y - \min(yy) + 0.5)})} + \right. \\
 & \left. \frac{(\sum_{l,m}^{TS,MO} RA[r,l,t,m,y] * YS[l,y] * VC[r,t,m,y])}{((1 + DR[r])^{(y - \min(yy) + 0.5)})} + \right. \\
 & \left. CC[r,t,y] * \frac{NC[r,t,y]}{((1 + DR[r])^{(y - \min(yy))})} + \right. \\
 & \left. DEP[r,t,y] - DSV[r,t,y] \right) \quad (1)
 \end{aligned}$$

OperationalLife = OL

NewCapacity = NC

ResidualCapacity = RC

FixedCost = FC

RateOfActivity =
RA

YearSplit = YS

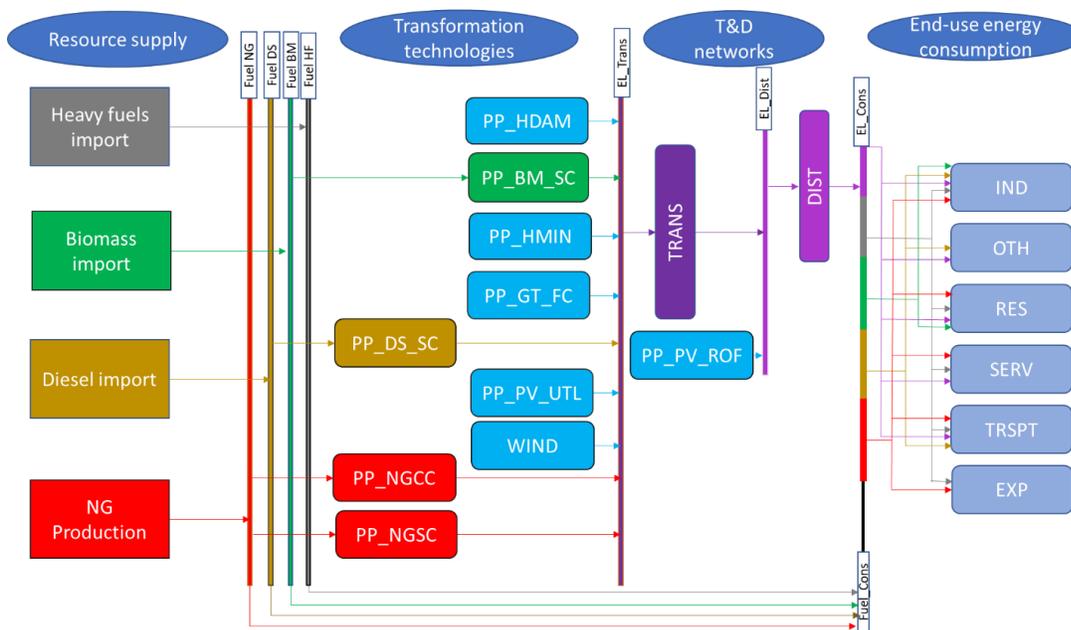
VariableCost = VC
ModeOfOperation =
MO
TimeSlice =
TS

La función objetivo es el costo acumulado total requerido para satisfacer las demandas de energía exógena en cada período de tiempo definido. Los costos de la función objetivo incluyen los costos de capital vinculados a nuevas inversiones, los costos fijos y variables de funcionamiento de las tecnologías y los costos relacionados con las penalidades por emisiones. Para lograr transparencia y la reproducibilidad, el modelo y los datos de entrada se publican bajo licencias abiertas y están en Zenodo (doi: 10.5281/zenodo.6419675).

Estructura del modelo y sistema energético referencial

El modelo desarrollado considera a Bolivia como un nodo simple, aislado de otros países en términos de conexiones eléctricas, como es el caso actualmente. Un análisis a largo plazo (hasta 2055) se ejecuta con intervalos de tiempo de un año. Además, cada año se subdivide en 6 segmentos de tiempo correspondientes a las estaciones (verano e invierno, 3 meses cada uno, y temporadas intermedias, 6 meses); y ciclos diurnos (6:00-17:59) y nocturnos (18:00-5:59). Esta configuración de resolución temporal se define en base a los resultados obtenidos en trabajos previos [16] con el fin de representar cambios en la disponibilidad de recursos, como la hidráulica (estacional) y la fotovoltaica o la eólica (diaria), y así limitar el tiempo de resolución del modelo, ahora que se incluyen tecnologías y combustibles adicionales.

El modelo de línea base para Bolivia considera las características de las demandas energéticas nacionales [18] y el sistema actual de generación de energía [31] (relaciones entre combustibles (líneas) y tecnologías (cajas) consideradas en el modelo).



| Tecnologías de generación de energía | | | |
|--------------------------------------|----------------------------------|---------------|--------------------------|
| PP_N G_SC | Ciclo simple de gas natural | PP_PV _UTL | Plantas fotovoltaicas |
| PP_N G_CC | Ciclo combinado de gas natural | PP_PV _ROF | Techos fotovoltaicos |
| PP_DS _SC | Ciclo simple diesel | VIENT O | Parques eólicos |
| PP_B M_SC | Biomasa | PP_HD AM | Hidroeléctrica de presas |
| PP_GT _FC | Ciclo simple de flash geotérmico | PP_HM IN | Hidroeléctrica pasada |

Figura 1. Sistema energético referencial para Bolivia - Relaciones entre combustibles y tecnologías.

En la primera fase "Resource supply" se definen 4 tecnologías que proporcionan la disponibilidad de combustibles en el sistema. Todas estas tecnologías producen combustibles específicos y están conectadas a los sectores de uso final o a las tecnologías de conversión de energía. La segunda etapa "Transformation technologies" considera las tecnologías (centrales eléctricas) utilizadas para producir energía en forma de electricidad, dividida en tecnologías convencionales y renovables. La electricidad se transmite y distribuye en la tercera etapa "T & D networks". Finalmente, la etapa de "End-uses energy consumption" representa todos los sectores consumidores en el sistema energético y sus demandas de energía.

Para cada una de estas tecnologías se define un conjunto de parámetros para describir sus características operativas y competitividad de costes. Los parámetros técnicos incluyen eficiencias de la planta de energía, vida útil operativa, factores de capacidad y factores de disponibilidad. Las variables económicas consideran el costo de capital de las nuevas inversiones y los costos operativos (fijos o variables) para cada tecnología. Estos valores se estiman con base en datos históricos de proyectos, ejecutados [32], en desarrollo [33] o en estudio [34]; estos costos provienen de ENDE, la Empresa Nacional de Electricidad, responsable de la generación y transmisión de electricidad. En el caso de las tecnologías de suministro de combustibles fósiles, la producción de GN se define por el proceso de explotación y producción presentado por Chávez et al. [21] y los valores utilizados en modelos anteriores [17]. Para DS y HF, que son en su mayoría importados [18], y BM, que no tiene una producción formal a gran escala, los costos se reflejan directamente en sus precios al nivel de consumo de uso final.

Además de estas variables, el modelo también considera las emisiones de GEI en forma de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) de las diferentes tecnologías de generación, las que son calculadas sobre su ciclo de vida, tanto para aquellas que

emiten GEI durante su operación, como para las tecnologías que indirectamente producen un excedente de emisiones de GEI, como la energía hidroeléctrica [35]. Para las tecnologías basadas en combustibles fósiles, las relaciones de actividad de emisión se basan en los factores de emisiones de carbono de las guías del IPCC [36]. Para las centrales hidroeléctricas, se realizó una revisión bibliográfica para definir valores de emisiones de GEI vinculadas a estas tecnologías [37] especialmente en embalses tropicales [38], donde se espera que las emisiones sean mayores [39]. Los valores encontrados muestran que pueden variar en un rango desde 0,5 a 152 gCO₂e/kWh, hasta 1300 - 3000 gCO₂e/kWh [40]. Para este estudio, con el fin de ser conservadores, se utilizaron valores en el rango inferior.

Proyecciones de demanda de energía

El modelo considera los consumos de uso final para los sectores Transporte, Residencial, Industrial, Comercial y Otros. Para cada sector, se definen 5 combustibles principales en función de su representatividad: Electricidad, Biomasa, Gas Natural, Diesel y Combustibles Pesados (combustibles líquidos a base de hidrocarburos como Gasolina, GLP, Queroseno, etc.).

Las proyecciones del consumo de energía en Bolivia utilizaron la información contenida en los informes del Balance Energético Nacional 2000 a 2020 [41], [18]. Se seleccionó como método el cálculo de media móvil simple aplicado sobre los incrementos anuales, aplicado a un periodo de 20 años, para proyectar las demandas de energía para cada combustible en cada sector de 2021 a 2055. Estas proyecciones son consistentes con las bases de datos internacionales [42], sobre demandas energéticas prospectivas para América Latina hasta 2040 [43], las proyecciones a corto plazo de Bolivia [44], y las proyecciones de trabajos anteriores [16].

Se espera una tendencia incremental en todas las demandas de energía, sin embargo, las tasas de crecimiento serán ligeramente diferentes para cada sector y combustible en función de los datos históricos. Estas demandas energéticas se introducen en el modelo como el principal insumo exógeno y caracterizan el desarrollo del sistema energético en un escenario Business-as-Usual (BAU) donde no se realizan cambios adicionales después de 2020.

Para el modelo se considera un horizonte temporal desde 2014 hasta 2055 con 3 períodos específicos: 1) Un período histórico correspondiente a las observaciones disponibles, entre 2014 y 2020. 2) El período de análisis de 30 años, entre 2021 y 2050 3) Un período de anticipación que corresponde a una proyección adicional de 5 años, entre 2051 y 2055, incluida en el modelo para evitar efectos de fin de horizonte.

BAU y escenarios alternativos

El escenario BAU se construye en base a las condiciones actuales del sistema [22], se espera que se desarrolle a lo largo del tiempo sin cambios adicionales [16] y que se implementen los planes de desarrollo actuales [28].

Para examinar las desviaciones del escenario BAU, se define una combinación de escenarios basados en políticas centradas en medidas de gestión del lado de la generación y del lado de la demanda [17], así como escenarios basados en objetivos para lograr la neutralidad de carbono [16], los cuales son comparados de acuerdo al siguiente detalle:

- Se analizan dos escenarios de gestión del lado de la generación asumiendo políticas para las reducciones de subsidios al GN (NSR) y la implementación del impuesto al carbono (CTI).
- Se definen dos escenarios de gestión de la demanda, uno asumiendo la implementación de Medidas de Eficiencia Energética (EEM) y el otro logrando una Electrificación completa de las Demandas de Energía (EED) en Bolivia.
- Un escenario con Políticas Mixtas (MP), basado en la implementación de políticas tanto de generación como de demanda.
- Un escenario basado en objetivos del escenario MP y los límites de emisión para lograr la neutralidad de carbono (CN) en 2050.

Escenario de EEM. Basado en experiencias internacionales, este escenario considera cambios en la intensidad energética en diferentes sectores. Esta se considera la primera medida que debe implementarse en cualquier sistema energético, y tiene como objetivo lograr una reducción general de la demanda de energía. En Ecuador, se llevó a cabo un programa de eficiencia energética [45] proponiendo cambios en los sectores residencial, industrial y público logrando resultados bastante alentadores [46]. En los países europeos, el informe de la Comisión Económica Europea de las Naciones Unidas [47] presenta un resumen de las principales prácticas y medidas relacionadas con la eficiencia energética y sus resultados, en los hogares, el transporte y las empresas. En los países asiáticos, existe una lista y agenda de políticas de eficiencia energética que proponen tanto la reducción del consumo como la inclusión de estándares mínimos de operación en los diferentes sectores de consumo [48].

El estudio realizado por Peña et.al. en 2014 evalúa el desarrollo de las demandas energéticas en el sistema energético boliviano a lo largo del tiempo en LEAP [14]. Sus resultados muestran que podría esperarse que, en un "escenario de ahorro energético" el sistema pudiera reducir su consumo global en un 8,5% en relación con una proyección de escenario de referencia, entre 2012 y 2035. Sin embargo, también propone que esta reducción lograda no representa todo el potencial de las medidas de eficiencia energética y que hay una amplia gama de tecnologías y procesos adicionales que pueden explotarse. Sobre la base de estos resultados, se establecen objetivos de implementación de eficiencia para lograr una reducción del 20% del consumo de energía en todos los sectores hasta 2050.

Escenario EED. Este escenario supone un rápido proceso de electrificación para todos los sectores, teniendo en cuenta que, en muchos casos, ya existen alternativas eléctricas disponibles. En la mayoría de los casos, el cambio de combustibles a electricidad es una cuestión de reducción de costos y/o aplicación de incentivos que

hacen que los electrodomésticos sean más atractivos que las alternativas convencionales [49]. Tal es el caso de Noruega y sus políticas para implementar vehículos eléctricos[50], que los posicionaron como líderes en la electrificación del sector del transporte [51].

Sin embargo, es importante señalar que este escenario es un caso muy optimista ya que algunos sectores, como la industria del acero o el cemento o el transporte aéreo, siguen siendo difíciles de electrificar. Para simular la electrificación de las demandas energéticas, dada la complejidad y variabilidad de las tecnologías de uso final, se considera una sustitución simplificada de las demandas de combustibles fósiles por electricidad basada en tasas de consumo. Se espera que hasta 2050 todas las demandas de combustibles fósiles sean reemplazadas por electricidad. Para representar cada demanda en los sectores y estimar las tasas de reemplazo, se considera la tecnología con mayor participación en la demanda general:

- Para el sector Transporte en Bolivia, los automóviles privados basados en GN, DS y HF y sus eficiencias respectivas, son consideradas como los principales consumidores [52] y son reemplazados por vehículos eléctricos [53].
- Para el sector industrial, las demandas energéticas están relacionadas principalmente con los requisitos de calefacción sustituidos por sus tecnologías eléctricas equivalentes (bombas de calor, calderas, hornos eléctricos, etc.) [54].
- Para las demandas residenciales, cocinar representa la principal demanda energética tanto en GN como en HF, que serían reemplazadas por cocinas eléctricas en función de sus eficiencias de consumo de energía [55].
- Para el sector Comercio y Servicios, la principal demanda de energía de GN y HF son los sistemas de calefacción, y serían reemplazados por calefacción eléctrica en función de sus eficiencias de consumo de energía [56].
- Para el sector de otros, las demandas de DS se definen principalmente por su uso en vehículos utilizados para procesos productivos o transporte pesado y se considera reemplazarlos por su equivalente eléctrico [57].

Escenario NSR. El gas natural actualmente está fuertemente subsidiado en Bolivia. El sector eléctrico se beneficia de un precio diferenciado definido en la ley de electricidad [58] de 1,3 USD/Mbtu [24], muy por debajo de los precios internacionales [59]. Esta diferencia de precios representó una pérdida de hasta 216,4 millones de USD en subsidios para el año 2018 [60] y una alta competitividad forzada de las centrales eléctricas basadas en GN [17]. En otros países, tecnologías como las centrales eléctricas de carbón o las centrales hidroeléctricas pueden competir con el gas natural y en la mayoría de las regiones, las energías renovables como la solar o la eólica ya son más competitivas [61].

Este escenario evalúa el impacto de eliminar los subsidios a los combustibles fósiles en el país, aumentando gradualmente los precios del GN hasta llegar a los precios de los mercados internacionales. Para simular la reducción de los subsidios al GN en el modelo, se modificaron los costos variables de las tecnologías NGSC y NGCC en función de los cambios proyectados de los precios del GN. El modelo supone un

aumento lineal de los precios y alcanzar los precios internacionales esperados en 2040 [62].

Escenario CTI. Este escenario supone la inclusión de un impuesto sobre las emisiones de GEI como incentivo para descarbonizar el sistema energético [63]. Esta medida está ampliamente justificada en la literatura, hasta el punto de los manuales existentes sobre el tema [64], y suele recomendarse como una de las medidas más efectivas a la hora de regular y penalizar el impacto ambiental de los grandes emisores [65]. Un caso de referencia es Suecia, que tiene un impuesto de carbono alto y sostenido a lo largo del tiempo [66] y logrando 137 USD/ tCO₂eq en 2021 [67].

Aunque los mecanismos de mercado, como las cuotas de emisiones, pueden ser preferidos en muchos países [68], la implementación de tales políticas actualmente muestra que los precios del carbono varían entre 1 y 150 USD/toneladaCO₂eq. [69]. En este escenario, se propone establecer un impuesto al carbono de 10 USD/tCO₂eq a partir de 2026, con un aumento anual de 10 USD/tCO₂eq.

Escenario de MP. El escenario MP se basa en todos los casos mencionados, y supone la implementación simultánea de todas las medidas simuladas individualmente: implementar medidas de eficiencia energética, lograr la electrificación de las demandas de combustibles fósiles, eliminar el subsidio actual al GN e incluir un impuesto al carbono.

Escenario CN. Este escenario se basa en el escenario MP y asume un límite máximo para las emisiones en el sistema en lugar de un impuesto al carbono. Los límites de emisiones se introducen en 2025 y se reducen cada año siguiendo una tendencia lineal para alcanzar las emisiones 0 en 2050 y continuar así en adelante.

RESULTADOS

Simulación BAU

El BAU considera el desarrollo del sistema energético en las condiciones actuales del sector, con una cobertura de las demandas esperadas de energía bajo un principio de costo óptimo. Para caracterizar los resultados del escenario BAU, se analizan tres parámetros clave: la evolución del consumo total de energía por combustible; el mix de generación de energía eléctrica; las emisiones totales anuales en el sector energético.

PJ

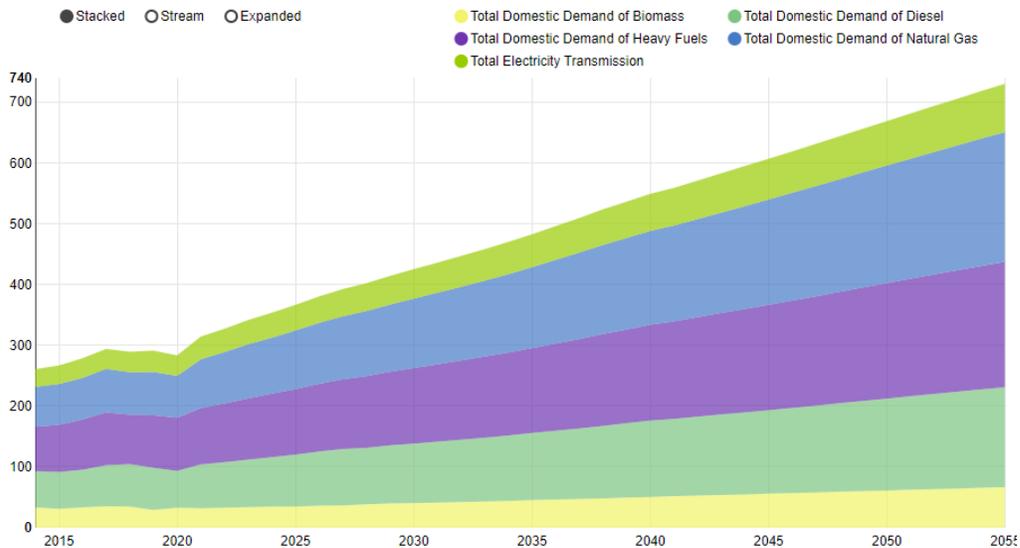


Figura 2. Consumo total de energía en Bolivia por combustible en el período 2014-2055 (expresado en PJ).

Año

0 muestra un crecimiento estable a lo largo de los años como resultado de las tasas de crecimiento utilizadas para pronosticar la demanda de energía y la falta de eventos inesperados como la caída económica causada por la crisis sanitaria en 2020. También vale la pena señalar que la demanda de energía en el sector energético se duplica en 20 años y alcanza un valor de 669 PJ en 2050. De la demanda energética acumulada, la electricidad representa el 12% en 2020 y el 14% en 2050.

PJ

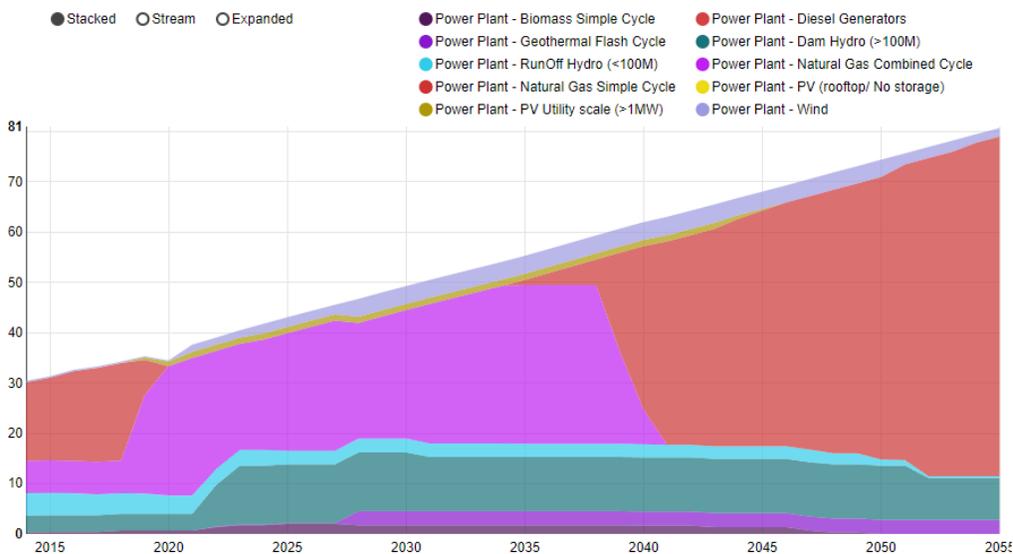


Figura 3. Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología en el período 2014-2055 (expresado en PJ).

Ocomportamiento refleja la situación actual del sistema, al considerar los precios subsidiados de los combustibles locales para su uso en la generación de electricidad.

Las tecnologías renovables que están planificadas o ya disponibles en la combinación de generación de energía se utilizan a plena capacidad, pero no se consideran nuevas inversiones a lo largo del tiempo debido a su baja competitividad en comparación con el gas subsidiado. Entre las centrales termoeléctricas, el modelo tiene preferencia de uso para las centrales de ciclo combinado disponibles y planificadas, dada su mayor eficiencia y menores costos de operación. Sin embargo, tan pronto como estas centrales eléctricas se desmantelan (antes de 2040), las centrales eléctricas de ciclo simple son preferidas como nuevas inversiones y se hacen cargo de la combinación de generación. Esto muestra que los subsidios actuales son lo suficientemente altos como para que los costos variables acumulados sean menos relevantes que los costos de inversión en tecnologías convencionales.

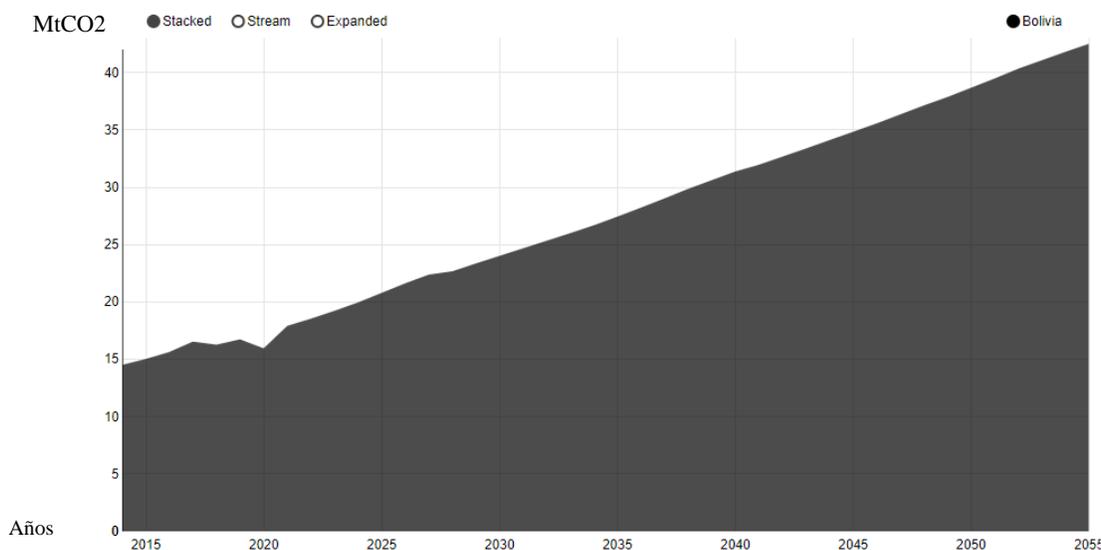


Figura 4. Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia en el período 2014-2055 (expresadas en MtCO₂e).

Operíodo analizado, con un total de 15 MtCO₂ e en 2020 y casi 39 MtCO₂e en 2050, consistente con la tendencia de uso sostenido de combustibles fósiles. Para estimar estos valores, se consideraron los factores de emisión asociados con el consumo de combustibles disponibles en las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de GEI de 2006[36].

Escenarios alternativos

Cada uno de los escenarios propuestos se basa en un conjunto particular de medidas o condiciones que modifican las características del escenario BAU. Analizando modificaciones específicas en cada caso (demandas energéticas, combustibles utilizados, costes variables o penalizaciones adicionales), es posible presentarlas

como "políticas implementadas", comprender sus efectos sobre el sistema y cuantificar sus impactos.

En todos los escenarios, se supone que los cambios se implementan, solo después del año 2025, para considerar el período de amortiguación entre el desarrollo, la promoción y la adopción de medidas/políticas en el sistema. Debido a esto, también se espera que los efectos de las políticas tengan un crecimiento gradual en el sistema. La Tabla 1 muestra una versión compilada de los resultados para cada escenario al final del período analizado.

Tabla 1. Resultados de simulación de escenarios para 2050 en comparación con los valores de referencia en 2020.

| | 2020 | | | 2050 | | | | |
|--|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Linea base | BAU | EEM | EED | NSR | CTI | MP | CN |
| Demanda total de energía [PJ] | 283.7 | 669.3 | 535.4 | 463.3 | 669.3 | 669.3 | 450.1 | 450.1 |
| Cuota de electricidad [%] | 12.0% | 10.9% | 10.9% | 87.1% | 10.9% | 10.9% | 86.8% | 86.8% |
| Cuota de electricidad renovable [%] | 24.1% | 23.3% | 28.7% | 3.0% | 74.8% | 60.6% | 96.4% | 100% |
| Emisiones [MtCO₂e] | 15.0 | 38.7 | 30.6 | 22.2 | 37.0 | 37.3 | 7.8 | 0.0 |

Las medidas de eficiencia energética (EEM) implementadas darán como resultado una reducción directa del consumo de energía y una reducción proporcional de las emisiones de carbono, y tendrán un impacto proporcional a los objetivos de eficiencia asumidos. En el caso del sistema eléctrico, al reducir el consumo de energía, serán necesarias menos centrales convencionales y la participación de las energías renovables será mayor debido a sus menores costos de operación.

En el escenario de electrificación (EED) los resultados proporcionan una magnitud referencial de los cambios requeridos en el sistema energético. Dada la sustitución de otras demandas energéticas por electricidad, el sistema eléctrico tuvo que sufrir un drástico aumento de generación, superior al 550% respecto al escenario BAU. El consumo total de energía también se reduce debido a la sustitución de las tecnologías convencionales por aparatos eléctricos, que tienen mayores eficiencias en la etapa de uso final. Por último, el mix energético utilizado sigue priorizando las inversiones en centrales NGSC sobre el resto de tecnologías, lo que resulta en porcentajes traza de renovables en 2050. Si bien las emisiones aún crecen con el tiempo, se logra una reducción mediante el cambio práctico de las demandas de DS y HF hacia el GN (utilizado en las centrales térmicas que generan la electricidad utilizada).

En el caso de los escenarios de tributación del carbono (CTI) y reducción de subsidios (NSR), ambos casos tienen impactos similares sobre el sistema: ambos tienen un impacto nulo sobre la demanda de energía en comparación con el BAU, pero tendrán efectos sobre el mix de producción de energía. En ambos casos, la

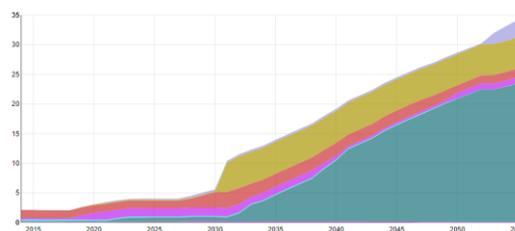
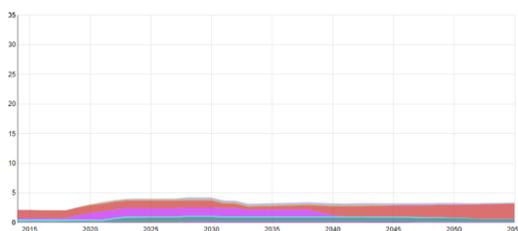
generación de energía cambia y gradualmente incluye tecnologías renovables. Sin embargo, el escenario NSR muestra un impacto directo sobre la competitividad de las tecnologías convencionales, permitiendo su sustitución por energía hidroeléctrica. El CTI impactará, aunque en diferentes proporciones, tanto a las tecnologías convencionales como a las hidroeléctricas considerando solo las plantas fotovoltaicas para reemplazar una parte de la energía producida. En ambos casos la introducción de energías renovables permite reducciones representativas de emisiones de GEI en el sistema eléctrico. Sin embargo, dada la baja participación del consumo eléctrico en la demanda global, ambas medidas no logran reducciones representativas de emisiones en el sistema energético.

En el escenario MP, la combinación de medidas EEM y EED tienen un efecto agregado, logrando demandas más bajas que las esperadas individualmente en cualquiera de ellas. Al analizar el sistema eléctrico, las medidas CTI y NSR proporcionan condiciones más restrictivas para las tecnologías contaminantes y permiten implementar una mayor proporción de energías renovables. Sin embargo, la verdadera sinergia se puede ver en la reducción de las emisiones de GEI. En 2050 una reducción de 79.8% en comparación con las emisiones en el BAU o una reducción del 48% en comparación con la línea de base, lo que representa un cambio en la tendencia de las emisiones.

Finalmente, si bien el escenario MP inicia el proceso de transición hacia una matriz energética más sostenible con emisiones decrecientes, el sistema aún no podría eliminarlas por completo. Esta condición solo se cumple en el escenario NC, donde se fija un límite para las emisiones anuales. En este escenario, tanto las tecnologías convencionales como las centrales hidroeléctricas se retirarán por completo del mix de generación. Si se requiere una neutralidad total de carbono, las tecnologías emisoras deberán ser reemplazadas, independientemente de cuán grandes o pequeñas puedan ser sus emisiones.

Viabilidad de la transición

Los resultados del escenario MP, encarnan un conjunto de condiciones que permitirían al sistema energético en Bolivia iniciar un proceso de transición de las tecnologías convencionales hacia un sistema energético más renovable, sostenible y libre de carbono. Sin embargo, este proceso de transición representaría cambios importantes en la estructura del sistema energético y la combinación de generación de energía, especialmente cuando se considera cómo proporcionar las nuevas demandas de energía. 0 muestra los cambios que debe experimentar el sistema eléctrico en los escenarios BAU y MP.



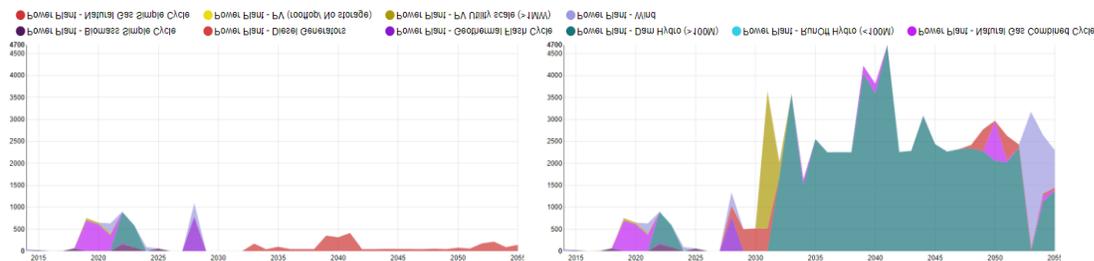


Figura 5. Resultados de modelado del escenario MP (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055. Capacidad instalada total en Bolivia por tecnología [GW] (Arriba); Inversión de capital anual total en Bolivia por tecnología [MM\$US] (Abajo).

Como referencia, en el BAU la potencia instalada disponible sufre un descenso en el tiempo debido al desmantelamiento de antiguas centrales y al bajo índice de incremento de la demanda de energía eléctrica, alcanzando un valor de 3,3 GW en 2050. Debido a esto, serían necesarias pequeñas inversiones, en comparación con los valores históricos entre 2014 y 2020, a lo largo del tiempo, sumando un total de 4.900 MM\$US para inversiones en nuevas centrales eléctricas entre 2020 y 2050, sin considerar los gastos operativos (costos fijos o variables).

El escenario MP muestra un caso completamente diferente, donde la capacidad instalada aumenta a un total de 28,6 GW para 2050 y las inversiones acumuladas entre 2020 y 2050 se sumarían a 57.100 MM\$US. Este aumento en las inversiones, 11 veces mayor que el escenario BAU, ejemplifica el impacto económico que tendría el proceso de transición en Bolivia y proporciona una magnitud a considerar en futuros planes nacionales de desarrollo donde se analice el proceso de transición. Las medidas complementarias como los sumideros de carbono, la captura de carbono u otras también deben considerarse fuera del sector energético para compensar las emisiones residuales [70].

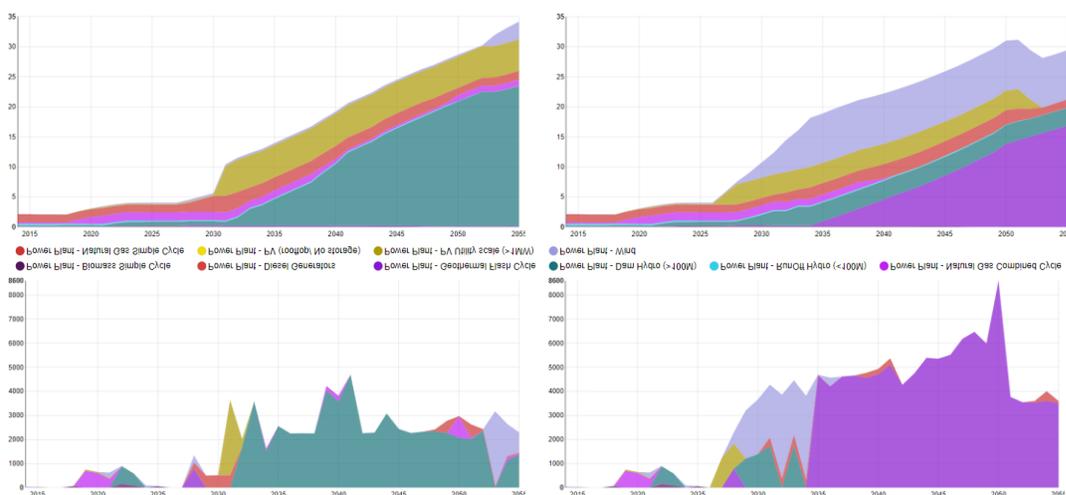


Figura 6. Resultados de modelización del escenario NC (derecha) en comparación con los resultados del MP (izquierda) para el período 2014-2055. Capacidad instalada total en Bolivia por

tecnología [GW] (Arriba); Inversión de capital anual total en Bolivia por tecnología [MM\$US] (Abajo).

Otecnologías vinculadas a la generación de emisiones, grandes (NGSC y NGCC) o pequeñas (HDAM y HMIN). Estas tecnologías son sustituidas por plantas geotérmicas dada su alta disponibilidad y las plantas fotovoltaicas reducen su participación en el mix, siendo sustituidas por parques eólicos dada su mayor disponibilidad.

Este cambio de tecnologías viene con un aumento significativo de las inversiones dados los mayores costos de la geotermia, en comparación con las turbinas hidroeléctricas y eólicas, en comparación con la energía fotovoltaica. El escenario CN requiere una inversión acumulada de 110.600 MM\$US entre 2020 y 2050, duplicando la inversión necesaria para el escenario MP o requiriendo 22 veces los montos del escenario BAU.

Sin considerar los costos operacionales (variables o fijos), el escenario CN requeriría inversiones anuales superiores al 10% del PIB nacional en 2020 [71] y, en comparación con las inversiones públicas que Bolivia realizó en 2018, este valor representa casi la totalidad de las inversiones públicas utilizadas para el desarrollo de infraestructura, servicios sociales y el sector productivo (producción de energía, industria y procesos agrícolas) [72].

DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos por el modelo muestran una mezcla de alternativas futuras del sistema energético en Bolivia. Estos son útiles para entender, desde una perspectiva amplia, qué se puede esperar del sector energético y su desarrollo bajo las condiciones nacionales actuales (BAU) y la inclusión de medidas populares para descarbonizar el sector [73], definidas como objetivos (EEM y EED), restricciones (CTI y NSR) o una mezcla de ambos (MP y CN). Sin embargo, es importante mencionar que estos resultados tienen limitaciones inherentes derivadas de las características y simplificaciones consideradas en el modelo.

Si bien estudios similares pueden usar una resolución de tiempo más alta para representar cambios en las demandas de energía o la disponibilidad de recursos para ciertas tecnologías, estos se centran solo en el sector eléctrico [15]. Para este modelo se utiliza una cantidad menor de periodos de tiempo para compensar la introducción de variables adicionales (combustibles y tecnologías)[16]. Esta simplificación permitió que el modelo mantuviera un tiempo de proceso similar al de otros estudios, al tiempo que presentaba algunas restricciones clave sobre la disponibilidad de recursos vinculados a los ciclos estacionales y día/noche [17]. Debido a la resolución temporal de trabajo anual que se utiliza en los modelos a largo plazo, los resultados podrían no representar adecuadamente cómo deben cubrirse las demandas de energía día a día. Para abordar este problema, se recomienda verificar y complementar estos resultados con herramientas de modelado adicionales que analicen las características de los sistemas de energía en

plazos más pequeños. Modelos como Dispa-SET pueden confirmar la viabilidad técnica a nivel de despacho mediante el análisis de más detalles de la demanda específica y las tecnologías de producción [74].

Una limitación similar se puede encontrar al analizar las proyecciones de demanda de energía en los escenarios. En este estudio se utilizaron regresiones simples para simular el crecimiento de las demandas de energía basadas en datos históricos [75], sin embargo, se podrían considerar modelos econométricos alternativos basados en análisis de series temporales [76]. El uso de estos modelos econométricos (VAR, SARIMA, VECM, etc.) podría permitir la inclusión de variaciones estacionales o variables explicativas como el PIB [77] para representar las demandas energéticas a largo plazo. Si bien estos modelos podrían proporcionar una proyección de línea de base más sólida, también requerirían esfuerzos adicionales de modelado y datos más específicos o detallados.

A nivel estructural, el modelo permite simular escenarios con cambios agregados en los consumos de combustible para los sectores más relevantes en Bolivia, aunque la representación adecuada de las actividades y servicios, las tecnologías utilizadas y sus necesidades energéticas a nivel del usuario final es limitada. Los modelos contables como LEAP podrían utilizarse conjuntamente para caracterizar adecuadamente las demandas nacionales a nivel de servicio, con una serie de alternativas tecnológicas, costos y eficiencias, proporcionando insumos más detallados para el modelo [14].

Adicionalmente, dependiendo del tipo de medidas simuladas, las nuevas tecnologías y combustibles, como el hidrógeno y los biocombustibles, deben incluirse en el modelo para permitir la competencia interna entre ellos. Esto es especialmente importante si es necesario representar consumos muy particulares, como los combustibles de aviación en el transporte o los hornos de cemento en las industrias, que no pueden reemplazarse fácilmente con electricidad [78].

CONCLUSIONES

Este estudio presenta una visión general del sistema energético boliviano y una serie de posibles escenarios de desarrollo basados en una combinación de medidas de gestión basadas en objetivos. El escenario referencial (BAU), construido en base a las condiciones y planes actuales del sector energético, muestra que las demandas energéticas presentarían un aumento generalizado dadas las tendencias históricas, duplicando las demandas energéticas proyectadas en cada sector en un período de 20 años, entre 2020 y 2040. Esta tendencia se replica en las emisiones esperadas de GEI, comenzando en un valor de 16 [GgCO₂e] en 2020 y alcanzando un valor de 38.7 [GgCO₂e] en 2050. Adicionalmente, para el sector eléctrico, se percibe una clara preferencia hacia el uso de tecnologías convencionales para cubrir cualquier demanda futura, lo que puede explicarse por los subsidios vigentes para el uso de GN en centrales de generación eléctrica que las hacen artificialmente más competitivas.

Se construyen cuatro escenarios basados en políticas para simular los impactos de las medidas de gestión de la demanda, como los objetivos de eficiencia energética o la electrificación de las demandas de energía (EEM y EED), y las medidas del lado de la generación, como la imposición del carbono o la reducción de los subsidios nacionales (CTI y NSR). Si bien cada escenario simulado puede lograr algunos efectos sobre las demandas energéticas, la combinación de tecnologías utilizadas para la generación eléctrica o las reducciones de emisiones esperadas, solo cuando se implementan simultáneamente se pueden percibir cambios estructurales en el sistema energético. En este sentido, el escenario de Políticas Mixtas (PM) representa un escenario de desarrollo en el que el sistema inicia un proceso de transición hacia un sistema más sostenible, donde las emisiones esperadas caen a 7,8 [GgCO₂e] en 2050, lo que representa una reducción del 48% en relación con el año 2020 o una reducción del 80% respecto a las emisiones esperadas en 2050 en condiciones BAU.

Sin embargo, si bien el escenario MP logra cambiar las tendencias de consumo de energía y emisiones, aún se queda corto para lograr los resultados esperados por el IPCC para convertirse en carbono neutral en 2050. Para lograr este objetivo, se considera un escenario adicional en el que se fija un límite anual de emisiones de carbono y alcanza 0 para 2050 (CN). Si bien ambos escenarios son técnicamente factibles, están vinculados a enormes costos de inversión adicionales para eliminar gradualmente las emisiones de carbono.

Mientras que el escenario MP representaría un aumento de las inversiones de 11 veces en comparación con el BAU, el CN representaría un aumento de las inversiones de 22 veces en comparación con el escenario BAU. Lograr la neutralidad de carbono requeriría inversiones anuales de más de 3.700 MM\$US o el 10% del PIB actual en Bolivia. De esta manera, el considerar la reducción de emisiones a través de sumideros de carbono en otros sectores podrían compensar algunas de las emisiones residuales, representando una solución mucho más viable y rentable.

Finalmente, es importante entender que el modelo actual y sus resultados presentan una versión simplificada del sector energético y cómo opera. Si bien los valores presentados pueden proporcionar una comprensión amplia de la condición actual del sistema y los efectos o costos vinculados a diferentes escenarios, se requieren estudios y modelos complementarios. Los modelos econométricos se pueden acoplar para proyecciones más precisas de las demandas de energía, los modelos de despacho se pueden utilizar para evaluar la viabilidad técnica en los escenarios y los modelos contables se pueden utilizar para representar mejor las tecnologías de uso final y los consumos en el sistema. Las investigaciones futuras en el área deben centrarse en abordar las limitaciones y la complementariedad de los modelos adicionales, al tiempo que se proporcionan vínculos entre ellos.

RECONOCIMIENTO

La cooperación flamenca VLIR-UOS es reconocida por el apoyo financiero para este trabajo, en el marco del Proyecto de Iniciativa BO2020SIN270 Sur.

NOMENCLATURA

Todas las siglas son expresadas por sus términos en inglés.

| | |
|------|--|
| BAU | Business as Usual |
| BM | Biomasa |
| CN | Neutralidad de carbono |
| CTI | Implementación de impuestos al carbono |
| DS | Diesel |
| EED | Electrificación de las demandas energéticas |
| EEM | Medidas de eficiencia energética |
| GEI | Gases de efecto invernadero |
| HF | Combustibles pesados |
| IPCC | Panel Intergubernamental en Cambio Climático |
| MP | Políticas mixtas |
| BEN | Balance energético nacional |
| NG | Gas natural |
| NSR | Reducciones de subsidios al gas natural |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |

REFERENCIAS

- [1] J. Houghton, "Global warming," *Reports on Progress in Physics*, p. 1343–1403, 2005.
- [2] IPCC, "Climate Change 2007: Synthesis report," *Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge, 2007.
- [3] IPCC, "Calentamiento global de 1.5°C", IPCC, Suiza, 2018.
- [4] J. Chen, "Carbono neutrality: Towards a sustainable future", *The Innovation*, 2021.
- [5] F. Wang, J. Harindintwali, Z. Yuan, M. Wang, F. Wang y S. Li, "Technologies and perspectives for achieving carbon neutrality", *The Innovation*, vol. 2, p. 100180, 2021.
- [6] Instituto de Recursos Mundiales, "Emisiones históricas de GEI", 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>.
- [7] G. Resch, A. Held, T. Faber, C. Panzer, F. Toro y R. Haas, "Potentials and prospects for renewable energies at global scale," *Energy Policy*, pp. 4048-4056, 2008.
- [8] M. Venegas, "Of renewable energy, energydemocracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries", *Energy Research & Social Science*, p. 101716, 2020.
- [9] R. Rojas, A. Araoz, S. Balderrama, J. Peña, V. Senosiain y S. Quolin, "Techno-economic assessment of high renewable energy source penetration in the Bolivian interconnected electric system", *Actas de la 31ª Conferencia ECOS*, 2018.
- [10] T. Stringer y M. Joanis, "Evaluación de los costos de transición energética: desafíos subnacionales en Canadá", *Política energética*, 2022.
- [11] A. Carvalho, M. Rquito y V. Ferreira, «Sociotechnical imaginaries of energy transition: The case of the Portuguese Roadmap for Carbon Neutrality 2050», *Energy Reports*, vol. 8, pp. 2413-2423, 2022.
- [12] T. Schmidt y S. Sewerin, "Technology as a driver of climate and energy politics", *Nat Energy*, 2017.
- [13] A. Sadiqa, A. Gulagi y C. Breyer, "Energy transition roadmap towards 100% renewable energy and role of storage technologies for Pakistan by 2050", *Energy*, pp. 518-533, 2018.
- [14] J. Peña, O. Broad, C. Sevillano, L. Alejo y M. Howells, "Techno-economic demand projections and scenarios for the Bolivian energy system", *Energy Strategy Reviews*, vol. 16, pp. 96-109, 2017.
- [15] G. Pinto de Moura, L. Loureiro, G. Peña y M. Howells, "South America power integration, Bolivian electricity export potential and bargaining power: An OSeMOSYS SAMBA approach", *Energy Strategy Reviews*, vol. 17, pp. 27-36, 2017.
- [16] WWF & ENERGETICA, "Modelamiento del sistema energetico Boliviano al 2040 segun metas del IPCC," Cochabamba, 2020.
- [17] C. Fernández, R. Brecha y M. Fernández, "Análisis de las políticas de emisiones de carbono para el sector eléctrico boliviano", *Transición energética renovable y sostenible*, vol. 2, 2022.

- [18]Ministerio de Hidrocarburos y Energia, "Balance Energetico Nacional 2006-2020," La Paz, 2022.
- [19]Ministerio de Medio Ambiente y Agua, "Inventario de emisiones de Bolivia: 2002 y 2004," La Paz, 2004.
- [20]Ministerio de Medio Ambiente y Agua, "Tercera Comunicacion Nacional del Estado Plurinacional de Bolivia," La Paz, 2020.
- [21]M. Chávez Rodríguez y et. al., "¿Puede Bolivia mantener su papel como un importante exportador de gas natural en América del Sur?", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, pp. 717-730, 2016.
- [22]AETN, "Anuario Estadístico 2020," La Paz, 2021.
- [23]AETN, "Memoria Anual 2020," La Paz, 2021.
- [24]Ministerio de Hidrocarburos y Energia, "Plan Optimo de Expansion del Sistema Interconectado Nacional," La Paz, 2012.
- [25]Ministerio de Hidrocarburos y Energia, "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025," Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, La Paz, 2014.
- [26]Bolivia, "Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia," 2016. [Online]. Available: [https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Bolivia%20\(Plurinacional%20State%20of\)%20First/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Bolivia%20(Plurinacional%20State%20of)%20First/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf).
- [27] CMNUCC, "Registro NDC", 2016. [En línea]. Disponible: <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=BOL>.
- [28]Ministerio de Planificacion y Desarrollo, "Plan de Desarrollo Economico y Social 2021-2025," La Paz, 2021.
- [29]M. Howells, H. Rogner, N. Strachan, C. Heaps, H. Huntington, S. Kypreos, A. Hughes, S. Silveira, J. DeCarolis, M. Bazilian y A. Roehrl, "OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development," *Energy Policy*, vol. 39, pp. 5850-5870, 2011.
- [30]F. Gardumi, A. Shivakumar, R. Morrison, C. Taliotis, O. Broad, A. Beltramo y M. Howells, "From the development of an open-source energy modelling tool to its application and the creation of communities of practice: The example of OSeMOSYS", *Energy Strategy Reviews*, vol. 20, pp. 209-228, 2018.
- [31]CNDC, "Memoria Anual 2020," Cochabamba, 2021.
- [32]ENDE, "Proyectos ejecutados," 10 January 2022. [Online]. Available: <https://www.ende.bo/proyectos/ejecutados>.
- [33]ENDE, "Proyectos en ejecucion," 10 January 2022. [Online]. Available: <https://www.ende.bo/proyectos/ejecucion>.
- [34]ENDE, "Proyectos en estudio," 10 January 2022. [Online]. Available: <https://www.ende.bo/proyectos/estudio>.
- [35]L. P. Rosa y R. Schaeffer, "Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs," *Ambio*, vol. 23, pp. 164-165, 1994.
- [36] IPCC, "2006 IPCC guide lines for National Greenhouse Gas Inventories", Institute for Global Environmental Strategies (IGES), 2006.
- [37]L. Gagnon y J. van der Vate, "Greenhouse gas emissions from hydropower: The state of research in 1996," *Energy Policy*, vol. 25, pp. 7-13, 1997.

- [38]R. Almeida y et. al., "Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la energía hidroeléctrica amazónica con planificación estratégica de represas", NATURE COMMUNICATIONS, 2019.
- [39]J. Rudd, R. Hecky y R. Harris, "Are hydroelectric reservoirs significant sources of greenhouse gases?", *Ambio*, vol. 22, pp. 246-248, 1993.
- [40]W. Steinhurst, P. Knight y M. Schultz, "Hydropower Greenhouse Gas Emissions", Synapse, Cambridge, 2012.
- [41]Ministerio de Hidrocarburos y Energía, "Balance Energetico Nacional 2000-2014," La Paz, 2015.
- [42]Organización Latinoamericana de Energía, "Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe," 2019. [Online]. Available: <http://sielac.olade.org/default.aspx>. [Accessed 01 Agosto 2019].
- [43]Organización Latinoamericana de Energía, "Prospectiva energética de América Latina y el Caribe," in *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2019*, Quito, OLADE, 2019.
- [44]R. Landaveri, *Modelización y Prospección del Sistema Energético Boliviano 2007 – 2025. Escenarios tendencial y de mitigación*, Fundación Bariloche, 2009.
- [45]N. Jara and C. Isaza, "Programas de Eficiencia Energética y Etiquetado en el Ecuador – Revisión del Estado Actual," in *II ENCUESTRO DE TECNOLOGÍA E INGENIERIA & X SIMPOSIO INTERNACIONAL EN ENERGIAS*, Medellín, 2014.
- [46]R. Plaza, E. Escobar and D. Aguirre, "ANÁLISIS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE COCINAS DE INDUCCIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO," ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, Guayaquil, 2015.
- [47] UNECE, "BEST POLICY PRACTICES FOR PROMOTING ENERGY EFFICIENCY", Naciones Unidas, Ginebra, 2015.
- [48] APEC, "COMPENDIO DE POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS ECONOMÍAS DE APEC", CENTRO DE INVESTIGACIÓN ENERGÉTICA DE ASIA PACÍFICO, Tokio, 2016.
- [49] AIE, "Nordic EV Outlook 2018: Insights from leaders in electric mobility", OCDE / AIE, 2018.
- [50] Ecofys, "Incentivos para vehículos eléctricos en Noruega", UKI, 2018.
- [51]P. Haugneland, E. Lorentzen, C. Bu y E. Hauge, "Put a price on carbon to fund EV incentives – Norwegian EV policy success", EVS30 Symposium, 2017.
- [52]S. Marañón, "Análisis de escenarios potenciales de desarrollo para el parque automotor de Bolivia y sus emisiones de gases efecto invernadero en el software LEAP para el periodo 2020-2030," Cochabamba, 2022.
- [53]W. Sweeting, A. Hutchinson y S. Savage, "Factores que afectan el consumo de energía de vehículos eléctricos", *International Journal of Sustainable Engineering*, 2011.
- [54]F. Bühler, F. Müller y B. Elmegaard, "Potencialidades para la electrificación de los procesos industriales en Dinamarca", ECOS 2019, 2019.
- [55]S. Malla y G. Timilsina, "Household Cooking Fuel Choice and Adoption of Improved Cookstoves in Developing Countries", *Policy Research Working Paper Series*, 2014.

- [56]J. Brenn y C. Bach, "Comparison of natural gas driven heat pumps and electrically driven heat pumps with conventional systems for building heating purposes," *Energy and Buildings*, pp. 904-908, 2010.
- [57]J. Valero, "El camión eléctrico comienza a hacer su aparición en el mercado," 11 Mayo 2016. [Online]. Available: <https://hipertextual.com/2016/05/camion-electrico-mercado>.
- [58]Ministerio de Energías, "Ley de Electricidad N 1604," 21 Diciembre 1994. [Online]. Available: https://www.cndc.bo/normativa/ley_electricidad.php.
- [59]Index Mundi, "Gas natural Precio Mensual - Dólares americanos por millón de BTU," 16 Diciembre 2019. [Online]. Available: <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=gas-natural&meses=120>.
- [60]L. Manzaneda, "Bolivia pierde casi \$us 500 millones anuales por los precios bajos de gas y electricidad," *Los Tiempos*, 9 Septiembre 2018.
- [61] AIE, "World Energy Outlook 2021", París, 2021.
- [62] AIE, "World Energy Outlook", Agencia Internacional de Energía, 2017.
- [63]J. Sumner, L. Bird y H. Smith, "Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2009.
- [64] Banco Mundial, "CARBON TAX GUIDE - A Handbook for Policy Makers", Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento / Banco Mundial, Washington DC, 2017.
- [65]J. Horowitz y et. al., "Metodología para analizar un impuesto al carbono", Oficina de Análisis Fiscal, 2017.
- [66] Statista, "Precios de los impuestos al carbono implementados en todo el mundo 2021, por país seleccionado", 1 de diciembre de 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.statista.com/statistics/483590/prices-of-implemented-carbon-pricing-instruments-worldwide-by-select-country/#:~:text=As%20of%20April%202021%2C%20Sweden,carbon%20tax%20back%20in%201990..>
- [67]E. Asen, «Looking Back on 30 Years of Carbon Taxes in Sweden», 23 de septiembre de 2020. [En línea]. Disponible: <https://taxfoundation.org/sweden-carbon-tax-revenue-greenhouse-gas-emissions/>.
- [68] CTC, "Where Carbon Is Taxed", 12 de marzo de 2018. [En línea]. Disponible: <https://www.carbontax.org/where-carbon-is-taxed/>.
- [69] Banco Mundial, "Poner un precio al carbono con un impuesto", 12 de marzo de 2018. [En línea]. Disponible: https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/SDN/background-note_carbon-tax.pdf.
- [70] IPCC, "Calentamiento global de 1.5°C. Resumen para responsables políticos", IPCC, Suiza, 2018.
- [71] Banco Mundial, "GDP (Current US\$) - Bolivia," [en línea]. Disponible: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=BO>. [Consultado el 5 de febrero de 2022].
- [72]P. Cachaga, J. Romero and J. Acho, "Evaluación de la inversión pública en Bolivia: Un análisis mediante fronteras de eficiencia," *Revista de Análisis*, vol. 32, pp. 169-200, 2020.

- [73] Jacobson y et. al., "100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World", *Joule*, vol. 1, pp. 108-121, 2017.
- [74] M. Navia, R. Orellana, S. Zárate, M. Villazon, S. Balderrama y S. Quolin, "Energy Transition Planning with High Penetration of Variable Renewable Energy in Developing Countries: The Case of the Bolivian Interconnected Power System", *Energies*, vol. 15, 2022.
- [75] J. Hamilton, *Time Series Analysis*, Princeton University Press, 1994.
- [76] D. Gujarati y D. Porter, *Econometría*, México D. F.: McGraw-Hill, 2010.
- [77] E. Foster, M. Contestabile, J. Blazquez, B. Manzano, M. Workman y N. Shah, "The unstudy barriers to widespread renewable energy deployment: Fossil fuel price responses", *Energy Policy*, vol. 103, pp. 258-264, 2017.
- [78] G. López, A. Aghahosseini y D. Bogdanov, "Pathway to a fully sustainable energy system for Bolivia across power, heat, and transport sectors by 2050", *Journal of Cleaner Production*, 2021.
- [79] F. Kern y A. Smith, "Restructuring energy systems for sustainability? Política de transición energética en los Países Bajos", *Energy Policy*, pp. 4093-4103, 2008.
- [80] J. Dixon, K. Bell y S. Brush, "Which way to net zero? un análisis comparativo de siete vías de descarbonización del Reino Unido 2050", *Transición de energía renovable y sostenible*, vol. 2, 2021.
- [81] K. Gillingham, A. Keyes y K. Palmer, "Avances en la evaluación de políticas y programas de eficiencia energética", *Recursos para el futuro*, Washington, 2017.
- [82] BYD, 16 de diciembre de 2019. [En línea]. Disponible: <https://en.byd.com/>.
- [83] ICCT, "Vehículos eléctricos", 16 de diciembre de 2019. [En línea]. Disponible: <sites/default/files/BYD%20EV%20SEDEMA.pdf>.
- [84] ATUC, "Asociación de Transportes públicos urbanos y metropolitanos," 16 Diciembre 2019. [Online]. Available: <https://www.atuc.es/pdf/253.pdf>.
- [85] D. Connolly, H. Hund y B. Mathiesen, «Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [86] K. Kavvadias, I. Hidalgo, A. Zucker y S. Quolin, «Integrated modelling of future EU power and heat systems: The Dispa-SET v2.2 open-source model», informe técnico del JRC, 2018.
- [87] H. Lütkepohl, *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*, Berlín: Springer, 2005.

ANEXOS

Anexo 1 – Consumo total de energía histórico (2000-2020) y proyectado (2021-2055) en Bolivia

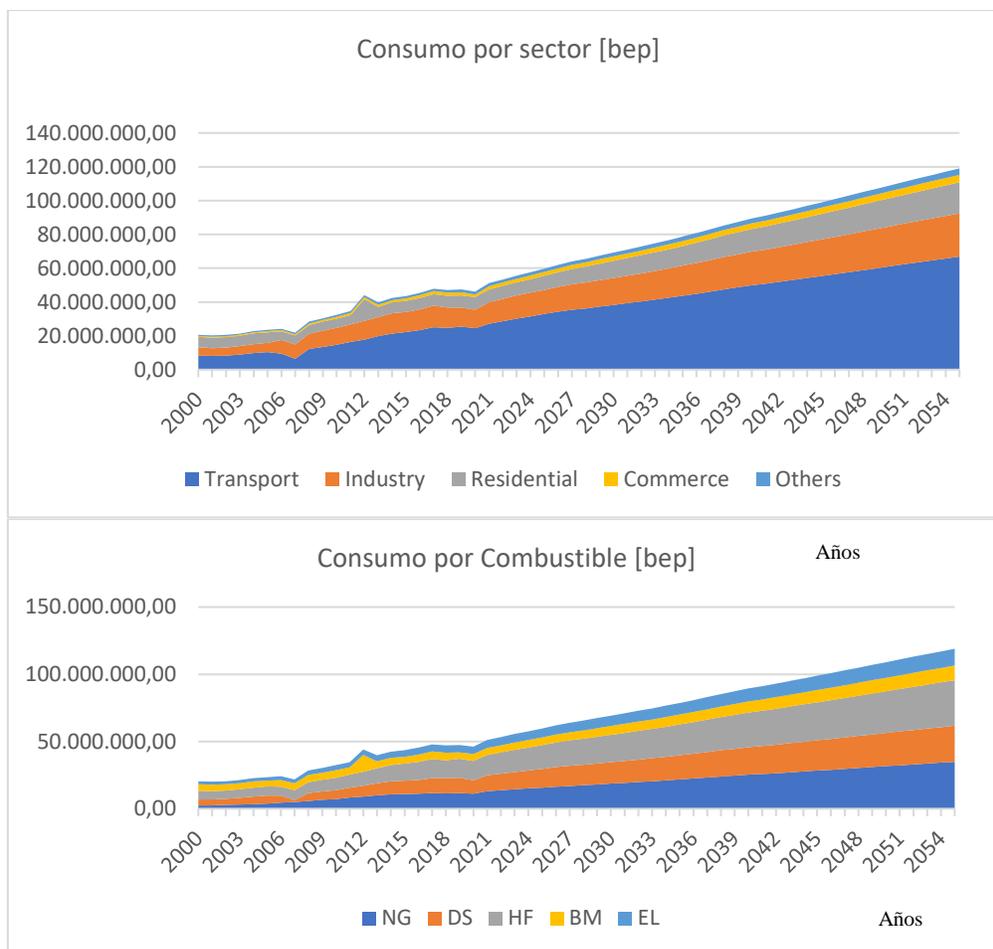


Figura 1. Consumo total de energía histórico (2000-2020) y proyectado (2021-2055) en Bolivia por sector (arriba) y combustible (abajo), expresado en barriles equivalentes de petróleo (bep).

Anexo 2 – Resultados de simulación del escenario EEM (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

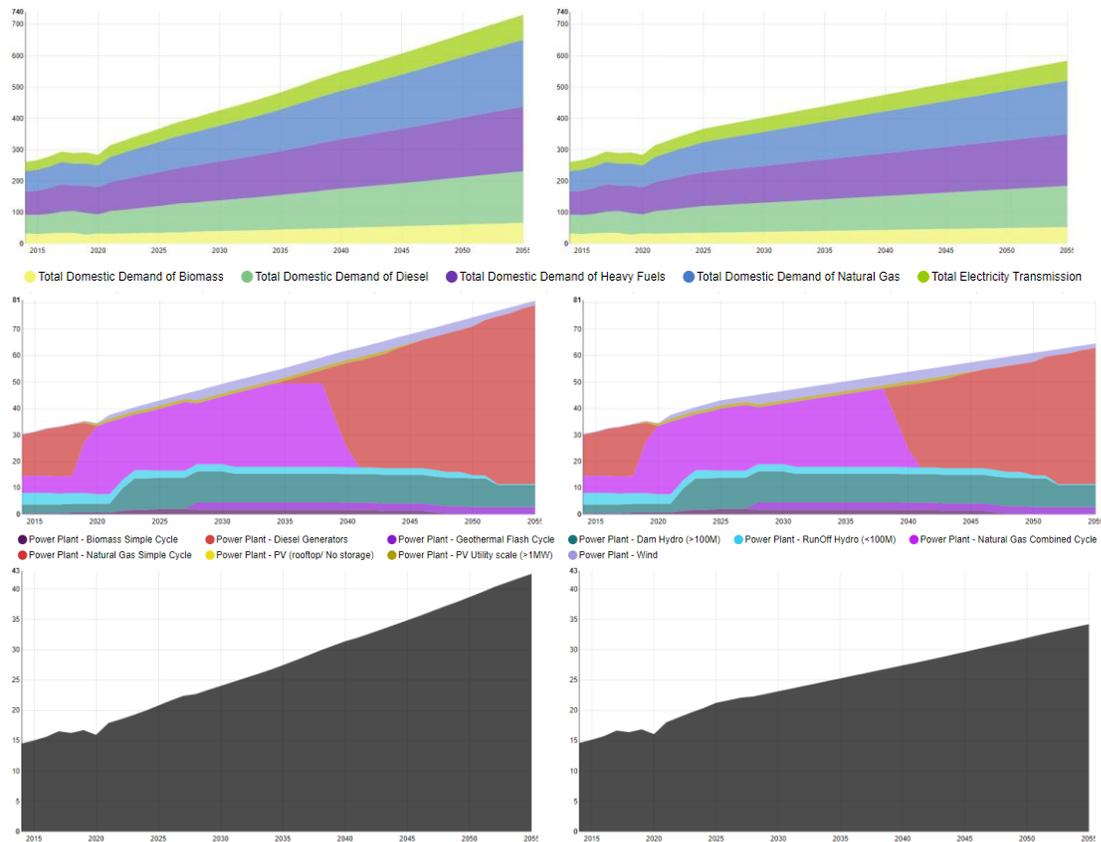


Figura 2. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 3 – Resultados de simulación del escenario EED (derecha) comparados con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

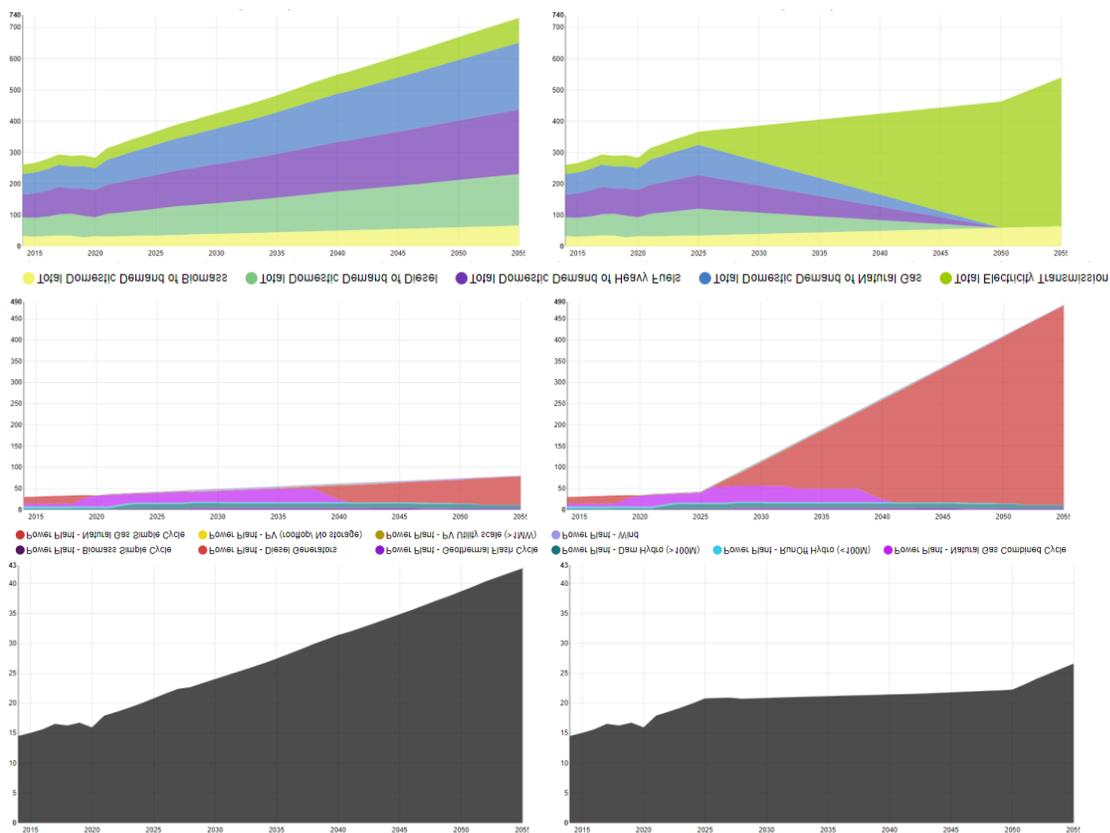


Figura 3. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 4 – Resultados de simulación del escenario NSR (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

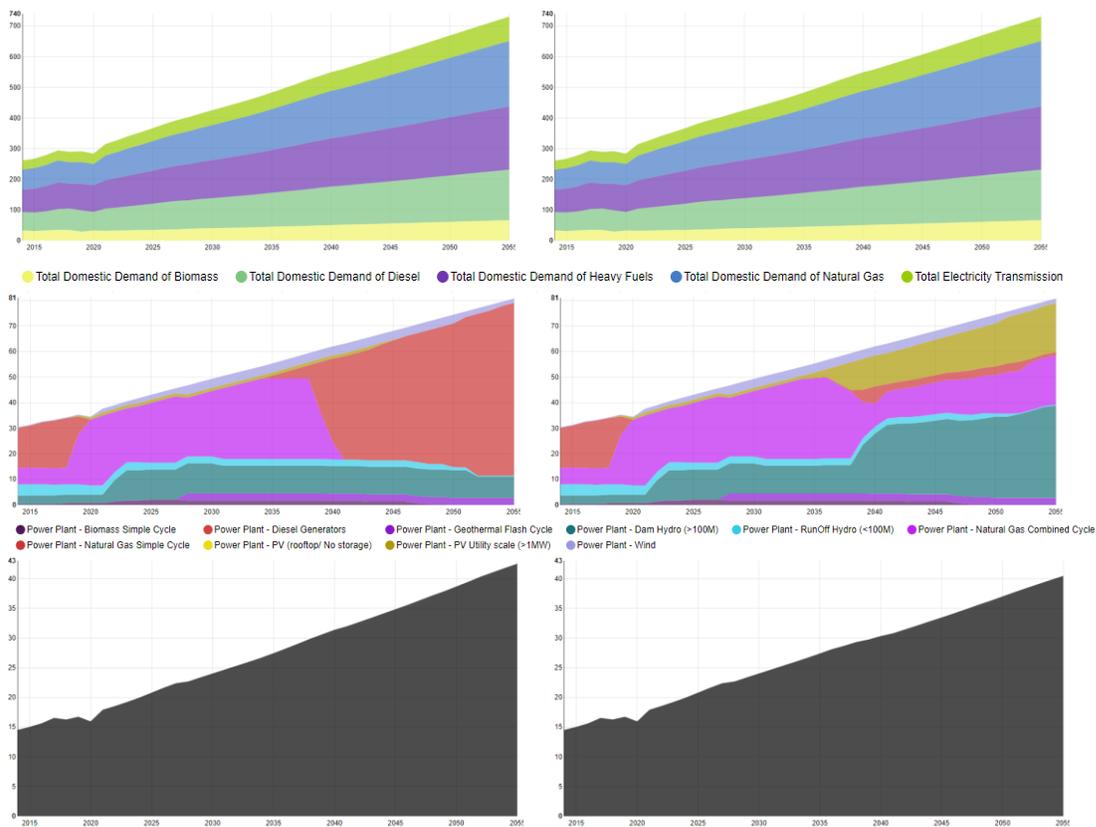


Figura 4. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 5 – Resultados de simulación del escenario CTI (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

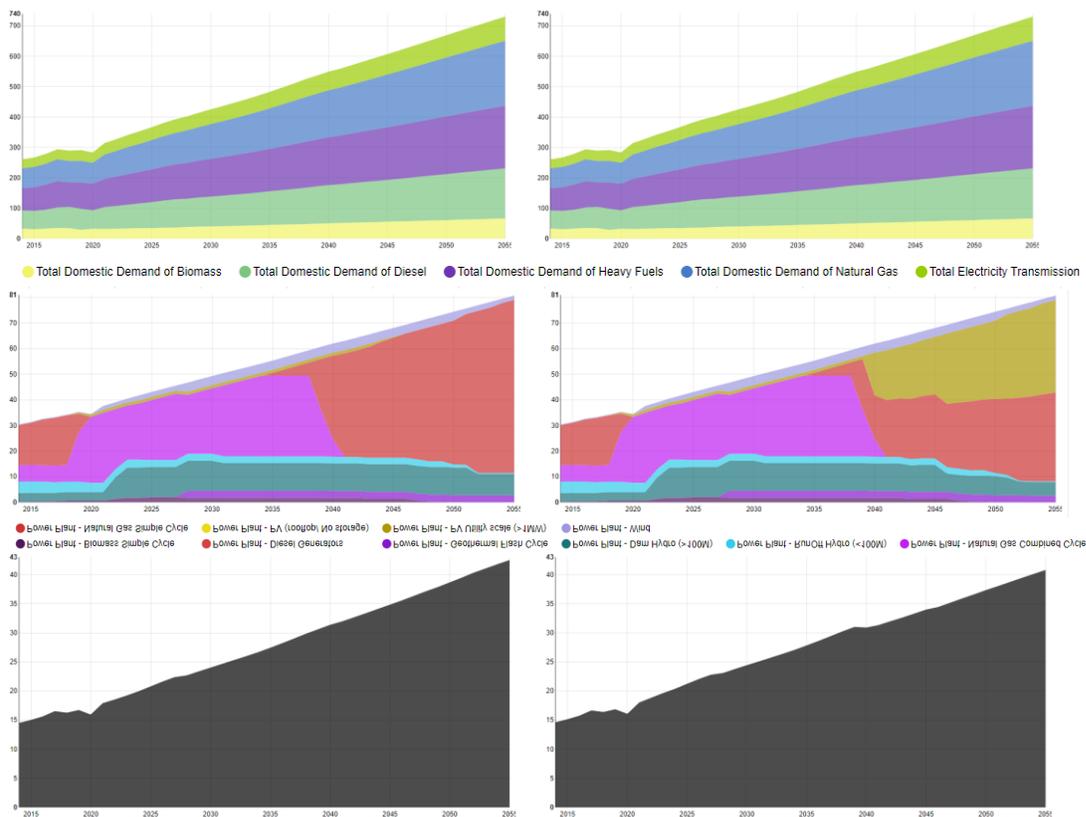


Figura 5. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 6 – Resultados de simulación del escenario MP (derecha) en comparación con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

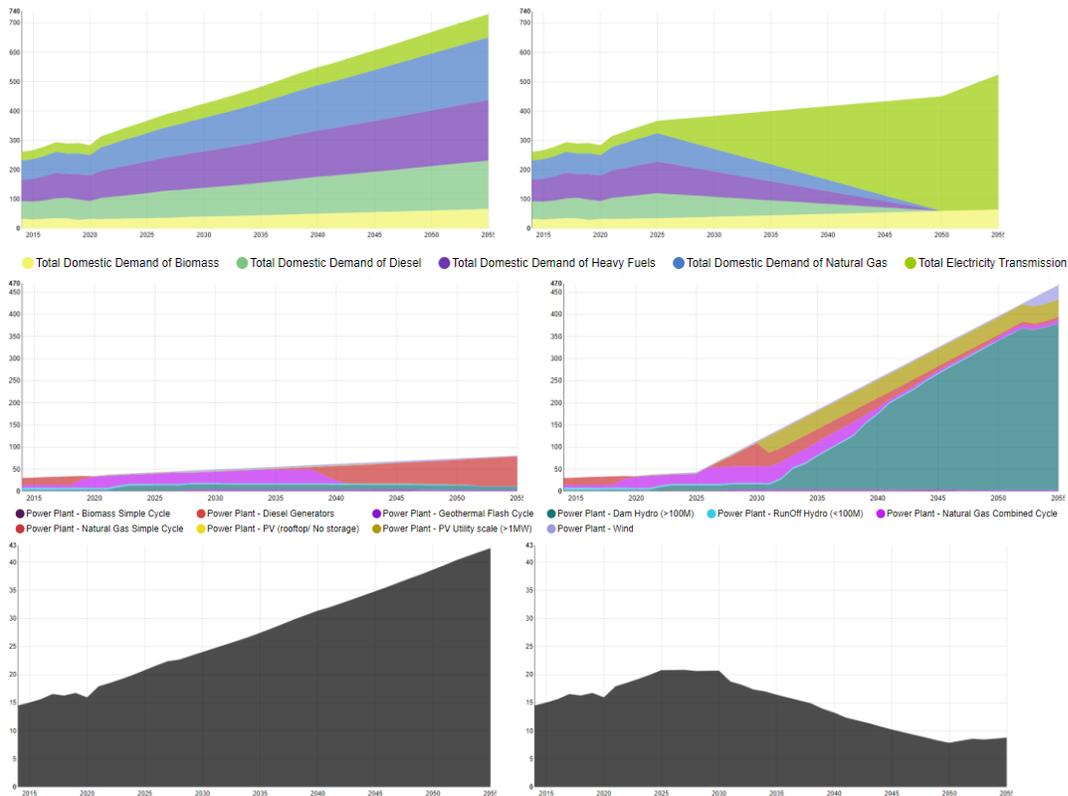


Figura 6. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).

Anexo 7 – Resultados de simulación del escenario NC (derecha) comparados con los resultados de BAU (izquierda) para el período 2014-2055.

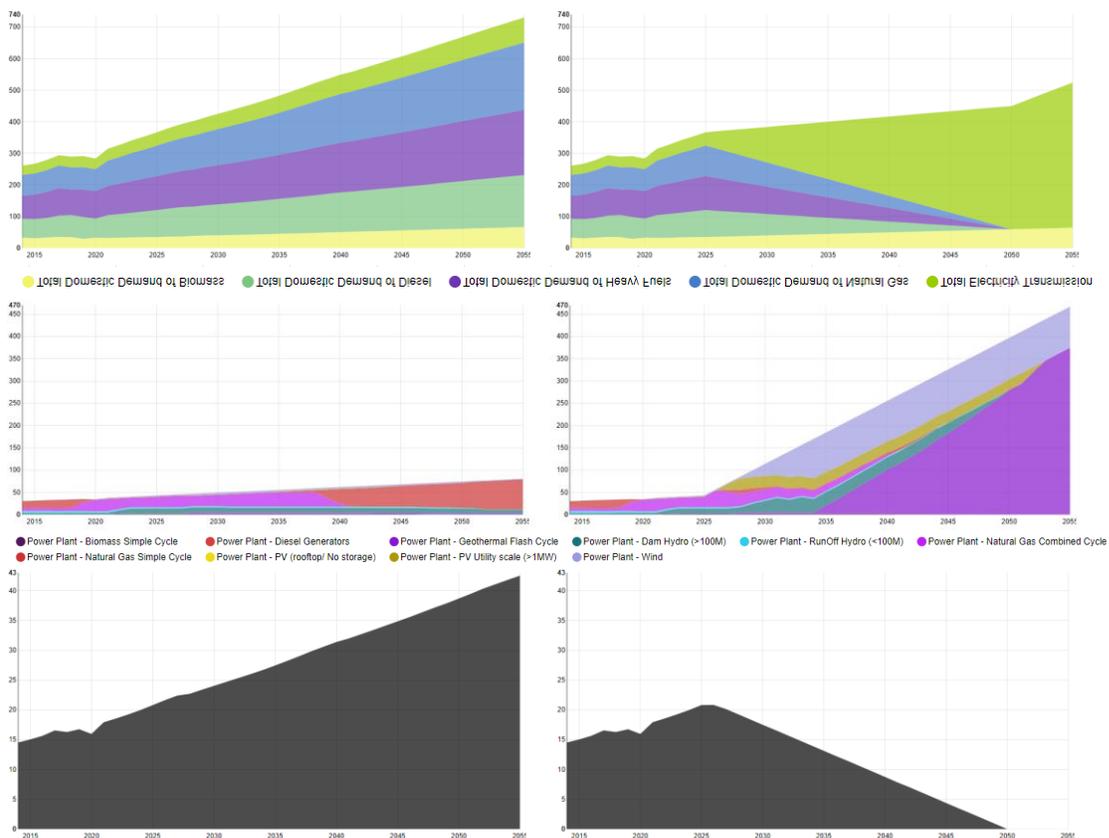


Figura 7. Consumo total de energía en Bolivia por combustible [PJ] (Arriba); Mix de generación de energía eléctrica en Bolivia por tecnología [PJ] (Medio); Total de emisiones anuales vinculadas al consumo de energía en Bolivia [MtCO₂e] (Abajo).