

Escenarios de emisión de gases de efecto invernadero CO₂ en el sector energético en Bolivia

Emission Scenarios of Greenhouse CO₂ Emissions in the Energy Sector in Bolivia

Ramiro Lizarazu*

Javier Aliaga Lordemann**

Resumen

En Bolivia existe retraso en el diseño de políticas y medidas puntuales de mitigación climática, sobre todo en el sector energético. En este entendido, el documento realiza una aproximación del perfil de GEI (Gases de Efecto Invernadero) en Bolivia, asociado al sector energético para el periodo 2007-2025. La metodología utilizada corresponde a un modelo *Bottom-up*, que se caracteriza por ser un enfoque más detallado del sistema energético. Este modelo analiza las características técnicas del funcionamiento de los diferentes tipos de plantas generadoras de electricidad vigentes en el país. A partir de este modelo se obtuvieron las proyecciones de consumo de los principales sectores, así como la generación de electricidad de las principales fuentes de energía. Posteriormente, con la aplicación de factores de carga ambiental, se pudo obtener las emisiones de GEI de las fuentes de energía. En consecuencia, los resultados son una aproximación tanto de la evolución de la Matriz Energética como de su perfil de emisión de GEI.

Palabras clave: Gases de Efecto Invernadero (GEI), escenarios energéticos.

* Investigador asociado del Instituto de Investigaciones Socioeconómicas de la Universidad Católica Boliviana San Pablo. Contacto: rmlizarazu@hotmail.com

** Director del Instituto de Investigaciones Socio Económicas de la Universidad Católica Boliviana San Pablo. Contacto: jaliaga@ucb.edu.bo

Abstract

In Bolivia there is a lag in the design of specific policies and climate mitigation, especially in the energy sector. In this manner, the paper presents an approach profile of GHG (greenhouse gas) in Bolivia, linked to the energy sector for the period 2007-2025. The methodology used corresponds to a Bottom-up model, characterized for a detail scope of the energy system; it analyzes the technical characteristics of the operation of the various types of existing power plants in the country. With this model was obtained projections of consumption of major sectors, such as electricity generation of the main sources of energy. Later, with the implementation of environmental load factors, the GHG emissions from energy sources were obtained. Consequently, the results are an approximation of both, the evolution of the energy matrix and its GHG emission profile.

Keywords: Greenhouse Gas (GHG), Energy Scenarios.

Clasificación/Classification JEL: D57, D58, Q51, Q41, Q54

1. Introducción

En ASME (2009), se define el cambio climático como el aumento de las temperaturas a nivel global, donde el efecto invernadero es provocado por el aumento de emisiones de CO₂ y la reducción de la capa de ozono, los cuales han causado a la fecha cambios en los comportamientos habituales de varios sectores de la población mundial, en especial aquellos dedicados a la producción agrícola. Al mismo tiempo, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2007), en su Cuarto Informe de Evaluación (Solomon, 2007; Parry, 2007; Metz, 2007), concluyó que el calentamiento global es inequívoco, y que las concentraciones atmosféricas de gases con influencia significativa en los procesos de radiación solar en la tierra han aumentado considerablemente¹.

Cabe enfatizar que las escalas de tiempo del cambio global se miden en siglos, o más. Por ejemplo, las emisiones de dióxido de carbono tienen una vida atmosférica promedio estimada

¹ El más importante de estos gases es el CO₂, que, según el IPCC, ha subido desde un nivel preindustrial de 280 ppm a más de 380 ppm, es decir, sustancialmente más alto que cualquier nivel durante los últimos 650.000 años. El metano (CH₄) y las concentraciones de óxido nítrico (NO_x) se han incrementado sustancialmente de los niveles preindustriales (de 715 ppb y 270 ppb, respectivamente, a 1730 ppb y a 319 ppb, también respectivamente). Para estos gases, la mayoría de los aumentos de concentración se han producido durante los últimos 100 años. Otros gases, tales como el ozono y el hexafluoruro de azufre, también contribuyen al cambio climático, pero su impacto es menor.

de 27 años, lo que significa que casi un tercio de las emisiones de hoy permanecerán en la atmósfera durante los próximos 100 años (Edmunds, Ntoumanis y Duda, 2007).

Con el propósito de combatir el cambio climático, a nivel global se han diseñado diversas acciones de mitigación y adaptación. Entendemos mitigación del cambio climático como las medidas que buscan disminuir la intensidad del forzante radiactivo con el fin de reducir los efectos potenciales del calentamiento global. En este sentido, la mitigación se distingue de la adaptación, que implica adecuarse a las situaciones adversas que ha generado el cambio climático.

De manera creciente, en los países de América Latina y el Caribe se han venido tomando medidas destinadas a un mejor desempeño en el uso de los recursos, la utilización de energéticos más limpios y el incremento de la eficiencia en el empleo de los combustibles tradicionales. Todas estas medidas tienen en algún grado efectos en la disminución de las emisiones de GEI.

En Bolivia existe un enorme retraso en la medición de perfiles de GEI; como resultado de esta carencia, se presentan problemas en el diseño de políticas y medidas puntuales de mitigación climática, sobre todo en el sector energético. En este marco, el presente documento tiene como objetivo determinar el perfil de GEI de Bolivia asociado al sector energético para el período 2007-2025, y en base a esto, poder modelar en posteriores trabajos medidas de mitigación al cambio climático.

El presente documento está estructurado de la siguiente manera: inventario de emisiones de gases de efecto invernadero en Bolivia; medición de gases de efecto invernadero; el modelo utilizado, escenarios-base y resultados del modelo; evolución de las emisiones de GEI 2007-2025, y conclusiones y recomendaciones de la investigación.

2. Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero en Bolivia

De acuerdo al Inventario de Gases de Efecto Invernadero en Bolivia², elaborado según las guías recomendadas por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), el gas de efecto invernadero más importante en el país es el dióxido de carbono, CO₂, el cual principalmente proviene de los sectores uso de la tierra, cambio en el uso de la tierra y

² Ministerio de Medio Ambiente y Agua. Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Bolivia. 2002-2004.

silvicultura y deforestación. Estos sectores han aportado de manera significativa al total de emisiones (31.950,43 Gg de CO₂ representando 47,69% en 2002, y 36.203,36 Gg de CO₂ representando 42,43% en 2004, respecto del total de emisiones de CO₂-eq).

A la fecha no se cuenta con un nuevo inventario de GEI para Bolivia. Sin embargo, es posible determinar suposiciones respecto de las tendencias en el nivel de emisiones, por ejemplo en el sector forestal. En Aliaga y Leguía (2011) se estima que la deforestación del país se está incrementando, y que la misma está provocando la pérdida de cerca de medio millón de hectáreas de bosque por año.

En cuanto al sector LULUCF, ha tenido un peso de 77% en 2002 y 78% en 2004 respecto de las emisiones totales de CO₂. En este grupo el sector energético ha ocupado el segundo lugar con 21% en 2002 y 20% en 2004. Según Aliaga y Leguía (2011), el precio subsidiado del gas natural para termogeneración ha expulsado inversiones en hidroelectricidad y ha conducido a un consumo de recursos energéticos fósiles (emisivos), por encima del nivel adecuado para el tamaño de la matriz energética del país. Adicionalmente, la lenta conversión de vehículos intensivos en consumo de derivados de petróleo a gas natural también está presionando sobre el factor de emisión del sector energético.

A su vez, las emisiones de CH₄ en todos los años analizados provienen principalmente del sector agrícola, principalmente de las emisiones debidas a la fermentación entérica, aportando el 80% en 2002 y el 77% en 2004. Luego se sitúa el sector residuos, que aportó al total de metano con el 10% en 2002 y el 10% en 2004, seguido por el sector energético, con el 7% en 2002 y el 6% en 2004.

Finalmente, los hidrofluorocarburos (HFCs) y el hexafluoruro de azufre (SF₆) provienen exclusivamente por el uso de estos gases en el sector de procesos industriales, siendo que la estimación de estas emisiones solo muestra el potencial de las mismas y no las emisiones reales, de acuerdo a la metodología de Grado 1 del IPCC.

3. Medición de gases de efecto invernadero³

3.1. Medición de perfiles energéticos

La medición de perfiles energéticos, principalmente de consumo, deriva en la cuantificación de gases de este sector. Éstos a su vez dependen claramente de la construcción de escenarios energéticos y las diferentes configuraciones (elecciones) tecnológicas que pueda asumir la matriz energética sujeto de estudio. En este sentido, el papel fundamental de la tecnología es determinar la línea de base sobre la cual se definirán medidas de mitigación.

La estimación y pronóstico de la demanda de energía, y en particular de electricidad y consumo de derivados de petróleo, dependen de la aproximación que se haga al fenómeno. En términos generales, el modelaje puede agruparse en modelos tipo *top-down* y modelos *bottom-up*. Los primeros responden a un enfoque econométrico y utilizan datos agregados que se basan en el comportamiento histórico observado de los agentes y de los mercados. Por su parte, los modelos *bottom-up* utilizan un enfoque más detallado o “ingenieril” del sistema energético, tanto por el lado de la oferta (características técnicas de funcionamiento de los diferentes tipos de plantas generadoras de electricidad, que puede llegar al detalle de la unidad de producción), como por el de la demanda (información técnica relativa al desempeño de los principales aparatos consumidores de energía utilizados en los hogares o en el equipamiento industrial), lo que implica la utilización de bases de datos muy detalladas.

La teoría económica dispone de distintas formas de analizar las relaciones entre consumos de energía y variables económicas como la producción y los precios. En este sentido, existen metodologías alternativas para analizar estas relaciones. En efecto, por un lado existe el enfoque más asociado a los modelos microeconómicos, conocido como *bottom up*, que dispone de una fuerte base de ingeniería y en el que en muchos casos se especifican los requerimientos energéticos de equipos y maquinarias para determinar el consumo energético.

3.2. Construcción de escenarios energéticos

Según la Fundación de Vida Silvestre de Argentina (FVSA), un escenario energético es un modelo construido a partir de datos existentes y de un conjunto de suposiciones que

³ U.S. Department of Energy. “CO₂ Emissions Mitigation and Technological Advance: An Updated Analysis of Advanced Technology Scenarios”. 2009

permite estimar de qué forma evolucionará, por ejemplo, la demanda de energía en el futuro, si se cumplen las presunciones en que se basa el modelo. Entre las distintas variables que conforman la evolución de la demanda de energía se encuentran las políticas energéticas, el contexto internacional, los precios de los energéticos, el crecimiento de la población, el aumento de los niveles de confort exigidos, las nuevas prestaciones brindadas por artefactos eléctricos, etc.

El modelaje normalmente determina que el consumo vaya creciendo paulatinamente según ciertos parámetros. Las suposiciones que se hagan sobre cada uno de estos factores conducirán a distintos escenarios con diferentes consumos energéticos. La creación e implementación de este tipo de modelos requiere de la incorporación de algunos enfoques técnicos relacionados con los gases de efecto invernadero, la trayectoria de emisiones de gases y sus respectivos comportamientos ante cambios planificados para la reducción de emisiones y, por último, los escenarios tecnológicos.

4. El modelo utilizado

Con el objeto de realizar un trabajo de planificación energética integrada, se aplicará un modelo de simulación de tipo *bottom up*, el cual consiste esencialmente en un modelo energético-ambiental basado en escenarios del tipo “*demand-driven*”. Para ello se escogió el modelo de planificación de alternativas energéticas, por brindar un soporte integrado y confiable a la elaboración de escenarios adecuados a la realidad energética actual en base a la matriz energética nacional.

Este tipo de modelos constituye una plataforma diseñada para llevar a cabo una planeación energético-ambiental en forma integrada. Asimismo, se puede usar para representar una cadena energética específica. Es decir que un modelo de planificación es una herramienta para estudios energéticos-ambientales basados en escenarios.

Una característica del modelo es que, frente a un determinado escenario de demanda final de energía, el modelo asignará los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento energético, calculando el uso de recursos y los impactos ambientales, y detectando la necesidad de ampliación de determinados procesos de producción de energía e incluso sus costos asociados. Provee, por lo tanto, un banco de información, por lo que constituye una herramienta para obtener proyecciones de largo plazo en términos de

configuraciones de oferta/demanda y/o de un esquema para identificar y evaluar opciones de política y tecnologías alternativas.

4.1. Estructura del modelo

La demanda energética

La integración tecnológica del modelo se basa en una estructura macro-energética sostenida sobre una sub-estructura arborescente que se relaciona con el consumo energético de la economía. Para tal efecto se incorpora un nivel de demanda en términos de la desagregación de los diferentes consumos finales de energía, de manera que los mismos sean convergentes con el esquema macro-energético.

En este marco, los consumos energéticos finales (y sus respectivas emisiones de GEI) para cada sector económico evolucionan de tal manera que son convergentes a la velocidad de ajuste de la economía (perfil de crecimiento económico) y el crecimiento vegetativo de la población.

De esta manera se puede generar escenarios alternativos al modificar el perfil demográfico o sectorial de la economía, permitiendo examinar cómo evoluciona el consumo total y desagregado de fuentes finales energéticas y emisiones de GEI a través del tiempo en todos los sectores de la economía.

En el modelo todos los cálculos de transformación y recursos están determinados por los niveles de demanda final. Para fines de esta investigación se incluyen sectores de consumo energético directo. Es así que el modelamiento implica la necesidad de definir una forma metodológica coherente de cálculo de demanda energética por sector, y que al mismo tiempo converja con la velocidad de ajuste de la economía.

Definamos en principio un sector (i) y una actividad (j), de tal manera que se tenga un par (i,j) que configure toda la economía en términos de una demanda energética final, donde el Consumo Energético (CE) se calcula como el producto de un nivel de actividad y la Intensidad Energética (IE) anual o uso energético por unidad de actividad.

La IE final es el CE final promedio anual de una rama de energía, masa o volumen. Cuando la fuente es una forma pura de energía, como la electricidad, las unidades deben ser de energía.

Cuando se especifican IE para una rama de intensidad energética agregada, la intensidad se puede ingresar solamente en unidades de energía.

En síntesis, la configuración de una canasta (i,j) permite que en cada caso los cálculos de demanda estén referenciados con un balance desagregado para diversas medidas de actividad económica o niveles de actividad. Estos “niveles de actividad” se multiplican por las respectivas IE de cada actividad.

Cada nivel de actividad e IE se puede proyectar a futuro en forma individual, utilizando diversas metodologías que involucran tasas de crecimiento y funciones de interpolación, tal que la agregación de las mismas sea convergente a la velocidad de ajuste de la economía. También se puede desagregar la estructura de datos de demanda en niveles que representen los principales sectores agregados.

$$CE = NA * IE$$

CE = Consumo Energético

NA = Nivel de Actividad

IE = Intensidad Energética

Donde $NA = \sum NA(i,j) \approx y_{(t)}$

De esta manera, NA constituye una medida de la actividad económica para la cual se consume energía. En Aliaga y Rubín de Celis (2011) se verifica que ζ^r es equivalente a la velocidad de ajuste de la economía y permite evaluar la convergencia macro-energética hacia un estado estacionario estable.

Al crear una estructura de análisis de demanda, generalmente se crea una jerarquía de ramas en las cuales los niveles de actividad se describen en términos absolutos (cantidad de hogares), en un nivel de la jerarquía, y en términos proporcionales (participación porcentual o saturación porcentual), en los otros niveles de la jerarquía. De esta manera, la actividad total muestra el resultado de multiplicar cada una de las cadenas de ramas de NA, tal que las mismas tengan un comportamiento asociado a la velocidad de ajuste de la economía para una IE final. Definimos esta última como el promedio anual de consumo energético final de una rama por unidad de nivel de actividad. Una IE final se especifica en general para una rama inferior de tecnología, pero también se puede definir en el nivel inmediatamente superior como IE agregada.

En el modelo se tienen IE finales para el consumo final, junto con las participaciones de la fuente energética y las eficiencias para cada nivel de fuente. Las participaciones de la fuente representan la energía final total consumida, mientras que las participaciones de la actividad reflejan la cantidad de “actividades”. Por su parte, las eficiencias porcentuales que se usan para calcular la intensidad útil general para el consumo final y las participaciones en el año-base.

En el contexto de nuestro modelo se contempla la Intensidad Energética Final. Sin embargo, conviene definir la IE útil con el propósito de entender el concepto de eficiencia energética implícito en el modelo. Definamos ramas de intensidad energética agregada, como una medida del servicio energético provisto por unidad de actividad. Dado que las IE de energía se calculan para el año-base sobre la base de las participaciones de fuentes y eficiencias, la eficiencia se refiere a la eficiencia térmica porcentual promedio anual, definida como:

$$Eficiencia = 100 * \frac{\text{energía útil distribuida}}{\text{energía final consumida}}$$

La energía final consumida es una fuente, mientras que la energía útil distribuida es un servicio, como ser refrigeración (no contemplado en el modelo, debido a la carencia de datos). Para poder especificar eficiencias, se debe asegurar que la rama de consumo final se exprese en términos de IE agregada.

Por su parte, las participaciones de fuentes son la participación porcentual de energía final en un consumo final, consumida por una de las ramas que se encuentran debajo de aquélla. Así, no todas las eficiencias son del 100%, y por lo tanto la fuente no es idéntica a la participación del nivel de actividad.

Como es evidente, el acople del modelo difiere según se esté realizando un análisis de demanda de energía útil o final. Como ya mencionamos, la demanda de energía final se calcula como el producto del nivel de actividad total y la intensidad energética para cada rama tecnológica determinada. Así, la demanda energética se calcula para el año base y para cada año futuro en cada escenario.

$$D(b,s,t) = TA(b,s,t) * EI(b,s,t)$$

Donde:

D = es la demanda energética

TA = es la actividad total

EI = es la intensidad energética

b = es la rama

s = es el escenario

t = es el año (desde el año 0 hasta el año final)

Todos los escenarios evolucionan a partir de los mismos datos de año-base. De esta manera, la demanda energética calculada para cada rama tecnológica se identifica con una fuente en particular, ya que al calcular todas las ramas tecnológicas, el modelo calcula la demanda energética final para cada fuente.

$$D(b, 0) = TA(b, 0) * EI(b, 0)$$

Resulta claro que el nivel de actividad total para una tecnología es el producto de los niveles de actividad en todas las ramas, desde la rama de tecnología hacia arriba hasta la rama de demanda original.

$$TA(b, s, t) = A(b_1, s, t) * A(b_2, s, t) * A(b_3, s, t) * \dots * A(b_n, s, t)$$

Donde:

$A(b)$ = es el nivel de actividad en una rama b

b_1 = es la rama b de origen

b_2 = es la rama de la cual depende la anterior

Alternativamente, en una demanda de energía útil, las IE no se especifican, es necesario definir las en un nivel superior de la rama, para una intensidad energética agregada. En el año-base se especifican las IE finales para la rama de IE agregada, y las participaciones y eficiencias para cada rama de tecnología. Estos datos se usan para calcular la IE útil para la rama de IE agregada y las participaciones de actividades para cada tecnología.

$$UE(b, 0) = EI(AG, 0) * FS(b, 0) * EFF(b, 0)$$

Donde:

b es igual a 1...B

EI (AG,0) es la IE final en la rama de intensidad energética integrada

UE es la IE útil en una rama "b" de tecnología

FS es la participación de la fuente

EFF es la eficiencia

b es una de las ramas B de tecnología

Por lo tanto, la intensidad útil de la rama de intensidad energética agregada es la suma de las intensidades útiles para cada rama de tecnología:

$$UE(AGG, 0) = \sum_{b=1}^B UE(b, 0)$$

La participación de la actividad definida como la participación de la cantidad de tecnologías, en lugar de la participación de la fuente, es el producto de la participación de la fuente y la eficiencia de cada tecnología "b":

$$AS(b, 0) = \frac{UE(b, 0)}{UE(AGG, 0)}$$

Donde:

AS = es la participación de la actividad

Los escenarios se utilizan para proyectar en forma independiente los valores calculados arriba para la IE útil de la rama de intensidad energética agregada, las participaciones de actividad de la tecnología y sus eficiencias. Entonces, la intensidad energética final para cada tecnología resulta de:

$$EI_{b,s,t} = \frac{UI_{AGG,s,t} * AS_{b,s,t}}{EFF_{b,s,t}}$$

En base a la anterior estructura, el modelo propuesto puede crear inventarios y escenarios emisivos. En general esta facilidad se puede usar para incluir inventarios de emisiones de

gases de efecto invernadero (GHG). Cabe notar que, a diferencia del análisis de demanda energética, en los que los efectos totales se calculan como el producto del consumo energético y un factor de emisión, se puede también usar fórmulas para calcular el total como una función de una o más variables independientes.

En esencia la metodología consiste en indicar datos que especifiquen un tipo de tecnología, información básica sobre esa tecnología, su estado de desarrollo, vida útil y tiempo de construcción. Todo en base a la siguiente información:

Demanda energética: lista de todas las fuentes consumidas y la intensidad energética anual de la tecnología (balance energético).

Conversión de energía: lista de las fuentes consumidas y producidas por la central, así como también la eficiencia y capacidad de la central.

Medio ambiente: lista de cargas ambientales asociadas con una tecnología, por ejemplo, cuánto CO₂ es emitido por unidad de fuente consumida, producida o perdida.

En base a la anterior información se aplican factores de carga ambiental, que se especifican como valores numéricos o fórmulas que dependen de las composiciones químicas de las fuentes que se consumen o producen. En general, una carga será un factor de emisión (ej, kg. de contaminante por GJ de energía consumida). Para el caso de vehículos (se especifica una intensidad energética por Km/vehículo) se especifican por unidad de energía producida.

Para tecnologías de oferta energética muy específicas, se puede convertir los factores de emisión entre cargas por unidad de energía consumida (ej, kgVGJ o kg/tonelada) y cargas por unidad de energía producida (ej, kg/GWh de electricidad). Se debe tener en cuenta que esta facilidad requiere especificar la eficiencia de la tecnología de oferta.

En resumen, para ingresar un factor de emisión se necesita especificar una carga, usando una fórmula matemática que referencie la composición química de la fuente. En este caso la fórmula será:

$$\text{Carga}(\text{Kg. CO}_2/\text{Kg. de fuente consumida}) = \text{Contenido de carbono} * \text{Fracción de oxidación} * (\text{CO}_T/\text{C})$$

Los términos Contenido de Carbono y Fracción de Oxidación son valores, mientras que los términos CO_2 y C son constantes.

En el sector energético el modelo admite hasta tres tecnologías de control de contaminación. Éstas incluyen tecnologías tales como filtros para SO_x o filtros de partículas diseñados para reducir las emisiones de alguna tecnología energética.

Cuando no figura ningún control de contaminación, esto se debe a que la tecnología energética no tiene controles de reducción de contaminación, o bien a que los controles están integrados a la tecnología energética, de manera que el factor de reducción de contaminación debido al control no se puede distinguir fácilmente (por ejemplo, autos con conversores catalíticos).

5. Escenario-base y resultados del modelo

5.1. Escenario-base

El escenario-base describe las características del sistema energético sobre las cuales evolucionará la matriz energética del país en un horizonte de planeación comprendido entre 2007 (año-base) y 2025. A continuación se presentan los supuestos sobre los que se basa este escenario, ordenados por sectores de consumo.

Sector residencial

- a) La electrificación de los hogares urbanos pasará de 86.7% a 97% en 2025, mientras que los hogares rurales pasarán de 33% a 97%, según lo indicado en el “Plan de Desarrollo Energético”, del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
- b) Las intensidades energéticas (Kbep/hogar), como se modela habitualmente, crecerán acorde a la evolución del PIB/hogar.
- c) Se mantiene la tendencia de penetración de gas natural y sustitución por gas licuado de petróleo (GLP) de la leña y el kerosene del período 1999-2007.

Sector comercial y servicios:

- a) Disminuye la participación de la electricidad en el consumo neto, como consecuencia de cambios estructurales de las actividades del sector (se mantiene la tendencia de los últimos 10 años).
- b) Se supone una penetración moderada a lenta de gas natural, en sustitución del GLP.

Sector industrial:

- a) Una penetración moderada del gas natural, debido a que la mayoría de las nuevas industrias utilizarán esta fuente.
- b) También habrá un aumento de participación de la electricidad, debido a cambios en la estructura productiva del sector.

Sector transporte:

- a) Se supone una mejora de 8% de la intensidad energética, como consecuencia de la renovación del parque vehicular.
- b) Continuarán las tendencias respecto a la sustitución de gasolina por gas natural comprimido (GNC).
- c) Se producirá una reducción del 5% de las intensidades energéticas netas en otros sectores, como consecuencia de mejoras tecnológicas.

Abastecimiento energético:

- a) Las pautas de abastecimiento del país serán las establecidas en el documento “Plan de Desarrollo Energético 2008-2027”, del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
- b) Suponemos que la generación de electricidad se mantendrá con una participación de 39% de generación hidroeléctrica y un 61% de generación térmica (mientras no se elimine el subsidio al gas natural para generación termoeléctrica).
- c) Se mantiene la participación de generación por consumo de diesel, para la atención a sistemas aislados donde no llegan las redes de gas.
- d) Las proyecciones de producción de gas natural y petróleo, y de procesamiento, corresponden a la “Estrategia Boliviana de Hidrocarburos”, de 2007.

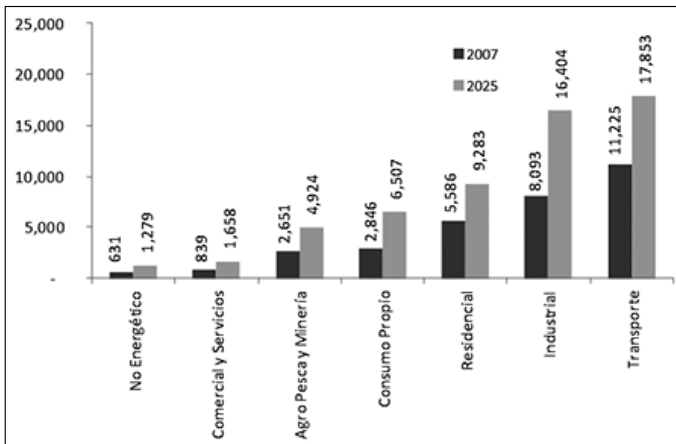
5.2. Resultados del modelo

Consumo neto total

El consumo neto total (CNT) de energía en Bolivia crece a una tasa media de 3.61%, a partir del año 2007 hasta el año 2025, llegando a un valor de 57,908 Kbp en 2025. Desagregando por sectores el CNT, se esperan los siguientes resultados (véase Gráfico 1):

- El sector Industrial tendrá una tasa media superior al 5.1% durante todo este período, llegando a duplicarse durante el período analizado. Existirá dentro de este sector un marcado incremento en gas natural.
- El sector residencial solo presentará un crecimiento de su consumo de energía a tasas del 3.8%.
- El sector agro, pesca y minería duplicará su consumo respecto del año-base, sobre todo por el consumo de energía esperado en la mina San Cristóbal.
- El sector transporte crecerá de forma uniforme, pasando de un consumo de 11,225 Kbp en 2007 a 17,853 Kbp en 2025.

Gráfico 1: Proyección del consumo neto de energía por sectores, 2007-2025 (kBep)



Fuente: resultados del modelo.

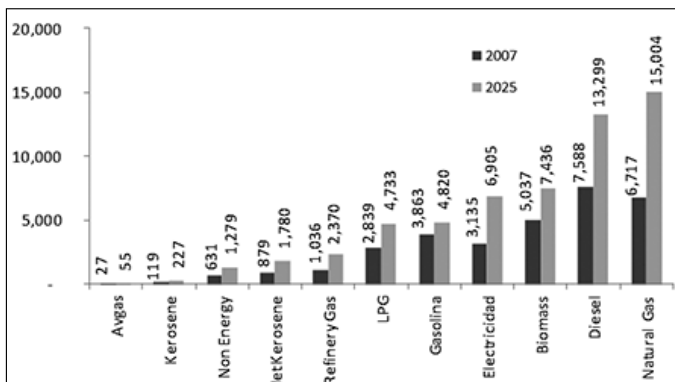
Consumo neto total por fuentes en Kbp

Respecto de la evolución del consumo neto total por fuentes, se estima que el gas natural será la principal fuente en crecimiento, llegando a tener una tasa promedio de 26%. Por el contrario, las principales fuentes en decrecimiento en el consumo serán el GLP, las biomásas y la gasolina. Ambos resultados dependen de que se cumplan las previsiones de penetración de gas natural en los diferentes sectores de la economía (véase Gráfico 2).

Desagregando el consumo por fuentes, se obtienen los siguientes resultados:

- a) El consumo neto de diesel aumenta sustancialmente en todos los años, debido a los problemas que presenta el país en cuanto a la producción de hidrocarburos líquidos. Esta situación obliga a importar de manera creciente este recurso energético.
- b) El crecimiento en el consumo eléctrico es estable, aunque empieza a incrementarse ligeramente a partir del año 2015; el mismo constituye cerca de un 10% de la composición de la matriz energética de Bolivia en todo el período de simulación.
- c) La gasolina crece de manera relativamente lenta en el periodo de simulación; este resultado depende de la velocidad de penetración del gas natural.
- d) El gas licuado de petróleo (GLP) presenta un crecimiento alto, cercano al 70%, entre 2007 y 2025.
- e) El gas natural (tomando en cuenta los supuestos de proyección, planteados por el Gobierno de Bolivia) presentará una altísima penetración en la matriz energética, cercana al 150%.

Gráfico 2: Consumo neto total por fuentes Kbp

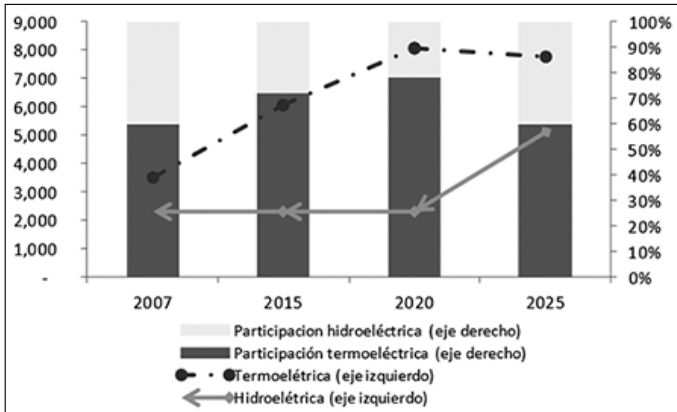


Fuente: resultados del modelo

Abastecimiento de electricidad

La generación bruta total de electricidad crecerá en todo el periodo de simulación, pasando de 5,835 GWH a 12,862 GWH en 2025. La tasa de crecimiento de auto-productores de electricidad será de 4%, mientras que la de centrales eléctricas será de 4.5%. En cuanto a la generación por tipo de central, se ha simulado por participación de procesos; en este sentido, las nuevas centrales hidroeléctricas comenzarán a operar plenamente a partir de 2021. Como era de esperar (dado el precio subsidiado para termogeneración), todos los requerimientos faltantes de generación serán cubiertos por nuevas plantas de ciclo combinado, utilizando gas natural (véase Gráfico 3).

Gráfico 3: Generación bruta de electricidad 2007-2025, centrales eléctricas (SP) + autoproductores

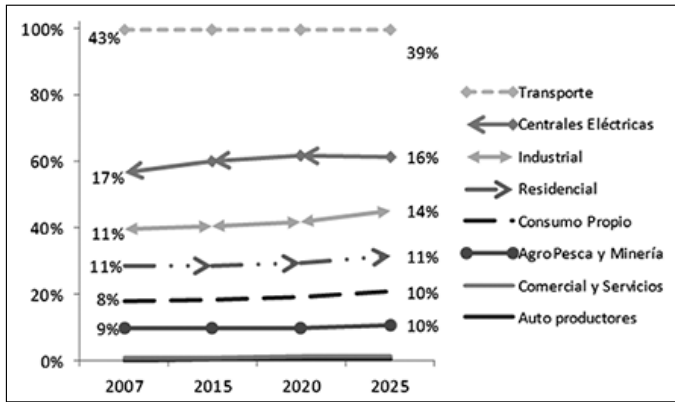


Fuente: resultados del modelo

6. Evolución de las emisiones de GEI, 2007-2025

En este acápite se presenta la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes del sector energético de Bolivia para el período 2007-2025. A efectos de estimar dichas emisiones, se aplican factores de emisión específicas utilizados oficialmente en Bolivia para la elaboración del inventario nacional de gases de efecto invernadero GEI del IPCC (ver Anexo 1). Una vez incorporados dichos factores, junto a la información referida a los consumos finales de energía, se obtienen las emisiones para el año-base y el periodo de proyección, según los escenarios formulados (véase Gráfico 4).

Gráfico 4: Emisiones de CO₂ equivalente, 2007-2025



Fuente: Resultados del modelo

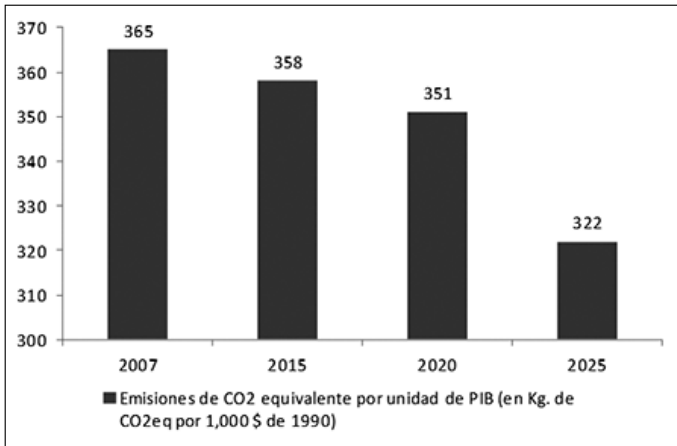
En términos de emisiones totales del sector energía, expresadas en Gg de CO₂ equivalente⁴, se aprecia que habrá un crecimiento de las emisiones desde los 10,412 Gg CO_{2eq} del año-base a 18,584 Gg CO_{2eq} en 2025, lo que implica una tasa promedio de 3.29% a.a.

En el año base (2007), el 43.1% de las emisiones del sector energía ocurrían en el transporte; para el año 2025 estas emisiones representarán el 38.5%, lo cual se debe principalmente a un menor crecimiento relativo del consumo de energía en relación a los restantes sectores y, en menor medida, a la sustitución de gasolina por GNC.

La evolución de las emisiones por unidad de PIB muestra un proceso de “descarbonización” de la economía boliviana equivalente a 11.5% entre 2007 y 2025, como resultado de las mejoras de eficiencia tendenciales modeladas en los sectores del consumo final (véase Gráfico 5).

4 Utilizando los siguientes potenciales de calentamiento: CO₂ = 1; CH₄ = 23 y N₂O = 296.

Gráfico 5: Emisiones de CO₂ equivalente por unidad de PIB (en kg de CO_{2eq} por 1,000 \$ de 1990)



Fuente: Resultados del modelo

En cuanto a las emisiones en la generación total de electricidad por GWh producido, crecerán hasta el año 2020 debido a que la expansión hasta ese año será con centrales térmicas convencionales. A partir de 2021 ingresarían los nuevos proyectos hidroeléctricos, produciendo una disminución importante de este indicador, que irá aumentando hasta 2025 pero quedando este año aún un 21% por debajo del año-base.

7. Conclusiones y recomendaciones

- ♦ Los resultados obtenidos son útiles y constituyen una buena aproximación a la evolución del sistema energético de Bolivia.
- ♦ Es necesario identificar claramente los procesos de sustitución entre fuentes energéticas, para poder estimar el mercado potencial del gas y, además, orientar las acciones de eficiencia energética.
- ♦ La matriz energética boliviana muestra un patrón de exportación neta de energía, dado que prevalece un déficit estructural respecto al total de requerimientos de consumo de hidrocarburos líquidos.
- ♦ La estructura de la ME muestra una enorme dependencia respecto de la producción de energías primarias fósiles; se evidencia que la hidroenergía tiene una participación baja en

la estructura de producción primaria y un desbalance preocupante entre la producción y consumo de biomasa.

- ♦ La capacidad de reestructurar la ME hacia fuentes más renovables, depende de la eliminación gradual del subsidio al gas natural para la generación de electricidad.
- ♦ El gas natural pasará de representar el 21% del consumo neto total de energía del país en el año-base, al 61% en 2025. Dado que ésta es una energía más limpia y abundante en el país (en comparación con los demás combustibles), es necesario que se fomenten medidas de sustitución energética, especialmente en el sector doméstico, con el consumo de gas para la cocina en sustitución el GLP, y en el sector de transporte, para sustituir gasolina y diesel por gas natural vehicular.
- ♦ Las medidas de mitigación consideradas, además del ahorro de energía que producirán, reducirán al año 2025 en 1,919 Gg de CO₂ equivalente, un 10.3%, las emisiones de gases de efecto invernadero. El 78% de esa reducción ocurrirá en la generación eléctrica y un 16% en el sector residencial.
- ♦ El sector transporte es el principal consumidor de energía del país, en 2007 consume el 35% del consumo neto total y el 40% del consumo final. Es por lo tanto necesario establecer una regulación clara para evitar la importación de vehículos en mal estado, que son los que más combustible consumen y generan mayores emisiones de GEI.
- ♦ En el sector industrial, los ahorros de energía como consecuencia de la eficiencia energética serán del 26% en ES-2, en 2025; no obstante, la reducción de emisiones será de sólo el 1%, debido a la mayor penetración del gas natural.

Artículo recibido: 15 de junio de 2012

Aceptado: 28 de febrero de 2013

Referencias

1. Aliaga, J. y Leguía, D. (2011). Análisis municipal de los determinantes de la deforestación en Bolivia. Facultad de ciencias económicas y empresariales. Universidad de Zaragoza, España
2. ----- (2011). Deforestación en Bolivia. Una aproximación espacial. Mayo de 2011, N° 15, 7-44
3. Aliaga, J. y Rubín de Celis, R. (2011). Ciclos económicos e inversión en Bolivia. Documento de trabajo 2/2011, IISEC- UCB.
4. Clarke, L.E.; Calvin, K.V.; Edmonds, J.A.; Kyle, G.P.; Kim, S.H.; Placet, M.; Smith, S.J. y Wise, M.A. (2008). *CO₂ Emissions Mitigation and Technological Advance: An Updated Analysis of Advanced Technology Scenarios (Scenarios Updated January 2009)*. Washington. Pacific Northwest National Laboratory.
5. Climate Change Task Force (ASME) (2009). *Technology and policy recommendations and goals for Reducing carbon Dioxide emissions in the energy sector*. Washington DC.
6. Edmunds, J.; Ntoumanis, N. y Duda, J.L. (2007). Adherence and well-being in overweight and obese patients referred to an exercise on prescription scheme. A self-determination theory perspective. *Psychology of Sport and Exercise*, 8, 722-740.
7. Fundación Vida Silvestre Argentina (2006). *Reducir emisiones ahorrando energía: escenarios energéticos para la Argentina (2006-2020) con políticas de eficiencia (1a ed.)*. Buenos Aires.
8. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (1996). *Technologies, Policies and Measures for Mitigating Climate Change*. Technical Paper.
9. Ministerio de Medio Ambiente y Agua (2009). *Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de Bolivia, 2002-2004*. La Paz: Digital S.RL.
10. Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) (2011). *Informe sobre el desarrollo industrial 2011. Eficiencia energética industrial para la creación sostenible de riqueza*. Viena, Austria.
11. Somoza Cabrera, José (2006). *Modelos para la estimación y proyección de la demanda de electricidad en el sector residencial cubano. Ensayo para la obtención de los créditos correspondientes a la suficiencia investigativa*. Tesis de doctorado. Programa de Doctorado Universidad de Oviedo-Universidad de La Habana. Cuba.

Anexo

Cálculo de las emisiones de CO₂

	GgCO ₂ eq.				%			
	2007	2015	2020	2025	2007	2015	2020	2025
Residencial	1.144	1.484	1.716	1.963	11,00%	10,60%	10,30%	10,60%
Comercial y Servicios	57	87	112	144	0,50%	0,60%	0,70%	0,80%
Industrial	1.176	1.669	2.075	2.579	11,30%	11,90%	12,50%	13,90%
Transporte	4.490	5.558	6.319	7.164	43,10%	39,80%	37,90%	38,50%
Agro Pesca y Minería	961	1.265	1.503	1.785	9,20%	9,00%	9,00%	9,60%
Consumo Propio	814	1.161	1.468	1.856	7,80%	8,30%	8,80%	10,00%
Auto productores	20	51	81	120	0,20%	0,40%	0,50%	0,60%
Centrales Eléctricas	1.750	2.704	3.384	2.975	16,80%	19,30%	20,30%	16,00%
Total	10.413	13.979	16.658	18.584	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%