

Inventario, evaluación y proyección de las emisiones de carbono provenientes del sector eléctrico nacional. Bolivia 2025.

Inventory, evaluation and projection of carbon emissions from the national electric sector. Bolivia 2025.

Carlos A. A. Fernández Vázquez & Miguel Fernández Fuentes

Energética - Cochabamba, Bolivia

carlosfernandezvazquez1992@gmail.com

Resumen: El siguiente estudio plantea un análisis del sector eléctrico nacional basado en un modelo simplificado para su representación y la estimación de las emisiones de carbono de las cuales es responsable. El modelo es inicialmente definido para el año 2014 con el fin de poder validarlo en función de información disponible que permita el contraste de valores estimados por el modelo con valores estimados a partir de la quema de combustibles para las plantas generadoras. Posteriormente se realiza la propuesta de escenarios potenciales para el sector eléctrico nacional al año 2025 y el cálculo de las emisiones de carbono que podrían esperarse en cada caso.

Los escenarios propuestos corresponden a alternativas basadas en la cartera de proyectos de generación planteados en el PEEP 2025, el consumo de energía térmica por parte de las centrales termoeléctricas y las nuevas tendencias en los tipos y sistemas de generación eléctrica. A partir del modelo desarrollado es posible estimar un factor de emisión del sector eléctrico nacional, al año 2014, de 0.42 tonCO₂/MWh_{el}, el cual solamente reduce su valor en el futuro según lo analizado en los escenarios tomados en cuenta, debido principalmente a la inclusión de los proyectos hidroeléctricos de gran envergadura en la matriz energética, permitiendo reducir el factor de emisión a valores entre 0.21 y 0.09 tonCO₂/MWh_{el}.

Abstract: The following study presents an analysis of the national electricity sector based on a simplified model for its representation and the estimation of the carbon emissions for which it is responsible. The model is initially defined for the year 2014 in order to be able to validate it based on available information that allows the contrast of values estimated by the model with estimated values from the burning of fuels for generating plants. Subsequently the proposal for potential scenarios for the national electricity sector by 2025 and the calculation of the carbon emissions that could be expected in each case is made.

The proposed scenarios correspond to alternatives based on the portfolio of generation projects proposed in PEEP 2025, thermal energy consumption by thermoelectric power plants and new trends in electricity generation types and systems. Based on the developed model, it is possible to estimate a national

electricity sector emission factor of 0.42 tonCO₂ / MWh_{el} for the year 2014. This emission factor should only reduce its value in the future, as analyzed in the scenarios taken into account, mainly because of the inclusion of large-scale hydroelectric projects in the energy matrix, allowing the emission factor to be reduced to values between 0.21 and 0.09 tonCO₂ / MWh_{el}.

1 Introducción

La ley de Electricidad de 1994, transfirió las empresas estatales, al sector privado a través de un proceso denominado “capitalización”. Hasta ese entonces, aproximadamente el 70% de la electricidad tenía origen hidroeléctrico. Adicionalmente, la Ley de 1994 estaba orientada a promover un uso intensivo del Gas Natural (GN) como principal energético para la generación de electricidad en el país, pues con grandes volúmenes de GN sin uso en esa época (aproximadamente 1/3 de la producción total de GN se ventaba, 1/3 se consumía internamente y 1/3 se exportaba, según el BEN 2000 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2015)), parecía razonable promover el uso intensivo del GN para generar electricidad, así, se estableció un precio especial para el GN que se destinara a esta aplicación, por debajo de los precios internacionales.

Por otro lado la Ley de Electricidad de 1994 introdujo el concepto de “despacho económico” que implica que el despacho de energía es según orden de costos de generación, despachándose primero las de menor precio. Al ser el precio del GN tan bajo, nuevos proyectos hidroeléctricos y, en general la generación con energías renovables, no era factible. En los hechos, esta política inviabilizó el desarrollo de la hidroelectricidad y de las energías renovables en el país.

En 2005 con el arribo de Evo Morales al Gobierno, la política energética cambió. El sector eléctrico, al igual que el sector de hidrocarburos, ha sido nacionalizado en sus diferentes subsectores como la generación, transmisión y distribución, refundándose la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y reconstituyéndola en una corporación que integra verticalmente a todo el sector eléctrico como “una empresa pública nacional estratégica y corporativa” (Decreto Supremo N° 29644, 16 de julio de 2008); así surge ENDE Corporación que actualmente cuenta con 12 empresas subsidiarias: ENDE Andina, Empresa Eléctrica Corani, Empresa Eléctrica Valle Hermoso, Empresa Eléctrica Guaracachi, Empresa Subsidiaria Río Eléctrico, ENDE Transmisión, ELFEC, ELFEO, DELAPAZ, ENDE del Beni, ENDE Servicios y Construcciones, ENDE Tecnologías.

Por otro lado, las energías renovables, institucionalmente, siempre han estado limitadas a la realización de programas de electrificación rural, a pesar del expectable potencial de este tipo de fuentes que existen en el país. Los últimos 10 años se constituyen en una excepción a esa constante por tres hechos relevantes:

- a) La creación del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas entre cuyas atribuciones, explícitamente se consigna: “Incentivar la incorporación de nuevas tecnologías de electrificación tendientes al aprovechamiento sustentable de los recursos renovables. Proponer políticas para el desarrollo de tecnologías de energías alternativas, eólica, fotovoltaica y otras en coordinación con las universidades públicas del país”. De este modo el Estado asume formalmente la tarea de impulsar el uso y la aplicación de tecnologías que funcionen con energías renovables.
- b) Por primera vez en Bolivia existe una “Política de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia”, que fue aprobada el año 2011 y consigna los lineamientos principales para el desarrollo y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable existentes en el país.
- c) Por primera vez, se han instalado parques fotovoltaicos y complejos eólicos conectados a la red eléctrica para la atención de poblaciones importantes del país; con ello se intenta superar la visión de las energías renovables obligatoriamente ligadas a la electrificación rural, preeminente hasta hace unos años.

Se puede afirmar, que el Gobierno está impulsando el cambio de la matriz energética como eje de una política que pretende incorporar de manera masiva a las energías renovables en el sector.

2 Planteamiento del problema de investigación

Actualmente el sistema eléctrico nacional se encuentra fuertemente dominado por sistemas de generación basados en tecnologías fósiles, más del 70% de energía generada proviene de centrales termoeléctricas que utilizan como principales combustibles gas natural y diésel (AE, 2016). De esta manera la generación y el uso de electricidad, tiene una responsabilidad relativamente importante en la contribución al total de las emisiones atmosféricas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel nacional.

Al momento se está planteando el cambio de la matriz energética, buscando incorporar de manera intensa plantas hidroeléctricas, generación eólica, solar, biomasa y geotermia. Aunque Bolivia cuenta con inventarios de emisiones generales basados en las guías y metodologías propuestas por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en ingles), estos estudios se limitan explícitamente a documentar las emisiones que ya fueron realizadas, sin llevar a cabo mayores indagaciones en el tema, hacer un análisis prospectivo, o generar escenarios extrapolando los impactos, que permitan apoyar en la toma de decisiones para disponer de una matriz energética limpia.

3 Objetivos

El objetivo de esta investigación es el de evaluar las emisiones de carbono del sector eléctrico proyectadas al 2025, realizando un análisis que incorpora la nueva agenda de proyectos que ENDE está promoviendo.

Para esto se realizó un inventario inicial con datos oficiales disponibles, que corresponde al año 2014, se propuso un modelo simplificado base y sobre este se añadieron los proyectos que se detallan en la agenda al 2025, así como aquellos nuevos proyectos que se van adicionando periódicamente al portafolio de proyectos, en diferentes combinaciones que se podrían esperar en escenarios futuros.

4 Sustento teórico

4.1 Situación actual del sector nacional

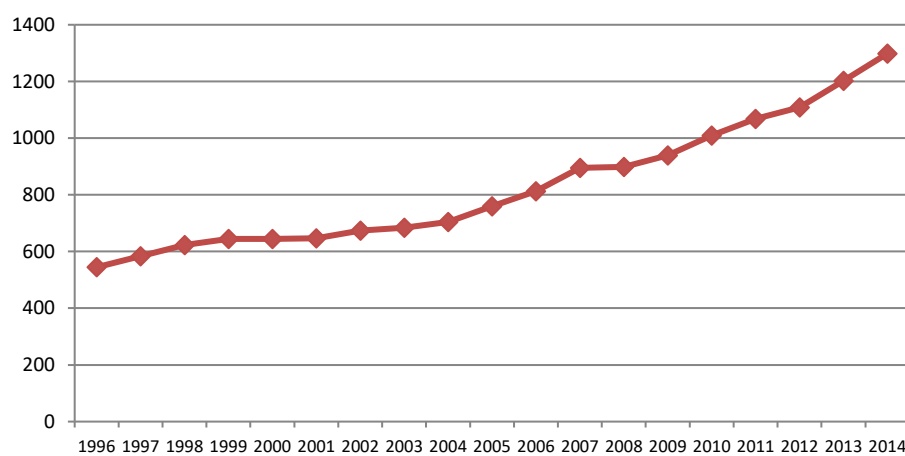


Figura 1: Comportamiento histórico de la potencia instalada 1996-2014 (MW).

Fuente: Memoria CNDC 2014

La evolución de la potencia instalada en Bolivia en los últimos años (1996-2014) ha seguido un comportamiento creciente, como se muestra en la Figura 1, al año 2014 la potencia instalada total alcanza los 1.298,2 MW

En el caso de la energía, el comportamiento es similar al de la potencia instalada, se observan periodos de mayor crecimiento, como el año 2008 donde se una tasa de 9.6% y periodos de menos crecimiento como el año 2000 con una tasa de 0.8%. Para el año 2014, la distribución de potencia instalada por fuente de energía se muestra en la Figura 2.

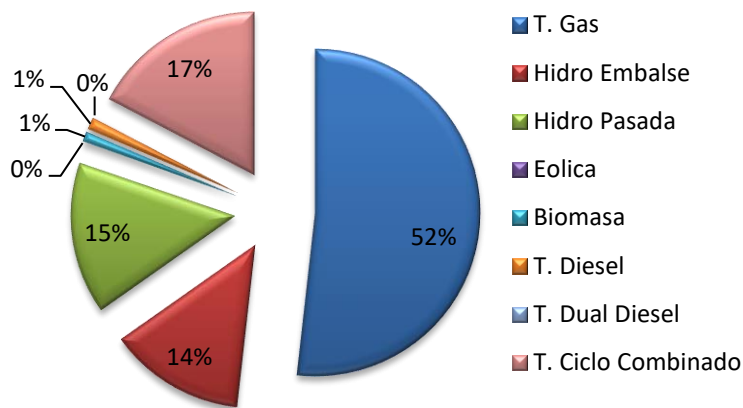


Figura 2: Composición potencia instalada, 2014 (MW).

Fuente: en base a Memoria CNDC 2014

La mayor potencia instalada corresponde a las centrales que utilizan Gas Natural (55%), seguida por centrales hidroeléctricas (29%), centrales de ciclo combinado (12%) y finalmente generadores de biomasa y diésel con un 2% cada uno. La eólica aún es insignificante en su participación. De manera agregada se puede decir que el 70% de la energía eléctrica esta generada sobre una base térmica, mientras que el 30% restante sería generación de base renovable.

La energía eléctrica generada, para el periodo analizado (1996 – 2014) el crecimiento se ha dado con una tasa de crecimiento de 5.8%, habiendo alcanzado a finales de 2014 una generación eléctrica total de 7.477,7 GWh. Para el año 2014 la energía generada tiene una proporción de participación por fuente similar a la potencia instalada, con algunas diferencias pequeñas. El comportamiento se observa en la Figura 3.

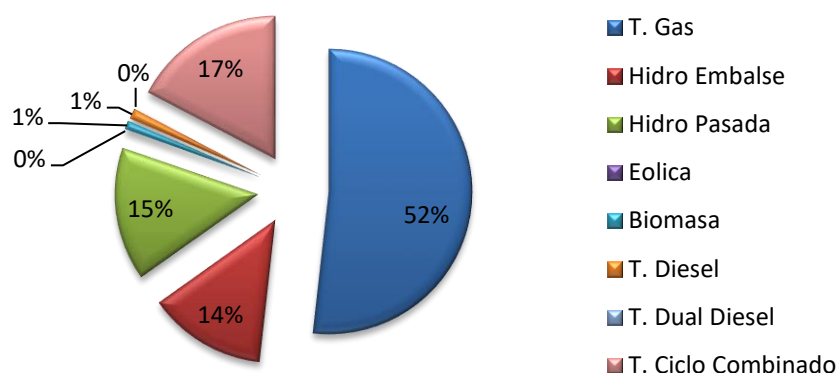


Figura 3: Composición energía generada 2014.

Fuente: en base a Memoria CNDC 2014

La principal fuente de generación es el gas natural (52%) que si se suma a la producción de la central de ciclo combinado (17%) que también tiene como fuente principal al Gas Natural se puede decir que el 69% de la energía eléctrica tiene origen el Gas Natural, 1% en el diésel, 1% en la biomasa y 29% es de origen hidroeléctrico.

4.2 Agenda 2025 y el futuro del sector eléctrico nacional

El concepto dinamizador del sector eléctrico durante los próximos 10 años, es el convertir a Bolivia en un centro energético exportador que abastezca a los países limítrofes. Este objetivo está claramente plasmado en la Agenda 2025, así como los planes de expansión del sector eléctrico, las inversiones que se están direccionando (con recursos propios y créditos), el inicio de negociaciones con los países vecinos, etc. muestran todos los elementos de una política pública claramente expresada y respaldada de manera estructural en su ejecución.

De acuerdo con el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, se estima que el crecimiento de consumo de energía eléctrica seguirá un ritmo con periodos y tasas de crecimiento diferenciadas, siendo el crecimiento del periodo 2020-2025 es el más alto, 10.7% para energía y 9.9% para potencia instalada.

Las tasas de crecimiento planteadas son superiores a las tasas de crecimiento históricas, incluso a los máximos alcanzados hasta el año 2014. Esta proyección muestra que la demanda interna del país a 2025 será de 3.138 MW, pero la cartera de proyectos prevé llegar a 13.010 MW en 2025 (10 veces el tamaño del sector en 2014), justamente con la intención de lograr la exportación.

Tabla 1. Proyección Energía y Potencia al 2025

Año	Energía GWh	Tasa Crec. %	Potencia MW	Tasa Crec. %	Factor de Planta
2014	7478	6,60	1298	8,00	0,67
2015	8128	8,50	1393	7,30	0,67
2020	11760	7,70	1978	7,30	0,68
2025	19254	10,70	3138	9,90	0,7

Fuente: Plan Eléctrico Bolivia 2025, 2014

Vale la pena resaltar que desde la nacionalización del sector eléctrico y la refundación de ENDE las energías renovables han cobrado mayor relevancia en las políticas públicas nacionales, que se ha concretado en la realización de importantes proyectos de estas características y en la introducción en agenda de otros tantos.

En efecto, en enero de 2014 se puso en marcha el parque Eólico de Qollpana, ubicado en el municipio de Pocona en Cochabamba, que cuenta con una capacidad instalada de 3 MW. Ese mismo año, pero en el mes de octubre, también se inaugura la Planta Solar Fotovoltaica de Cobija, con una potencia instalada de 5 MW. En ejecución se encuentra la Segunda Fase del Parque Eólico Qollpana, que instalará 8 nuevos aerogeneradores, con los que adicionara 24 MW al SIN.

En fase de estudio técnico, económico, social y ambiental (TESA) se encuentran las Plantas Eólicas de Warnes, San Julián y El Dorado del departamento de Santa Cruz; las Plantas Solar fotovoltaica de Oruro y Uyuni, y el Proyecto Piloto Planta Geotérmica de Laguna Colorada, todos en el departamento de Potosí; el proyecto eólico La Ventolera y la planta solar de Yunchara, ambas en el departamento de Tarija. Todavía en fase de proyecto se encuentran las Plantas de Biomasa en Cobija, San Buenaventura y Riberalta, al igual que el parque solar Riberalta-Guayaramerin.

Se contempla un aprovechamiento importante de las energías renovables, pues se instalaran en los próximos años 11.762 MW de diferentes fuentes.

Esta cartera de proyectos es bastante dinámica, el listado mostrado intenta recoger todo lo que se ha venido informando sobre los futuros proyectos de generación eléctrica hasta el año 2025, solo como ejemplo en esta proyección el proyecto El Bala tiene una potencia de 1600 MW, mientras que las nuevas alternativas planteadas (El Chepete + El Bala) desde principios de año se consigna como 3676 MW.

Tabla 2. Cartera de Proyectos de Generación al 2025

Proyectos	Potencia (MW)	Año de ingreso
Termoeléctrica de Warnes	200	2015
Hidroeléctrica Misicuni	120	2016
Eólico Qollpana II	24	2016
Biomasa San Buenaventura	10	2016
Turbinas de convenio Brasil	86	2017
Eólico Warnes	20	2017
Eólico La Ventolera	20	2017
Geotérmica Apacheta	5	2017
Solar Oruro Fase I	50	2017
Solar Yunchara	5	2017
Solar Uyuni Colcha k	50	2017
Solar Riberalta - Guayaramerin	5	2017
Cierre Ciclo Combinado Sur	80	2017
Cierre Ciclo Combinado Entre Ríos	50	2017
Cierre Ciclo Combinado Warnes	80	2017
Hidroeléctrica San José	124	2018
Eólico San Julián	30	2018
Eólico El Dorado	30	2018
Solar de Oruro Fase II	50	2019
Ciclo Combinado Termoeléctrica del Sur	240	2019
Ciclo Combinado Entre Ríos	330	2019
Ciclo Combinado Warnes	200	2019
Termoeléctrica dedicada al Brasil	480	2019
Biomasa Cobija	20	2019
Biomasa Riberalta	20	2019
Eólico Qollpana III	12	2019
Hidroeléctrica Miguillas	200	2020
Programa de desarrollo de PCHs	200	2020
Geotérmica Laguna Colorada etapa 1	50	2020
Ciclo Combinado Guaracachi 11	36	2020
Ciclo Combinado Santa Cruz 1 y 2	28	2020
Ciclo Combinado Carrasco 1 y 2	52	2020
Hidroeléctrica Banda Azul	93	2020
Hidroeléctrica Ivirizu	253	2020
Hidroeléctrica Carrizal	347	2021

Hidroeléctrica Icona	105	2022
Hidroeléctrica Ambrosia	115	2022
Hidroeléctrica Icla	120	2022
Hidroeléctrica Puesta Margarita	150	2022
Hidroeléctrica Molineros	132	2022
Laguna Colorada Etapa 2	50	2023
Hidroeléctrica Rositas	400	2024
Hidroeléctrica Cachuela Esperanza	990	2025
Hidroeléctrica El Bala	1600	2025
Complejo Hidroeléctrico Río Grande	3000	2025
Binacional Madera	1500	2025
Total nueva potencia	11762	

Fuente: Elaboración propia en base al PEEP 2025 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014)

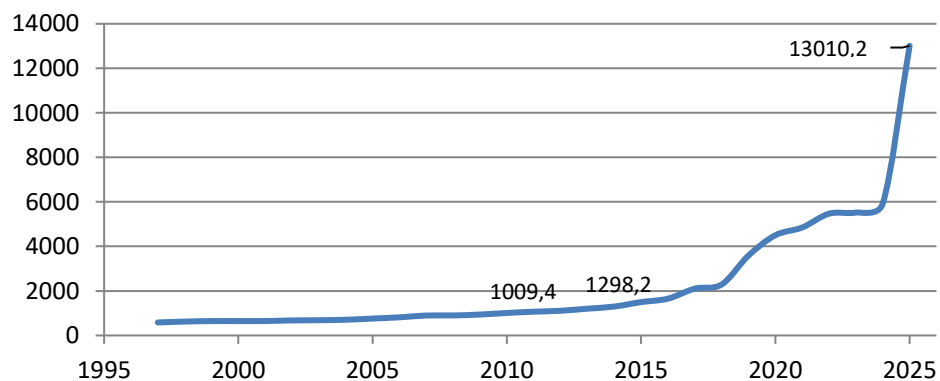


Figura 4: Comportamiento esperado de la nueva potencia instalada nacional al 2025 (GWh).

Fuente: Adaptado de ENERGETICA, 2016

Agrupando por fuentes, el escenario de proyectos de generación se muestra en la Tabla 3.

La distribución de aportes de las diferentes fuentes renovables y no renovables se muestra en la Figura 5. Exceptuando la energía de origen térmico (1.862 MW) que representa un 16%, el resto de centrales utilizan fuentes de energía renovables.

En todo caso la fuente mayor es la hidráulica que, si es analizada a detalle, presenta una concentración en Mega centrales hidroeléctricas. Es decir, el 75% de la potencia hidráulica que se espera instalar dependerá de 4 megaproyectos a realizar. Por otro lado, también se observa que el programa de Micro centrales

Hidroeléctricas, no registra proyectos (aunque se conoce de varias iniciativas que estarían en procesos de identificación).

Tabla 3. Capacidad instalada por fuente al 2025

Fuente	Potencia MW
Biomasa	50
Geotermia	105
Solar	160
Hidráulica	9449
Eólica	136
Termoeléctricas GN	1862
Total nuevas centrales	11762
Potencia existente al 2014	1248
Total potencia al 2025	13010

Fuente: Adaptado de ENERGETICA, 2016

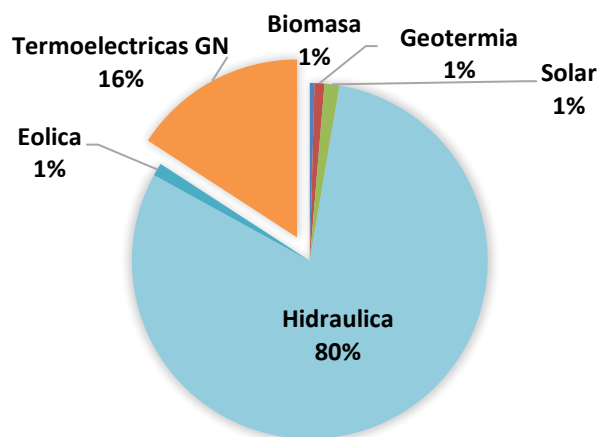


Figura 5: Composición de la potencia instalada los nuevos proyectos, 11762 MWh, las proyecciones del PEEP 2025.

Fuente: Adaptado de ENERGETICA, 2016

La participación de otras fuentes es prácticamente marginal. Todas aquellas consideradas como “alternativas” (eólica, geotermia, biomasa y solar) en conjunto aportan con el 4% de toda la potencia.

Tabla 4. Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas del PEEP 2025

Cantidad de proyectos	Rangos Centrales Hidroeléctricas	MW	%
-	Micro (<1 MW) + Mini (1-10 MW)	200	2
1	Pequeña (10-100 MW)	93	1
11	Grande CH (100 – 1000 MW)	2066	22
4	Mega CH (>1000 MW)	7090	75
	Total	9449	100

Fuente: Elaboración propia

A continuación se presenta el análisis y proyección de la energía generada. Para este efecto se debe considerar los factores de planta de cada central y con ellos se puede estimar la cantidad de energía a generar.

Tabla 5. Factores de Planta Estimados

Tipo de Central	Factor de Planta
Solar fotovoltaica	0,25
Eólica	0,3 – 0,4
Biomasa	0,25 – 0,5
Hidroeléctrica	0,65
Térmica a Gas	0,7
Geotérmica	0,8
Ciclo combinado	0,8

Fuente: Adaptado de ENERGETICA, 2016

La proyección de la energía generada hasta el año 2025, se muestra en la Figura 6.

De la misma forma que en potencia instalada, se puede observar que la participación de las hidroeléctricas será preponderante, ya que alcanzara el 72%, en segundo lugar estarán las centrales térmicas a gas con 12% y con una participación menor las centrales de ciclo combinado, con 11%.

Al conocer la energía generada y, la fuente y tecnología utilizada se puede calcular las emisiones posibles de CO₂ para ese escenario.

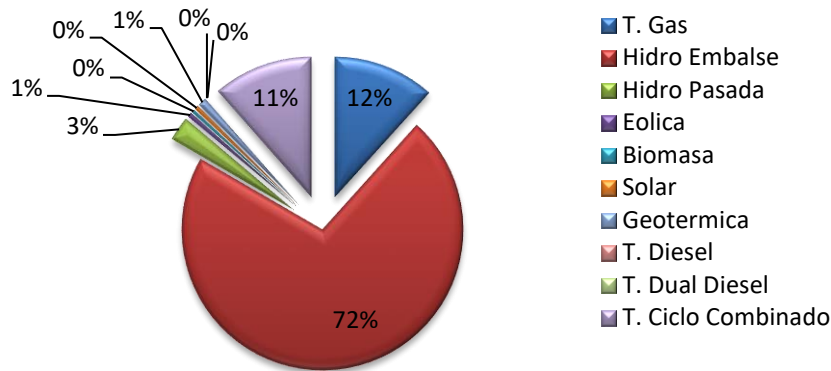


Figura 6: Composición Energía Generada al año 2025.

Fuente: Adaptado de ENERGETICA, 2016

4.3 El Potencial Solar de Bolivia

Es pertinente mencionar el alto potencial solar de Bolivia, pues, en el altiplano boliviano se tiene los mismos valores en radiación solar que el desierto de Atacama (zonas contiguas geográficamente). Debido a la altura y cielos límpidos, se incrementan los valores de radiación solar y, por otro lado el clima frío que se traduce en bajas temperaturas, mejora el rendimiento de los paneles fotovoltaicos.

Como información del potencial, un cálculo somero de lo que se podría lograr con energía solar fotovoltaica (Fernandez, 2017) en esa región, se muestra:

- Si asumimos que el consumo de electricidad total del país en el año 2015 alcanzo a 9 128 GWh, correspondientes a un parque generador de 1 393 MW, esa misma cantidad de energía podría generarse en zonas aledañas al Salar de Uyuni, en un área de 5,85 km x 5,85 km (34,2 km²) ⁽¹⁾.
- De la misma manera, si calculamos la superficie necesaria para abastecer la demanda total de electricidad al año 2025 se necesitaría un área de 9km por 9 km aproximadamente.

¹ Para el cálculo se considera una valor medio de radiación solar anual de 6.5 kWh/m²/día, y una eficiencia de conversión global en electricidad del 10%, se consideran solamente instalaciones fijas y tecnología mono cristalina en los paneles fotovoltaicos. Existen zonas donde inclusive se llega a 7.5 kWh/m²/día

- Finalmente si se considera la agenda de exportación (que implica un parque de generación de 13 010 MW y la generación de 79 777,3 GWh), la superficie necesaria sería de 18,3 km x 18,3 km.

En términos generales, esa demanda de superficie aún podría optimizarse si se utilizaran por ejemplo tecnologías de seguimiento solar, etc. Si se considera que el salar de Uyuni tiene una superficie de 10 582 km² y que en la franja de mayor intensidad solar cuenta con una superficie aproximada de 100 000 km², prácticamente deshabitada, es indiscutible que existen las condiciones ideales para aprovecharla.

El cálculo realizado muestra el alto potencial solar existente en el país, pero es evidente que un gran problema para dar este salto es la intermitencia solar, pues de no contarse con un almacenaje de la misma, no sería posible utilizar la energía eléctrica en horario nocturno. Así, la complementariedad con otras fuentes renovables como la geotermia, hidroelectricidad, la eólica nocturna, etc. muestran un camino a investigar y desarrollar si se persigue el paradigma de energía sostenible y 100% renovable.

4.4 Inventarios de emisiones de carbono según el IPCC

El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), una entidad del Programa Ambiental de las Naciones Unidas (UNEP), que se dedica principalmente a evaluación de información de carácter científico, técnico y socioeconómico relacionado a las actividades humanas y su impacto potencial sobre el cambio climático, al igual que opciones para su mitigación y la adaptación al mismo (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2017), tiene como actividad principal la realización de inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), y genera documentos guías para la elaboración de inventarios a nivel nacional de las emisiones equivalentes de CO₂. Desde este punto de vista, uno de los resultados más prácticos e interesantes de estas guías, es la propuesta de una lista de factores de emisión de carbono especificadas para diferentes sectores tomados en cuenta en lo que vendría a ser las matrices energéticas nacionales (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006).

Gracias a estos factores de emisión, que representan la cantidad de CO₂ generado por unidad analizada, es que estudios con información limitada relacionada a las emisiones reales generadas por una fuente de generación, pueden ser desarrollados de manera prospectiva, ya que la disponibilidad de estos índices de emisión permiten realizar buenas aproximaciones de los casos reales que pueden ser luego utilizados a modo de referencia inicial. Estas bases de datos y guías son utilizadas en un sinnúmero de publicaciones, informes y estudios a nivel internacional, y en el caso de Bolivia particularmente, el uso de los factores de emisión es clave, debido a la versatilidad que representan y la poca disponibilidad de información basada en datos experimentales. Algunos ejemplos de estudios que utilizaron factores

de emisión son los inventarios de emisiones de Bolivia para los años 2002-2004 (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2004), un estudio que propone un análisis del sector energético en el tiempo y sus emisiones desde el punto de vista de la demanda (Lizarazu & Aliaga, 2013), o la estimación de un inventario de emisiones para la ciudad de Cochabamba (Pareja, Hinojosa & Lujan, 2012).

5 Metodología

5.1 Propuesta metodológica general

Basándose en el enfoque que la investigación propone, la metodología seguida por la investigación constó de 4 etapas generales:

- a) La primera etapa consiste en la propuesta de un modelo sencillo que represente las condiciones del sistema de generación eléctrica nacional para el año 2014, debido a que la disponibilidad de información exacta más reciente corresponde a este tiempo. Para la propuesta de este modelo se utilizó un enfoque bottom-up con la información disponible que permita brindar las características globales del sistema a un modelo simplificado.
 - Para definir este modelo se estudiaron las características actuales de las plantas eléctricas disponibles en el sistema basados en la lista de plantas generadoras disponible en la página del Comité Nacional de Despacho de Carga (Comite Nacional de Despacho de Carga, 2017), para posteriormente agregarlas en los sectores más relevantes en función del tipo de generación (térmica o renovable) y combustible utilizado (Gas natural o Diésel).
 - Para cada macro sector definido, “Centrales a GN” y “Generadoras a diésel”, se asignó un valor de eficiencia global respecto a su capacidad de conversión de energía térmica proveniente de combustibles a energía eléctrica. Para el macro sector “Plantas renovables” no se asignó un valor de eficiencia debido a que las fuentes de energía primaria que utilizan no emiten GEI durante su operación.
 - Una vez el modelo fue definido, el cálculo de emisiones de CO₂ se realizó basándose en los factores de emisión superiores disponibles en la Guía para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006) y la estimación de la energía térmica consumida por cada macro sector en el modelo a partir de las eficiencias propuestas y para la generación eléctrica registrada el año 2014 de cada sector.
- b) La segunda etapa consiste en la validación del modelo propuesto, en la cual los valores de emisiones de CO₂ calculadas a partir del modelo son comparadas con los cálculos teóricos correspondientes a la combustión

completa del total de combustibles consumido por cada sector en el mismo año, 2014.

- c) La tercera etapa de la investigación está ligada a la aplicación del modelo en 3 escenarios potenciales que podrían esperarse al año 2025, tomando como principal guía las propuestas que el Estado tiene para el desarrollo del sector de la generación eléctrica nacional en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014) y, proponiendo variaciones que se fundamentan.
- d) La cuarta y última etapa de la investigación consiste en estimar, con base en el modelo diseñado, las emisiones esperadas por el sector eléctrico nacional para cada escenario en el año 2025, donde se realizaron algunas modificaciones respecto a las características del modelo, como las eficiencias de transformación de energía térmica a eléctrica, fueron necesarias en función a cada escenario.

6 Resultados

6.1 Cálculo de emisiones y validación del modelo base

El modelo base, consta de 3 macro sectores analizados en esta investigación. Para su representación se escogió un formato tabular (Tabla 7) en el cual se expresen los valores más representativos para la investigación, siendo estos la generación eléctrica de la cual es responsable, la eficiencia promedio por sector de conversión de energía térmica a eléctrica, los factores de emisión utilizados y las emisiones de CO₂ esperadas.

A partir de estos resultados se observa que el modelo muestra un total de 3 161,04 Gg de CO₂ a lo largo del año. Inicialmente este valor no representa mucho ya que no es posible compararlo con datos de otros inventarios pasados, debido a que la situación del sector eléctrico es altamente dinámica en periodos relativamente cortos ⁽²⁾.

² Un ejemplo claro de esto puede observarse al revisar los datos del inventario de emisiones de carbono realizado el 2004, donde las emisiones correspondían a 1718,5 Gg el 2004 (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2004), en un sector fuertemente definido por el gas natural y diésel como principales contribuyentes de la generación eléctrica.

Tabla 6. Modelo simplificado del sector eléctrico nacional para el 2014

Tipo de central	Potencia instalada MW	% de energía generada	Generación GWhel	Eficiencia conversión (térmica a eléctrica)	Energía utilizada GWhth	Factor de emisión (IPCC) kg/TJth	Emisiones de CO2 Gg
Centrales a GN	1084,80	69,00	5159,60	0,35	14741,71	58300,00	3093,99
Generadores a diésel	34,30	1,00	74,70	0,30	249,00	74800,00	67,05
Plantas Renovables	495,70	30,00	2243,30	-	-	-	-
Total	1614,80	100,00	7477,70				3161,04

Fuente: Elaboración propia

Al disponer, para el año 2014, con un registro exacto del total de combustibles utilizados en las plantas termoeléctricas (56 427 MMPC de Gas Natural (GN) y 23 468 m³ de diésel (CNDC, 2015)), se puede realizar un cálculo de la cantidad de CO₂ que, según reacciones de combustión química, pueden ser liberados al medio. El resultado de este cálculo básico permite entender que aproximadamente se emiten 3 136 Gg de CO₂ correspondientes por la quema de GN, si se asume que casi su totalidad está compuesta por metano, y aproximadamente 63 Gg de CO₂ proveniente de la combustión de diésel, asumiendo un poder calorífico de 36,24 MJ/L (Chevron, 2007).

Comparando este último resultado basado en los totales de combustible utilizado, 3 199 Gg de CO₂, con el valor obtenido por el modelo es posible ver que existe un error entre el modelo y el caso real de solamente 1,2% en la estimación, lo cual representa un aproximado bastante preciso por parte del modelo para el año analizado. También vale la pena tomar analizar el factor de emisiones global para el sector eléctrico obtenido por el modelo, correspondiente a 0,42 tonCO₂/MWh_{el}, valor muy similar a otros que pueden calcularse a partir de información disponible en algunos informes en línea de la IEA (International Energy Agency, 2014). Para el último año con información disponible, 2012, es posible estimar un factor de emisión correspondiente a 0,428 tonCO₂/MWh_{el}, que si bien no es el mismo año para el cual el modelo estima las emisiones, permite comprobar que los rangos entre los cuales se estima sus resultados son coherentes y pueden representar con bastante precisión la generación de emisiones de carbono del sector eléctrico, tomando en cuenta la sencillez del modelo.

6.2 Escenarios propuestos

A efecto de analizar escenarios de futuro se plantean las siguientes hipótesis:

- a) Escenario 1: Se cumple la cartera de proyectos presentada y se dispone de 13 GW al 2025, además de que se asume que las plantas termoeléctricas son adaptadas para funcionar con tecnologías de ciclo combinado, mejorando la eficiencia del aprovechamiento de combustible. Este escenario esta documentalmente respaldado con suficiencia, es decir se encuentra en las metas de planificación estatal, en los planes de expansión del sistema eléctrico nacional, es parte de los planes de exportación energética, adicionalmente existen los proyectos colaterales a la generación como ser los proyectos de transmisión en alta tensión y una serie de estudios que se están realizando.
- b) Escenario 2: Los grandes proyectos hidroeléctricos no se concretan, o se retrasan, pero el resto de los proyectos se ejecutan. Para este caso se asume que las termoeléctricas son adecuadas parcialmente para trabajar en ciclo combinado (solamente una fracción del total es adecuada). Este escenario (el más pesimista) considera dos incidentes probables: un movimiento social de

resistencia a las mega hidroeléctricas que podría, si no paralizar las mismas, al menos reducir las en potencia y adicionalmente retrasarlas, por lo que el 2025 no serían parte de la potencia instalada; una reducción sostenida de ingresos por exportación de GN (principal fuente de ingresos del país), como consecuencia de la baja de los precios internacionales del petróleo, podría afectar de alguna manera que la ejecución de proyectos en el sector eléctrico se ralenticen, y la postergación de nuevos proyectos costosos. Aun así, la expansión del sector eléctrico sería suficiente para cubrir la demanda interna y aún habría ciertos excedentes para la exportación.

- c) Escenario 3: Se reemplaza al menos 1/3 de los grandes proyectos hidroeléctricos con 2GW de energía solar fotovoltaica y 1 GW de energía eólica. En este caso se asume varias de las antiguas termoeléctricas no mejoran el rendimiento de consumo de combustible debido a que no son adecuadas a trabajar en ciclo combinado. Adicionalmente se considera que hay un giro sustancial de la planificación sectorial, hacia el uso intensivo de la energía solar y de la energía eólica en primera instancia, utilizando software predictivo de alta precisión que facilitan la gestión de estas fuentes intermitentes y poco flexibles, facilitando la planificación del pre-despacho de carga y logrando tasas importantes de inyección de energía solar y eólica en el SIN, con excedentes para la exportación.

Tabla 7. Escenarios de análisis 2025

	Potencia nueva instalada MW	Energía GWh/año
Escenario 1	11762	65885,27
Escenario 2	4672	26776,25
Escenario 3	7672	33784,25

Fuente: Elaboración propia

En los tres escenarios se debería sumar lo existe a 2014, correspondiente a la potencia instalada (1248 MW) y la energía generada (7836,5 GWh/año), para realizar los cálculos correspondientes.

6.3 Estimación de emisiones para los escenarios potenciales

A partir de los escenarios propuestos, siguiendo la misma metodología de cálculo para las emisiones de carbono que se utilizó para el modelo simplificado, se calcularon las emisiones esperadas en cada caso. Vale la pena recalcar que los valores de eficiencia de conversión energética para las Centrales a GN y Generadores a diésel fueron modificados en función de ponderaciones entre las eficiencias esperadas para los nuevos sistemas de ciclo combinado y las eficiencias de las actuales plantas de generación en el futuro.

La Tabla 8 muestra los resultados obtenidos para cada escenario, representados de manera similar al modelo base y las características clave de los cálculos.

6.4 Análisis y discusión

En el Escenario 1 el factor de emisión estimado es de solamente 0,09 tonCO₂/MWh_{el}, un factor extremadamente bajo si es que se lo compara con valores históricos nacionales (International Energy Agency, 2014). Para el Escenario 2 podría esperarse un factor de emisiones de aproximadamente 0,21 tonCO₂/MWh_{el}, comparablemente más elevado al anterior escenario debido principalmente a que la cantidad total de energía generada, proveniente de fuentes renovables, se reduce considerablemente. Por último, el Escenario 3 obtiene un factor global de emisiones correspondiente a 0,19 tonCO₂/MWh_{el}, valor menor al previo debido a que a pesar de que las emisiones generadas por el sistema son mayores, también lo es la generación de energía.

Se aprecia en los escenarios que la variable más relevante para alterar el sistema de generación está ligada a la cantidad de nueva generación proveniente del sector renovable ya que esta permite reducir los factores de emisión en todos los casos, siendo más claro esto en el Escenario 1. Sin embargo, independientemente de los factores de emisión globales obtenidos por el sistema, la cantidad de emisiones totales generadas son definidas netamente por el consumo de combustible proveniente de plantas termoeléctricas.

Esto quiere decir que se deben velar siempre por sistemas de generación más eficientes en el consumo de combustibles, independientemente de la fracción total de energías renovables en el sistema. Lo apreciado en el Escenario 3 es un ejemplo interesante en el cual se ve que, a pesar de que este caso es responsable de una mayor cantidad de emisiones de CO₂, debido al efecto de la fracción de energías renovables en el sistema, aparentemente es más limpio que el Escenario 2, un escenario con sistemas termoeléctricos más eficientes que son capaces de reducir las emisiones generadas para la producción de la misma cantidad de energía eléctrica pero cuya fracción de tecnologías renovables es limitada en comparación a los otros escenarios.

Tabla 8. Resultados del análisis de escenarios

	<i>Tipo de central</i>	<i>% de energía generada</i>	<i>Generación GWh</i>	<i>Eficiencia de conversión promedio</i>	<i>Emisiones de CO₂ Gg</i>
<i>Escenario 1</i>	<i>Centrales a GN</i>	17,50	12840,37	0,60	4491,56
	<i>Generadores a diésel</i>	6,40	4696,48	0,55	2299,39
	<i>Plantas Renovables</i>	76,10	55826,03	-	-
	<i>Total</i>		73362,87		6790,96
<i>Escenario 2</i>	<i>Centrales a GN</i>	37,49	12840,37	0,54	4993,16
	<i>Generadores a diésel</i>	13,71	4696,48	0,55	2306,06
	<i>Plantas Renovables</i>	48,80	16717,01	-	-
	<i>Total</i>		34253,85		7299,22
<i>Escenario 3</i>	<i>Centrales a GN</i>	31,12	12840,37	0,50	5394,80
	<i>Generadores a diésel</i>	11,38	4696,48	0,55	2316,14
	<i>Plantas Renovables</i>	57,50	23725,01	-	-
	<i>Total</i>		41261,85		7710,94

Fuente: Elaboración propia

7 Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en la validación del modelo simplificado del sector eléctrico nacional propuesto en la investigación, es posible concluir que este tiene la capacidad de representar con suficiente precisión al sistema actual a pesar de su sencillez. Estas características le permiten ser muy útil para realizar estudios preliminares del sector y las emisiones de las cuales es responsable, pero también, debido a la falta de detalle y desagregación en el modelo, su capacidad para describir de manera exacta los cambios discretos en el sistema limitada. De querer ser utilizado para estudios más detallados, la desagregación de los macro sectores analizados en modelo es necesaria.

Los escenarios propuestos en el sistema se encuentran netamente definidos por los proyectos futuros que se enuncian en el PEEP 2025, lo cual esto permite dar una cierta robustez a los escenarios propuestos, debido a que el estado debería hacer todo lo posible para poder implementar su cartera de proyectos propuestos (Escenario 1). Sin embargo, también se considera que la situación no puede ser siempre el ideal y se consideran escenarios intermedios en los que los proyectos son parcialmente implementados (Escenario 2) o donde son alterados significativamente (Escenario 3).

A partir de las estimaciones de las emisiones de carbono obtenidas en el análisis de escenarios es posible esperar que, sin importar el caso considerado en el futuro, el sistema eléctrico nacional se mueve hacia un tipo de generación compuesta por una matriz energética más limpia, basada en energías renovables, que permiten reducir significativamente las tasas de emisiones por unidad de energía generada.

Referencias Bibliográficas

- [1] AE. (2016). *Memoria Anual 2015*. La Paz: MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA.
- [2] Chevron. (2007). *Diesel Fuels Technical Review*. Obtenido de chevron.com: <https://www.chevron.com/-/media/chevron/operations/documents/diesel-fuel-tech-review.pdf>
- [3] CNDC. (2015). *Memoria 2014 - Resultados de la operacion del SIN*. Cochabamba: MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA.
- [4] Comité Nacional de Despacho de Carga. (1 de Enero de 2017). *DESPACHO DE CARGA REALIZADO (MW)*. Obtenido de cndc.bo: http://www.cndc.bo/media/archivos/boletindiario/dcdr_010117.htm

-
- [5] *Decreto Supremo N° 29644*. (16 de julio de 2008). La Paz, Bolivia: Gaceta Oficial de Bolivia.
- [6] ENERGETICA. (2016). *Proyección de la Energía Eléctrica al 2075*. Obtenido de energetica.org.bo.
- [7] Fernandez, M. (2017). *Hacia una matriz energetica renovable en latinoamerica*. Cochabamba.
- [8] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2006). *2006 IPCC guide lines for National Greenhouse Gas Inventories*. Institute for Global Environmental Strategies (IGES).
- [9] Intergovernmental Panel on Climate Change. (4 de Abril de 2017). *Task force on National Green House Gas Emissions*. Obtenido de [ipcc-nggip.iges.or.jp](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp): <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/index.html>
- [10] International Energy Agency. (2014). *CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights (2014 Edition)*.
- [11] Lizarazu, R., & Aliaga, J. (2013). Escenarios de emisión de gases de efecto invernadero CO2 en el sector energético en Bolivia. *LAJED*.
- [12] Ministerio de Hidrocarburos y Energia. (2014). *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*. La Paz: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.
- [13] Ministerio de Hidrocarburos y Energia. (2015). *Balance Energetico Nacional 2000-2014*. La Paz: MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA.
- [14] Ministerio de Medio Ambiente y Agua. (2004). *Inventario de emisiones de Bolivia: 2002 y 2004*.
- [15] Pareja, A., Hinojosa, M., & Lujan, M. (2012). *Inventario de Emisiones Atmosféricas Contaminantes de la Ciudad de Cochabamba, Bolivia, año 2008*. *Acta Nova*.