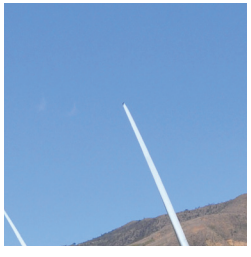
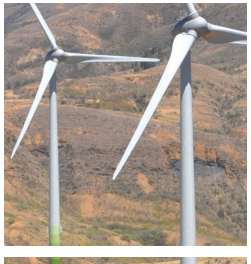
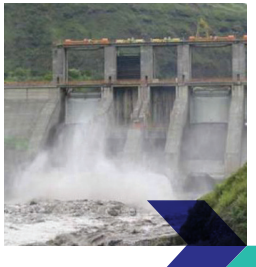
Guía para la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia







cooperación alemana
DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

MINISTERIO DE ENERGÍAS

Guía para la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia

Autor institucional:
Ministerio de Energías

Edición, diseño y diagramación:
Comunicación Programa de Energías Renovables (PEERR)

Esta publicación es apoyada por la Cooperación Alemana a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y el Programa de Energías Renovables PEERR.

Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento, sin fines comerciales, citando adecuadamente la fuente.

La Paz, Bolivia, octubre 2019

Contenido

Introducción **5**

Objetivos **9**

Primera sección – Cambio Climático **11**

1.1 Organismos, Instituciones y Acuerdos 11

1.2 Problemática del Cambio Climático 12

1.3 Acuerdo de París 14

1.4 Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) 15

Segunda sección – Sector Eléctrico en Bolivia **17**

2.1 Gases de Efecto Invernadero (GEI) por Fuentes Energéticas en Bolivia 17

2.2 Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) en Bolivia 20

Tercera sección – Cuantificación de la Reducción de Emisiones de GEI por Inversiones en Energía Renovable en Bolivia **23**

3.1 Metodologías 23

3.2 Definiciones, parámetros y datos importantes para el cálculo del factor de emisión del sistema eléctrico y reducción de emisión en proyectos de generación eléctrica 23

3.3 Procedimiento para el cálculo de factor de emisión y cuantificación de la reducción de emisiones actuales y futuras de GEI 27

3.4 Resultados 40

3.4.1 Proyectos de generación en operación y en proceso de implementación 40

3.4.2 Proyectos de generación en proceso de implementación 43

3.4.3 Inversiones previstas 50

Introducción

Las inversiones en energías renovables en Bolivia son implementadas como parte del compromiso asumido en el marco del Acuerdo de París (2016) para contribuir a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y frenar el cambio climático. Este compromiso surge de la necesidad de un desarrollo integral del sector energético, en un marco de equidad y sustentabilidad en armonía con la Madre Tierra; uno de los pilares fundamentales establecidos en la Constitución Política del Estado Plurinacional para el desarrollo económico y social del vivir bien.

El 17 de septiembre de 2016, mediante Ley 835, Bolivia ratifica su compromiso de formar parte del Acuerdo de París adoptado durante la Vigésima Primera Conferencia de las Partes (COP 21 en París) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Este acuerdo fue suscrito por el Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia el 22 de abril de 2016, quien entregó la ley aprobada por la Asamblea Legislativa Plurinacional de Bolivia a la Organización de las Naciones Unidas (ONU), en Nueva York.

En el marco de la ratificación del Acuerdo de París y el compromiso de combatir el cambio climático, Bolivia propone como Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC) soluciones estructurales, establecimiento de objetivos y definición de acciones para los sectores de agua, energía, bosques y agricultura.

Para el sector de energía, como alternativa a la generación de electricidad con gas, Bolivia propone la mejora de la eficiencia de las plantas energéticas tradicionales y el uso de fuentes de energías alternativas. Principalmente son relevantes las energías hidroeléctrica, solar, eólica, y geotérmica.

Asimismo, Bolivia establece que se impulsarán acciones con un enfoque de mitigación y adaptación al cambio climático y desarrollo integral, planteando compromisos detallados en la primera sección de la presente Guía Técnica.

Se toma como año base el 2010 para los cálculos de reducción de emisiones según lo dispuesto en el Acuerdo de París. El principal objetivo de este Acuerdo es limitar el calentamiento global en un máximo de 2°C y procurar que éste no supere los 1,5°C. Esta limitación se encuentra proporcionalmente relacionada con la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a través de medidas de mitigación y adaptación al cambio climático.

En este sentido, el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Energías, con el apoyo de la Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la GIZ y su Programa de Energías Renovables (PEERR) identificaron la necesidad de elaborar y poner al alcance del Sector Eléctrico un Estudio sobre la cuantificación de la reducción de emisiones de GEI actuales y futuras. Este estudio abarca los proyectos energéticos del país mediante la aplicación de las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), siendo la presente Guía Técnica un resumen del estudio mencionado.

Como efecto de su aplicación, a través de la presente Guía Técnica, se presentan los resultados de estimación de reducción de emisiones de tres escenarios:

A. Escenario de demanda actual: Parte de una proyección de la demanda interna de energía eléctrica del país, añadiendo proyectos de generación eléctrica (con unidades de gas natural; plantas hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas y una planta piloto de energía geotérmica). En 2030, la generación eléctrica anual del sistema alcanzará 21 TWh y la generación con fuentes renovables llegará a 7,8 TWh en 2030, correspondiente al 37% de la generación total del sistema eléctrico en ese año.

B. Escenario de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC): Suponen un aumento sustancial de la capacidad instalada del sistema eléctrico boliviano, que para el 2030 deberá llegar a 79% correspondiente a fuentes alternativas. La generación anual de electricidad alcanzará los 60 TWh en 2030 y la generación con fuentes alternativas 77% del total.

C. Escenario de 100% renovables: La generación con energía renovable llegará al 100% en 2030. Este escenario contempla las adiciones de capacidad de generación con energías renovables y alternativas incluidas en el escenario del NDC y un retiro gradual de la capacidad de generación con gas natural y a diésel. La generación de electricidad alcanzará 46 TWh en 2030.

La aplicación de las metodologías de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) a los tres escenarios fue realizada con el fin de cuantificar la reducción de emisiones actuales y futuras de las inversiones en Bolivia, en materia de eficiencia energética y energía renovable. Este Estudio tiene como alcance el Sistema Interconectado Nacional (SIN) regulado por la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). No se consideraron los sistemas aislados.

Se espera que esta Guía Técnica pueda ser aplicada por el Sector Eléctrico, instituciones u organizaciones involucradas y comprometidas con el cambio climático en el cálculo de la reducción de emisiones de GEI.

Objetivos

Objetivo General

El objetivo de la presente Guía Técnica, es proporcionar al Sector Eléctrico e instituciones u organizaciones involucradas y comprometidas con el cambio climático de Bolivia los resultados del Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia. Así como las metodologías, procedimientos y herramientas para cuantificar la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de proyectos energéticos en el país mediante la aplicación de las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

Objetivos Específicos

- Presentar los resultados del estudio en términos de reducción de emisiones en toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_2-e), por la implementación actual y futura de energías renovables y alternativas: solar, eólica, geotérmica e hidroeléctrica.
- Dar a conocer al Sector Eléctrico los compromisos que Bolivia asume a través de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) para el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París y los esfuerzos en términos de inversión en proyectos que se están implementando.
- Concientizar al Sector Eléctrico e instituciones u organizaciones involucradas y comprometidas con el cambio climático de Bolivia sobre la necesidad de expansión de las energías renovables para contribuir a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Primera sección
Cambio Climático

1.1 ORGANISMOS, INSTITUCIONES Y ACUERDOS

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC): Tiene como objetivo prevenir la interferencia humana "peligrosa" con el sistema climático. En 1992, la Cumbre para la Tierra dio lugar a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), como primer paso para afrontar el problema. Actualmente, cuenta con una composición casi universal con 197 países que han ratificado la convención, convirtiéndose en partes de la misma. Bolivia la ratificó en 1994 mediante Ley N° 1576.

Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC): Fue creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), con el objetivo de proporcionar una fuente objetiva de información científica y autorizada a nivel mundial sobre el cambio climático.

Protocolo de Kyoto: Protocolo de la CMNUCC, adoptado en 1997 en Kyoto, Japón. Obliga jurídicamente a los países desarrollados que son parte, a cumplir metas de reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El primer período de compromiso comenzó en 2008 y finalizó en 2012. El segundo período inició en 2013 y concluirá en 2020. Actualmente 192 países son partes de este acuerdo. Bolivia ratificó el Protocolo de Kyoto a través de la Ley 1988, el año 1999.

Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra (APMT): Fue creada en octubre de 2012, bajo la dependencia del Ministerio de Medio Ambiente y Agua (MMAYA). Desarrolla, administra, opera y ejecuta la Política de Cambio Climático a nivel nacional a través de sus mecanismos operativos de carácter técnico, metodológico y financiero con relación a la mitigación y adaptación al Cambio Climático.

Acuerdo de París: Acuerdo de la CMNUCC, entró en vigor en noviembre de 2016 durante la XXI Conferencia sobre Cambio Climático (COP 21 en París). Sin embargo, su aplicabilidad será a partir del año 2020, cuando finalice la vigencia del Protocolo de Kyoto. A diferencia del Protocolo de Kyoto,en este acuerdo las partes en la CMNUCC alcanzaron un acuerdo histórico.

Este acuerdo comprende que todos los países desarrollados, en vías de desarrollo y no desarrollados se comprometen a la implementación de medidas de mitigación al cambio climático, con el objetivo de combatirlo, acelerar e intensificar las acciones y las inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono.

1.2 PROBLEMÁTICA DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Según el último informe especial "Calentamiento Global de 1,5°C", del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), se define como cambio climático, al cambio en el estado del clima que puede identificarse mediante modificaciones en la media y/o la variabilidad de sus propiedades y que persiste durante un período prolongado, generalmente décadas o más. Puede deberse a procesos internos naturales o externos, tales como cambios de los ciclos solares, erupciones volcánicas y cambios antropogénicos que incidan en la composición de la atmósfera.

Según la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) se define como "un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables".

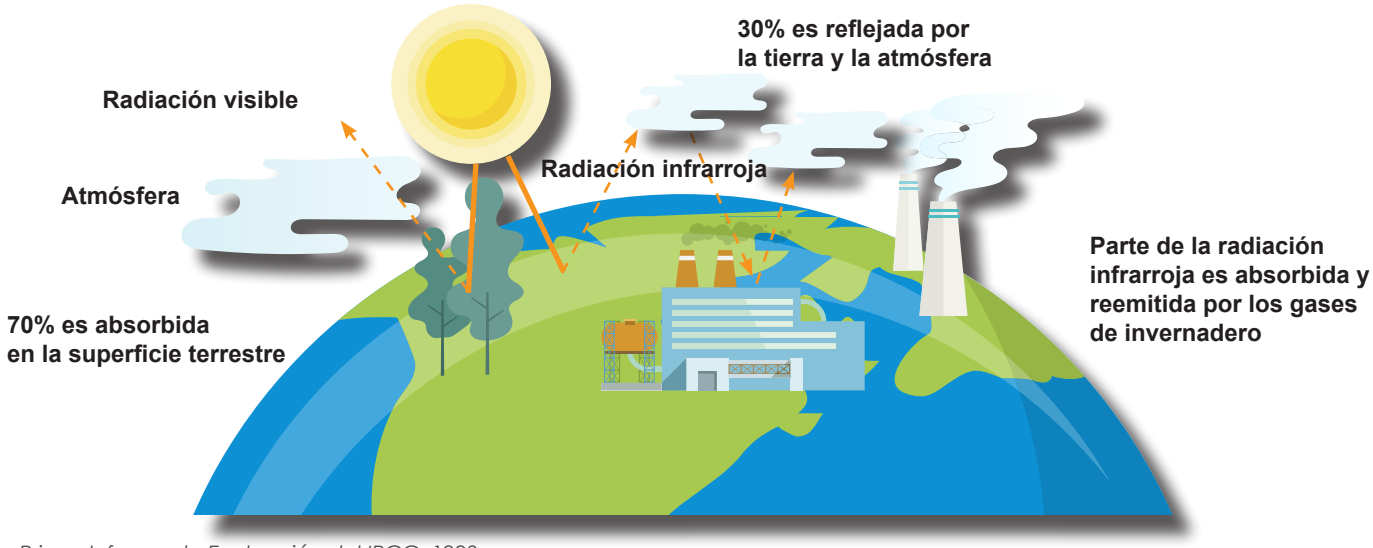
El cambio climático es un efecto del calentamiento global generado por los Gases de Efecto Invernadero (GEI), componentes gaseosos de la atmósfera (naturales o antropógenos) que absorben y emiten radiación generada por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera y por las nubes. Esta propiedad ocasiona el efecto invernadero, que garantiza una menor pérdida de calor desde la superficie de la Tierra, que se mantiene más caliente de lo que ocurriría si no existieran dichos gases, lo cual a su vez asegura la supervivencia de la vida en el planeta.

> *Los GEI primarios de la atmosfera son el dióxido de carbono (CO_2), vapor de agua (H_2O), óxido nitroso (N_2O), metano (CH_4) y ozono (O_3). Además, la atmósfera contiene cierto número de Gases de Efecto Invernadero enteramente antropógenos, como los halocarbonos u otras sustancias que contienen cloro y bromo,*

contemplados en el Protocolo de Montreal. El Protocolo de Kyoto contempla además de los GEI primarios, al hexafluoruro de azufre (SF_6), los hidrofluorocarbonos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC). (Fuente: IPCC)

La concentración media global en la atmósfera de la Tierra debería mantenerse en aproximadamente 400 partes por millón (ppm), donde cada parte por millón representa 2,13 mil millones de toneladas de carbono en la atmósfera *(Fuente: Carbon Dioxide Information Analysis Center. Oak Ridge National Laboratory)*. Sin embargo, en 2018, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) revelaron carbono (CO_2) pasó de 280 partes por millón (ppm) en la era preindustrial a 379 ppm en el año 2005; a 400,1 ppm en 2015; y a 415 ppm en 2019. Estos valores alcanzaron cifras históricas desde hace más de 3 millones de años, debido principalmente a la quema de combustibles fósiles, a la agricultura, el cambio de uso de la tierra, deforestación, entre otros.

En la imagen a continuación se pueden observar los valores de radiación solar que atraviesan la atmósfera, la fracción absorbida por la tierra debido a la concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI).



Fuente: Primer Informe de Evaluación del IPCC, 1992

Según el último informe especial del IPCC denominado "Calentamiento Global de 1,5°C" (2019), a la fecha el calentamiento inducido por el hombre alcanzó aproximadamente 1°C por encima de los niveles preindustriales, aumentando a 0,2°C por década. Este efecto se traduce en grandes perturbaciones en ecosistemas fundamentales para la supervivencia del ser humano, entre ellas la pérdida de glaciares, extinción de los bosques amazónicos, acidificación de océanos con la consecuente afectación de ecosistemas marinos. También, la disminución de productividad agrícola, variabilidad atmosférica con episodios extremos de tormentas, inundaciones y sequías; todo ello con un efecto directo sobre la seguridad alimentaria y acceso al agua potable.

Los países en desarrollo se encuentran más expuestos (vulnerables) a los efectos del cambio climático y tienen menos capacidad de reacción a sus efectos. Sin embargo, los países desarrollados se encuentran en mejores condiciones para hacer frente a los efectos del calentamiento global.

En el informe señalado, el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) subraya las evidencias del Cambio Climático y la urgencia de actuar para limitar cambios del clima, que conllevan graves consecuencias para la humanidad, especialmente para los países vulnerables.

1.3 ACUERDO DE PARÍS

En el Día de la Tierra (22 de abril de 2016), 175 líderes mundiales firmaron el Acuerdo de París en la sede de las Naciones Unidas. Este fue el acuerdo internacional que más países firmaron en una sola jornada. Desde entonces, otros también lo firmaron, llegando actualmente a 184 países.

El principal objetivo del Acuerdo de París es limitar el calentamiento global en un máximo de 2˚C y procurar que éste no supere los 1,5 ˚C.

- Asimismo, tiene como objeto fortalecer considerablemente los esfuerzos nacionales de mitigación y adaptación, incluso mediante el apoyo y cooperación internacional.
- Reconoce el principio de responsabilidades comunes, pero diferenciadas a la vez. Los países desarrollados deben apoyar a los países en vías de desarrollo para poder implementar las

medidas de mitigación y adaptación al cambio climático.

- Los países industriales se comprometieron a movilizar al año 2020 un valor de 100 billones de dólares americanos, siendo la herramienta central para la canalización, el Fondo Verde para el Clima (GCF por sus siglas en inglés). A partir del 2020, el Fondo Verde debe canalizar anualmente 100 billones de dólares americanos a proyectos.

Cada país puede recibir fondos a través de una Autoridad Nacional Designada (AND). En Bolivia se tienen dos autoridades nacionales designadas:

- El Ministerio de Planificación del Desarrollo, se constituye en el punto focal político.
- El Ministerio de Medio Ambiente y Agua, punto focal técnico (Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra).

Bolivia pretende cumplir los objetivos del Acuerdo de París y la agenda al 2030, integrando sus estrategias a los planes nacionales de desarrollo.

1.4 CONTRIBUCIONES NACIONALMENTE DETERMINADAS (NDC)

Son las principales herramientas del Acuerdo de París, que se traducen en compromisos que los países firmantes del acuerdo establecen voluntariamente para reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Se tienen 2 tipos de objetivos de las NDC:

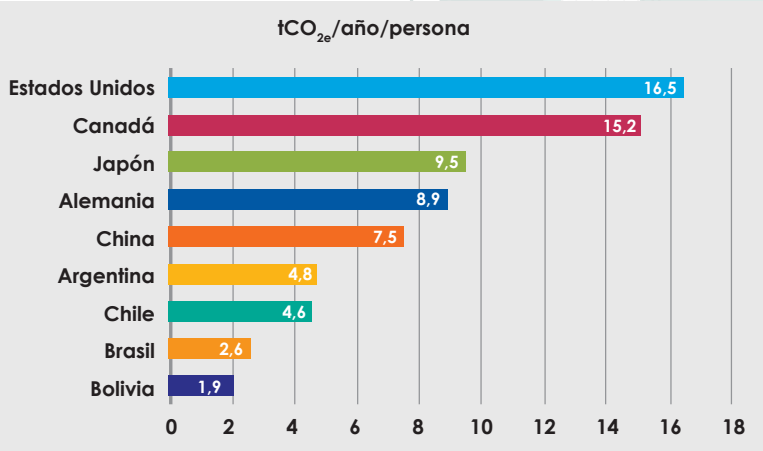
- Incondicionales son los que planea alcanzar un país con fondos propios.
- Condicionales son los que un país planea alcanzar, pero requiere apoyo de la cooperación internacional.

Más adelante, en la segunda sección se detallan las NDC que Bolivia asume con la firma del Acuerdo de París.

Segunda sección
Sector Eléctrico en Bolivia

2.1 GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) POR FUENTES ENERGÉTICAS EN BOLIVIA

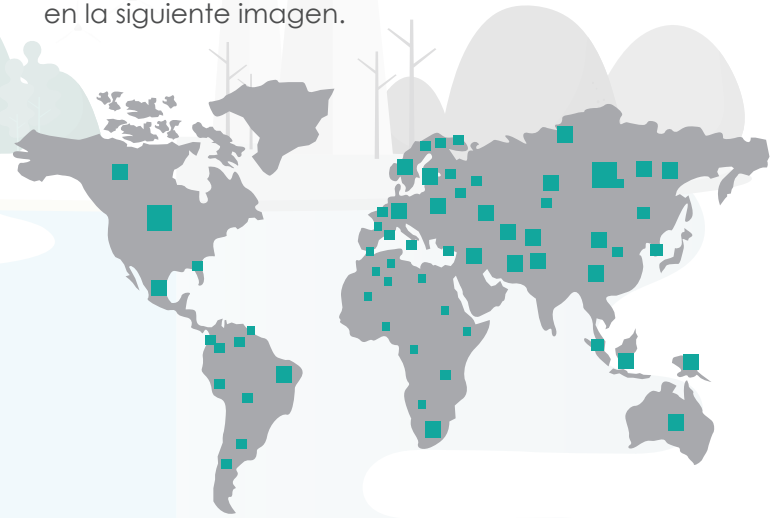
Como se puede ver en la gráfica a continuación, Bolivia es un país con bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) por fuentes energéticas. Sin embargo, asume un alto compromiso con la reducción de emisiones de CO2-e en el planeta, para lo cual se tiene como objetivo llegar al 2030 con un incremento de energías renovables al 79%.



Fuente: Elaborado en base a datos del Banco Mundial

Como se puede ver en la gráfica, las emisiones per cápita de tCO_2-e/año en Bolivia se encuentran en el rango de hasta 2 tCO_2-e/año/persona, a diferencia de países desarrollados con emisiones de hasta 16 tCO_2-e/año/persona.

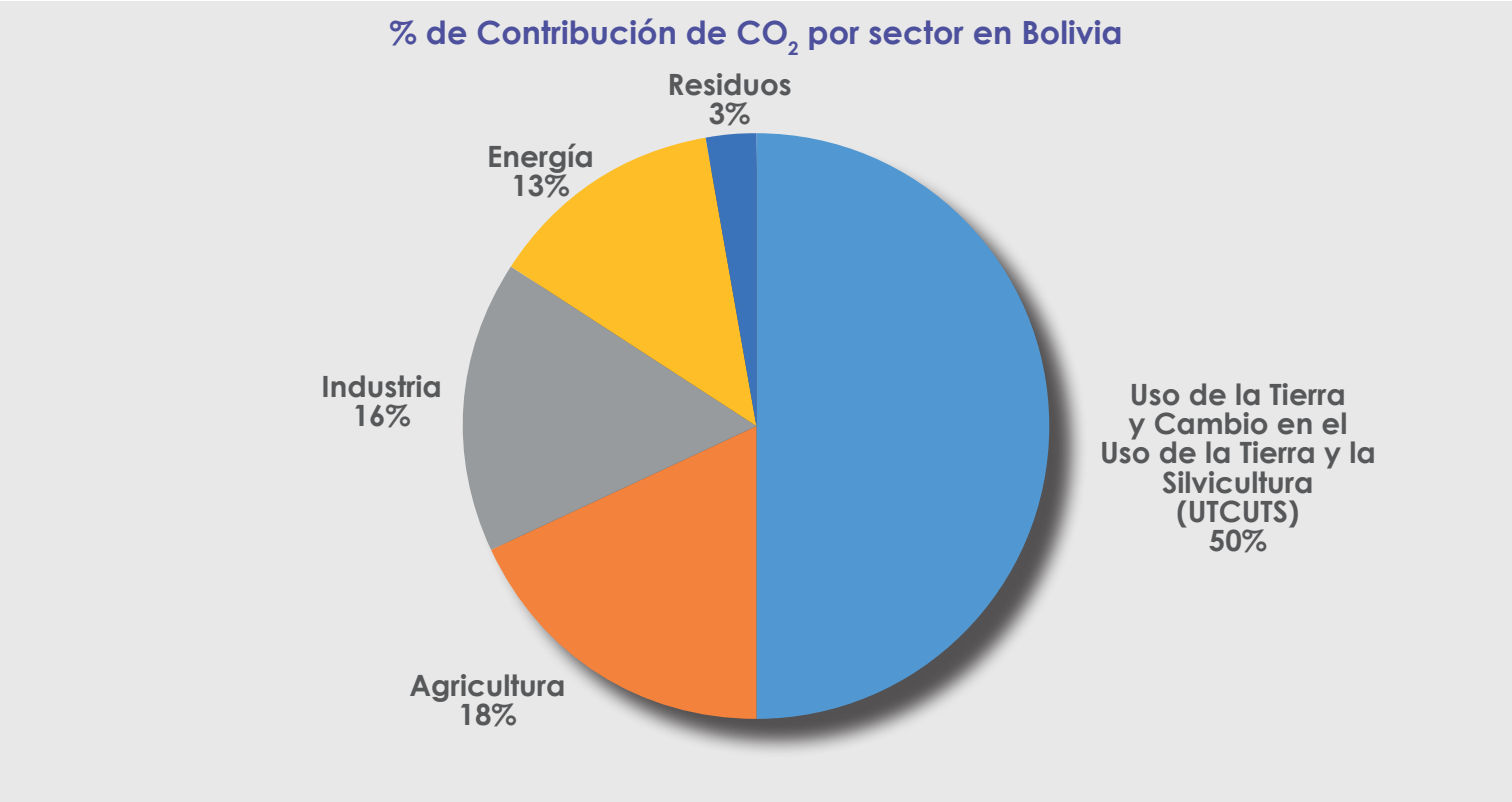
Los países desarrollados generan mayores cantidades de emisiones de Gases de Efecto Invernadero a diferencia de países en vías de desarrollo o no desarrollados, cuyas emisiones son relativamente bajas como se puede ver en la siguiente imagen.



Fuente: Global Carbon Atlas, 2016

¿Cuáles son los sectores que más contribuyen al Cambio Climático en Bolivia?

Según la segunda comunicación nacional del Estado Plurinacional de Bolivia ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, a nivel nacional los sectores que contribuyen con las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en términos de dióxido de carbono equivalente (CO_2-e) son:

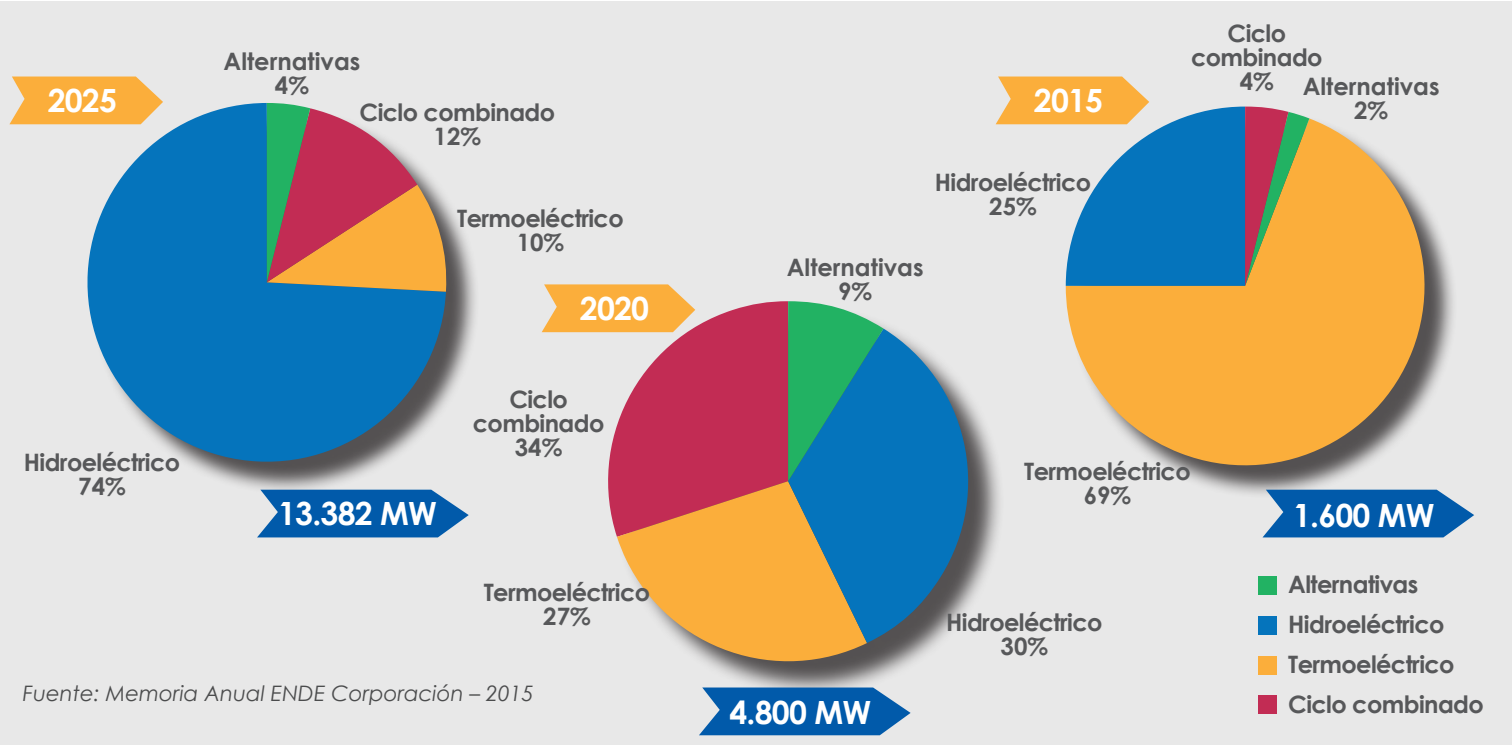


Fuente: Segunda Comunicación Nacional del Estado Plurinacional de Bolivia ante la CMNUCC

¿Cómo el Sector Eléctrico puede contribuir con la reducción de emisiones de GEI?

Actualmente, el sistema eléctrico nacional se encuentra compuesto principalmente por sistemas de generación basados en fuentes fósiles. El 67,2% de energía generada proviene de centrales termoeléctricas que utilizan como principales combustibles gas natural y diésel (Fuente: Memoria AE, 2018). La generación y el uso de la electricidad tienen contribuciones en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel nacional. Por esta razón, es importante un cambio de la matriz energética a fuentes de energía más eficientes y limpias para limitar el Calentamiento Global a través de la reducción de la dependencia de combustibles fósiles.

A continuación, se muestra el cambio previsto para la matriz energética en Bolivia:



Fuente: Memoria Anual ENDE Corporación – 2015

2.2 CONTRIBUCIONES NACIONALMENTE DETERMINADAS (NDC) EN BOLIVIA

Para la reducción de GEI y cumplimiento de los compromisos asumidos con la firma del Acuerdo de París, Bolivia propone en su NDC soluciones estructurales, marca objetivos y define acciones.

Para el Sector Eléctrico, en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC), Bolivia propone los siguientes objetivos incondicionales:

- Incrementar la participación de energías renovables a 79% al año 2030, respecto al 39% del 2010.
- Incrementar la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) del 2% el 2010 al 9% el 2030 en el total del sistema eléctrico, que implica un incremento de 1.228 MW al año 2030, respecto a 31 MW de 2010.
- Incrementar la potencia del Sector Eléctrico a 13.387 MW al año 2030 respecto de 1.625 MW el 2010.
- Reducir las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) por cobertura de electricidad de 14,6% el año 2010 a 3% el año 2025.
- Desarrollar el potencial exportador de electricidad generada principalmente por energías renovables, llegándose a exportar el año 2030 un estimado de 8.930 MW, incrementándose la renta energética del Estado.
- Reducir la pobreza moderada al 13,4% al año 2030 y erradicar la extrema pobreza al 2025, por impacto entre otros de la generación y cobertura de energía, incluyendo el incremento, distribución y redistribución de la renta energética.
- Contribuir al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) a 5,4% al 2030, debido a la incidencia del sector energético.

Para el logro de los resultados vinculados con el Sector Eléctrico se impulsarán las siguientes medidas y acciones:

- Cambio y diversificación de la matriz energética con el crecimiento de energías renovables a través de la construcción de plantas hidroeléctricas (pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, grandes centrales hidroeléctricas y multipropósito). Así como impulso a las energías alternativas (eólica, biomasa, geotérmica y solar) y uso de otras fuentes de energía (vapor ciclo combinado).
- Universalización energética que favorecerá el acceso universal de energías limpias con énfasis en la población con mayor pobreza.
- Ampliación de redes de tendido eléctrico para transmisión y cobertura de servicios de distribución.
- Participación del Estado Plurinacional en la generación energética, generando renta e implementando políticas de distribución y redistribución de riqueza.
- Promoción de exportación de energía adicional proveniente de fuentes de energía renovables, posicionando a Bolivia como centro energético regional con energías limpias.

Tercera sección
Cuantificación de la reducción de emisiones de GEI por inversiones en energía renovable en Bolivia

3.1 METODOLOGÍAS

La cuantificación de reducción de emisiones de GEI por inversiones en energía renovable en Bolivia fue realizada en base a la aplicación de las siguientes metodologías, de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC):

- **ACM0002:** Metodología consolidada para la generación con fuentes de energías renovables conectadas a la red. Se restringe a proyectos con energías renovables, entre ellos: eólica, solar fotovoltaica, geotérmica, así como proyectos de hidroenergía.
- **ACM0007:** Metodología consolidada para la conversión de ciclo abierto a ciclo combinado.
- **ACM0025:** Metodología consolidada para proyectos de nuevas plantas de generación con gas natural.

La herramienta metodológica para calcular el Factor de Emisión de un sistema eléctrico se conoce como Tool 07 y se encuentra disponible en el sitio web de la CMNUCC (https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf)

3.2 DEFINICIONES, PARÁMETROS Y DATOS IMPORTANTES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y REDUCCIÓN DE EMISIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Para la aplicación de las metodologías de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) se utilizaron los parámetros y fórmulas en su versión publicada originalmente (inglés). A continuación, se detallan las definiciones de los principales parámetros considerados en el cálculo, insertando en el paréntesis la abreviación utilizada en adelante:

Sistema Eléctrico (red): Sistema Interconectado Nacional (SIN) boliviano.

Factor de Emisión (EF): Es una representación de la intensidad de emisiones de GEI (tCO_2-e/MWh) asociada a la generación de energía eléctrica de las plantas conectadas a un sistema eléctrico (SIN).

El Factor de Emisión del SIN es la base para la estimación de reducciones de emisiones de proyectos de generación de energía eléctrica.

Factor de emisión del Margen de Operación (OM): Representa el efecto de un nuevo proyecto sobre la generación de unidades de generación ya conectadas al sistema eléctrico.

Factor de emisión del Margen de Construcción (BM): Representa el efecto de un nuevo proyecto sobre la secuencia de adiciones de la nueva capacidad de generación del sistema eléctrico.

Factor de emisión del Margen Combinado (CM): Es un promedio ponderado de los factores de emisión de los márgenes de operación y construcción.

Como resultado de la aplicación de la herramienta metodológica denominada "Tool 07", cuyo procedimiento se encuentra detallado en el punto 3.3. (ecuaciones 1 a la 6) se obtuvieron los siguientes Factores de Emisión (EF) para el SIN:

Tabla 1: Resumen del cálculo de Factor de Emisión del Sistema Eléctrico

Factor de Emisión del margen de operación	
$EF_{red,\ OMpromedio,2008}$	0,34 tCO_2-e/MWh
$EF_{red,\ OMpromedio,2009}$	0,36 tCO_2-e/MWh
$EF_{red,\ OMpromedio,2010}$	0,39 tCO_2-e/MWh
$EF_{red,\ OM,2010}$	0,36 tCO_2-e/MWh
Factor de Emisión del margen de construcción	
$EF_{red,\ BM,2010}$	0,55 tCO_2-e/MWh
Factor de emisión del margen combinado	
$EF_{red,\ CM,2010}$	
Energía solar y eólica	0,41 tCO_2-e/MWh
Otras fuentes de energía	0,46 tCO_2-e/MWh

Fuente: Resultados del "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

¿Cuál es el Factor de Emisión de la red eléctrica en Bolivia?
El factor actual representativo es 0,4 tCO_2-e/MWh, es decir que por cada 1000 kWh que consumimos se emiten 400 kg de CO_2 la atmósfera.

Para el cálculo del Factor de Emisión del Margen de Operación (OM) existen varias alternativas, las cuales se muestran a continuación:

- **LCMR:** (Low-Cost/Must-Run por sus siglas en inglés). Energía de bajo costo o que se despacha independiente de su costo marginal (Ej.: Hidros de pasada, unidades forzadas y energías alternativas).

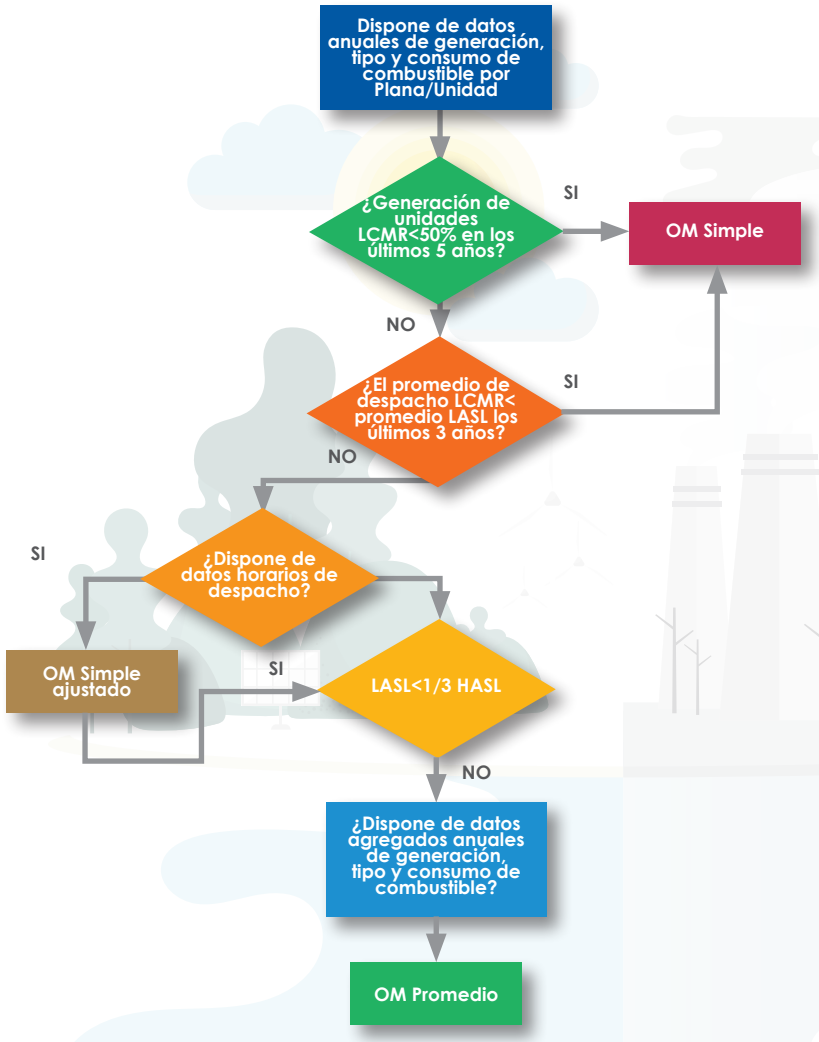
- **OM simple:** Es el promedio ponderado de la generación de emisiones de CO_2 por unidad de generación neta de electricidad (tCO_2-e/MWh) de todas las centrales generadoras que dan servicio al sistema. No se incluyen las centrales o unidades de bajo costo que deben funcionar (LCMR).

- **OM despacho de carga:** Basado en las unidades que se despachan por hora, no es aplicable a los datos históricos y requiere un monitoreo anual.

- **OM simple ajustado:** Es una variación de la OM simple, donde las centrales o unidades de energía (incluidas las importaciones) se separan en fuentes de energía LCMR y otras fuentes de alimentación denominadas "m"; que se refiere a todas las unidades que operan en el sistema, excepto las LCMR.

- **OM promedio:** Razón entre las emisiones totales de las plantas conectadas al sistema eléctrico y la generación de todas las plantas conectadas al sistema. Incluye plantas LCMR.

Para seleccionar la mejor alternativa de cálculo del Factor de Emisión de Margen de Operación (OM) se procede de la siguiente manera:



Fuente: Curso de capacitación sobre la metodología usada en el "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

En Bolivia se utilizará la alternativa de "OM promedio" debido a que se tiene la información necesaria para aplicar esta alternativa. El principal criterio para seleccionar el método es la disponibilidad de información.

El factor de emisión del OM promedio se puede calcular al inicio de un periodo (ex ante) o puede actualizarse periódicamente (ex post). El escenario NDC hace referencia a la gestión 2010 como año base; por lo tanto, todas las adiciones y retiros de capacidad a partir de esa fecha hacen parte de ese escenario.

Los factores de emisión del SIN calculados en años posteriores a 2010 reflejarán el escenario de implementación del NDC boliviano, que incorporaría progresivamente la nueva capacidad de generación con fuentes de energía: solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica, ciclo combinado y con gas natural.

Donde:

LCMR: Energía de bajo costo o que se despacha independientemente de su costo marginal (Ej.: Hidros de pasada y Unidades forzadas).
LASL: Carga mínima registrada (MW) en el Sistema Eléctrico Aplicable en el año.
HASL: Carga máxima registrada (MW) en el Sistema Eléctrico Aplicable en el año.

3.3 PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE FACTOR DE EMISIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES ACTUALES Y FUTURAS DE GEI

A) DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA UN DETERMINADO AÑO

Terminología empleada	Red = Sistema eléctrico-SIN OM = Margen de Operación OM PROMEDIO = Margen de Operación Promedio y = Año para la estimación del Factor de Emisión ∑ = Sumatoria de datos m = Cantidad de las unidades de generación eléctrica conectados al sistema eléctrico (SIN)
Los datos básicos necesarios son los siguientes:	• Velocidad de calentamiento de la unidad de generación eléctrica expresado en BTU/kWh* • Energía neta generada por año por unidad de generación eléctrica expresada en MWh *Solo corresponde a unidades de generación eléctrica producto de uso de combustibles convencionales. En el estudio se considera el empleo de gas natural

Al obtener los datos ya mencionados se procede al inicio de cálculos necesarios para la estimación del **FACTOR DE EMISIÓN DEL MARGEN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

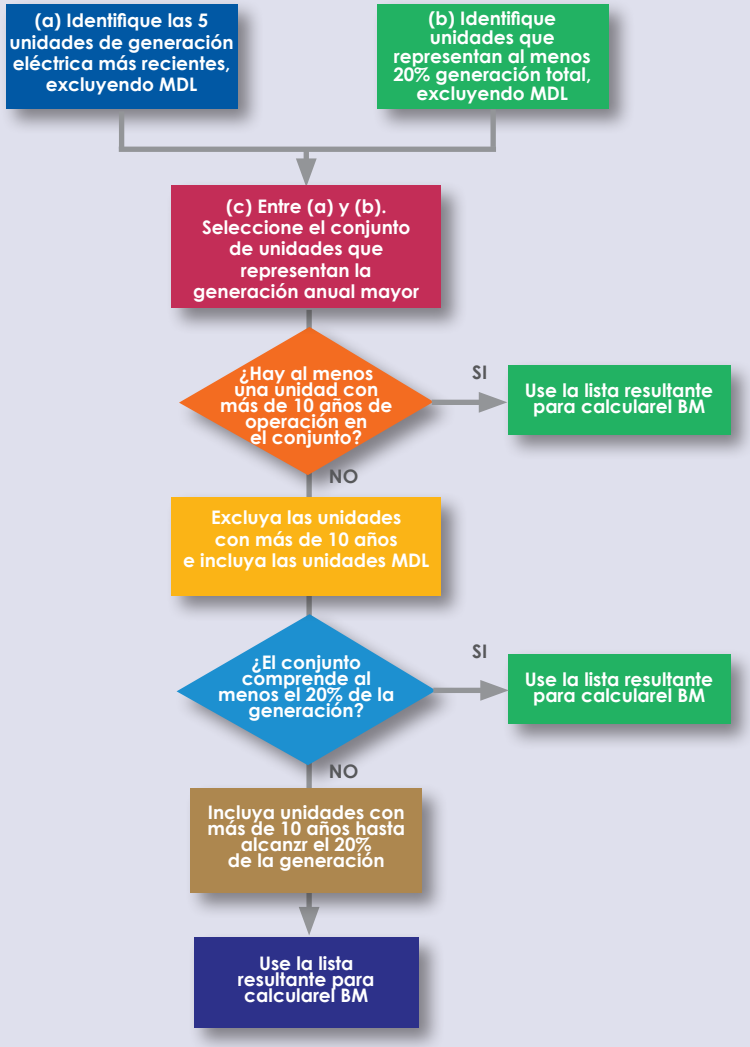
Para la estimación del factor de emisión del margen de operación del sistema eléctrico, se toman en cuenta las unidades de generación eléctrica ya existentes en el SIN hasta el año 2010, los cuales usaban como fuente de energía el gas natural.

Paso 1.- Se requiere la obtención de la eficiencia de cada unidad de generación eléctrica mediante la siguiente fórmula:	1 $\eta_{m,y} = \frac{1}{\left(\frac{Velocidad\ de\ Calentamiento}{3412{,}1}\right)}$	**Donde:** $\eta =$ Es la eficiencia de la unidad de generación eléctrica en un determinado año (y), expresada en porcentaje (%). $Velocidad\ de\ Calentamiento =$ Velocidad de calentamiento de la caldera de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y), expresada en BTU/kWh.

Paso 2. En segundo lugar, se procede a determinar el factor de emisión de una Unidad de Generación Eléctrica. Se reemplaza en la fórmula 2 los resultados obtenidos en la fórmula 1:	**2** $EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \times 3,6}{\eta_{m,y}}$	**Donde:** $EF_{EL,m,y}$ = Es el factor de emisión de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/MWh. η = Es la eficiencia de la unidad de generación eléctrica de en un determinado año (y), expresada en porcentaje (%). $EF_{CO_2,m,i,y}$ = Es el factor de emisión del combustible utilizado en una Unidad de Generación Eléctrica en un determinado año (y), siendo para Gas Natural el siguiente valor: 0,0561 tCO_2-e/GJ.
Paso 3. Una vez obtenido el valor del factor de emisión de una Unidad de Generación Eléctrica (fórmula 2) se remplaza en la siguiente fórmula para obtener el factor de emisión del margen de operación:	**3** $EF_{\mathrm{red,OMpromedio,y}} = \frac{\sum_{\mathrm{m}}(\mathrm{EG_{m,y}} \cdot \mathrm{EF_{EL,m,y}})}{\sum_{\mathbf{m}} \mathrm{EG_{m,y}}}$	**Donde:** $\mathrm{EF_{red,OMpromedio,y}}$ = Es el factor de emisión del margen de operación para un determinado año (y), esta expresado en tCO_2-e/MWh. $EG_{m,y}$ = Es la cantidad de energía neta generada en un determinado año (y) por una unidad de generación eléctrica, expresada en MWh. $EF_{EL,m,y}$ = Es el factor de emisión de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/MWh
Nota: El estudio elaborado presenta los resultados tomando en cuenta el factor de emisión del margen de operación para “cada unidad de generación eléctrica” que forma parte del SIN hasta el año 2010.		
Paso 4. A partir de los valores ya obtenidos en las anteriores fórmulas (fórmulas 1, 2 y 3), se procede a estimar el factor de emisión del sistema eléctrico.	**4** $EF_{red,OM,y} = \frac{\sum EG_{\mathrm{y}} \cdot EF_{red,OMpromedio,y}}{\sum_i EG_{m,y}}$	**Donde:** $EF_{red,OM,y}$ = Es el factor de emisión del margen de operación del sistema eléctrico (SIN) para un determinado año (y), está expresado en tCO_2-e/MWh. $\mathrm{EF_{red,}}$ Es la cantidad de energía neta generada por todas las unidades de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico (SIN) de un determinado año (y). Está expresado en MWh. $\mathrm{EF_{red,OMpromedio,y}}$ = Factor de emisión del margen de operación para un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/MWh. $EG_{m,y}$ = Es la cantidad de energía neta generada en un determinado año (y), por una unidad de generación eléctrica, expresada en MWh.

Cálculos necesarios para la estimación del **FACTOR DE EMISIÓN DEL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

Para este cálculo primero es necesario determinar los datos a utilizar. Se seleccionarán siguiendo el procedimiento descrito a continuación:



Paso 1. Estimación del factor de emisión del margen de construcción. Para esto es necesario remplazar los resultados de la "fórmula 2" en la siguiente formula: (Se consideran proyectos con inicio de actividades entre el 2006 al 2010)	**5** $$EF_{red,BM,y} = \frac{\sum_m (EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}}$$	**Donde:** $EF_{red,BM,y}$ = Es el factor de emisión del margen de construcción para un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/MWh. $EG_{m,y}$ = *E*s la cantidad de energía neta generada en un determinado año (y) por la unidad de generación eléctrica (*m),* expresada en MWh. $EF_{EL,m,y}$ = Es el factor de emisión de una Unidad de Generación Eléctrica en un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/Mwh.
Cálculos necesarios para la estimación del **FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**		
Paso 1. Por último, se obtiene el factor de emisión del margen combinado (esto incluye fuentes de energía alternativa y otras fuentes de energía actuales) remplazando los resultados de la fórmula 4 y fórmula 5 en el siguiente cálculo:	**6** $$EF_{red,CM,y} = (EF_{red,OM,y} \cdot \omega_{OM}) + (EF_{red,BM,y} \cdot \omega_{BM})$$	**Donde:** $EF_{red,CM,y}$ = *E*s el factor de emisión del margen combinado para un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/MWh. $EF_{red,OM,y}$ = Es el factor de emisión del margen de operación del Sistema Eléctrico (SIN) para un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/MWh. $EF_{red,BM,y}$ = *E*s el factor de emisión del margen de construcción para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/MWh. ω_{OM} = Es el factor de ponderación del factor de emisión del margen de operación. Este valor es 0,75 para proyectos de generación con energía eólica y solar, y 0,5 para cualquier otro tipo de proyecto. ω_{BM} = Es el factor de ponderación del factor de emisión del margen de construcción. Este valor es 0,25 para proyectos de generación con energía eólica y solar; y 0,5 para cualquier otro tipo de proyecto.
De la aplicación de las fórmulas detalladas anteriormente se tiene como producto los factores de emisión del sistema eléctrico (SIN) en Bolivia.		

B) DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO PARA EL CÁLCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

Posteriormente, la metodología implica el cálculo de la reducción de emisiones por la implementación de fuentes de energía renovable incluyendo las hidroeléctricas, para un determinado año. El procedimiento de cálculo sigue la metodología adoptada en el marco del Protocolo de Kioto.

Se aplicó la metodología en tres escenarios, los mismos se muestran a continuación:

1. Escenario de demanda actual
2. Escenario con las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC)
3. Escenario de 100% renovables

1.CÁLCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES EN PROYECTOS DE CIERRE DE CICLO ABIERTO EN UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Para calcular las reducciones de emisiones () para ciclo abierto se requiere los siguientes datos de cada unidad de generación eléctrica.	• Velocidad de calentamiento de la planta • Generación de energía neta • Generación de energía máxima en los últimos 3 años • Generación de energía durante 3 años anteriores • Factor de capacidad del proyecto • Consumo de gas natural • Capacidad de generación del proyecto

Paso 1. Primero se debe calcular la eficiencia a partir de la siguiente fórmula

7

$$\eta_{m,y} = \frac{1}{\left(\frac{Velocidad\ de\ Calentamiento}{3412{,}1}\right)}$$

Donde:

$\eta =$ Es la eficiencia de la unidad de generación eléctrica en un determinado año (y), expresada en porcentaje (%).

$Velocidad\ de\ Calentamiento =$ Velocidad de calentamiento de la caldera de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y), está expresada en BTU/kWh.

Paso 2. Una vez obtenida la eficiencia se procede a estimar el factor de emisión del proyecto remplazando el resultado de la fórmula 7 en la fórmula 8:	**8** $EF_{CO2,pj} = \frac{0.0561 \times 3{,}6}{\eta_{m,y}}$	**Donde:** $EF_{CO2,pj}$ = Es el factor de emisión de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/Mwh 0.0 Es la eficiencia de la unidad de generación eléctrica de un determinado año (y), expresada en porcentaje (%) 0.0561 = Es el factor de emisión del combustible utilizado en una Unidad de Generación Eléctrica. Para este estudio se considera las emisiones del Gas Natural.
Paso 3. Debemos obtener la generación neta del proyecto empleando la siguiente fórmula:	**9** $EF_{pj,adj,y} = 8760\ X\ Factor\ de\ Capacidad\ X\ capacidad$	**Donde:** $EF_{pj,adj,y}$ = Es la generación neta del proyecto en un determinado año (y), expresada en MWh. Factor de capacidad = Este valor es obtenido del proyecto respecto la capacidad del proyecto. Capacidad = Es la capacidad de la Unidad de Generación eléctrica, este valor puede ser obtenido del proyecto.
Nota: La fórmula 9 solo se utiliza para calcular la generación estimada de una unidad de generación eléctrica en un determinado año futuro, considerando que no se tenga información referente a la generación en ese periodo. Esto solo se aplicó en el estudio para unidades de generación en proyecto.		
Paso 4. Se procede a la obtención de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año con los datos obtenidos de las fórmulas 8 y 9; se procede a remplazar en la siguiente formula:	**10** $PE_y = EF_{CO2,pj} \times EF_{pj,adj,y}$	**Donde:** $EF_{CO2,}$ Es el valor de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año (y), expresada en tCO_2-e/MWh. $EF_{CO2,pj}$ = Es el factor de emisión de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/MWh
Nota: Si se tiene los datos necesarios sobre generación de energía eléctrica en cada año, se debe utilizar esa información (generación de energía de una unidad de generación eléctrica) y no utilizar la estimación (fórmula 9).		

Paso 5. También se debe calcular el valor de las fugas de emisiones derivadas del transporte, extracción procesamiento, transporte y distribución del gas mediante la siguiente fórmula:	Para determinar la existencia de fugas de emisiones (LEupstream,y) se debe considerar el máximo valor entre 0 y a , siendo a calculado de la siguiente manera: **11** $a = \left(FC_{GN,y} \cdot \text{EF}_{\text{GN,upstream}}\right) \cdot \left(1 - \frac{\frac{1}{3} \cdot \sum_{x=1}^{3} FC_{GN,x}}{FC_{GN,y}}\right)$ Entonces una vez obtenido “a” se procede a lo siguiente: **12** $LE_{upstream,y} = máximo\ entre\ 0\ y\ a$ Si “a” es menor a cero entonces se considera el valor de las fugas de emisiones (LEupstream,y) = 0 Si el valor de “a” es mayor a 0 se considera el valor de “a” como el valor de las fugas de emisiones (LEupstream,y) = a	**Donde:** $\text{EF}_{\text{GN,upstre}}$ Es el consumo de gas natural neto por el proyecto en un determinado año (y) expresado en TJ. $\text{EF}_{\text{GN,upstream}} =$ Es el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas. El factor de emisión tiene un valor de 2.9 (tCO_2-e/TJ). $FC_{GN,x} =$ Es el consumo de gas natural de la unidad de generación eléctrica en cada uno de los 3 años anteriores expresada en TJ. $LE_{upstream,y} =$ Son las fugas de emisiones causadas por los procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas en un determinado año (y), expresada en tCO_2-e/año.
Paso 6. Por último, necesitamos obtener las emisiones en el escenario de línea base, esto se calcula de la siguiente manera:	**13** $BE_y = (EG_{BL,AVR} \cdot EF_{CO2,BL,y}) + [(EG_{MAX} - EG_{BL,AVR}) \cdot \text{mínimo}(EF_{CO2,BL}, EF_{red,y})] + [(EG_{PJ,adj,y} - EG_{MAX}) \cdot EF_{red,y}]$	**Donde:** $BE_y =$ Son las emisiones en el escenario de línea base para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/año $EG_{BL,AVR} =$ Es el promedio de generación de energía eléctrica durante los anteriores 3 años expresados en MWh $EF_{CO2,BL,y} =$ Es el factor de emisión del margen combinado para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/MWh. (si corresponde varios valores de la misma planta se debe recalcular considerando todos los valores) $EF_{red,y} =$ Es la cantidad de energía máxima que una unidad de generación eléctrica podría producir en los 3 años anteriores $EF_{red,y} =$ Es el factor de emisión del margen combinado para otras fuentes de energía diferente a la eólica y solar (obtenida mediante fórmula 6) expresado en tCO_2-e/año $EF_{pj,adj,y} =$ Es la generación neta del proyecto en un determinado año (y) expresada en MWh/año

Paso 7. De esta forma con los resultados obtenidos de las formulas 10, 12 y 13 se procede a calcular las reducciones de emisiones en unidades de generación con ciclo abierto	**14** $ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$	**Donde:** $ER_y =$ Son las reducciones de emisiones debidas al proyecto en un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/año $BE_y =$ Son las emisiones en el escenario de línea base para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/año. $LE_y =$ Son las emisiones generadas por) el proyecto para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/año. $LE_y =$ Son las fugas de emisiones generadas por) el proyecto para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/año.
2. CÁLCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES EN NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN CON GAS NATURAL		
Para calcular las reducciones de emisiones (ER_y) para nuevos proyectos de generación con gas natural, se requiere de la siguiente información:	• Velocidad de calentamiento de la planta • Consumo de gas natural • Factor de capacidad del proyecto • Generación de Energía Neta	
Nota: Si no se cuenta con este dato, se puede calcular mediante la multiplicación de la capacidad instalada en la unidad de generación eléctrica por el factor de capacidad por la cantidad de horas en un año.		
Paso 1. Obtenemos la eficiencia mediante la siguiente fórmula	**15** $\eta_{m,y} = \frac{1}{\left(\frac{Velocidad\ de\ Calentamiento}{3412{,}1}\right)}$	**Donde:** $\eta =$ Es la eficiencia de la unidad de generación eléctrica de un determinado año (y), expresada en porcentaje (%). $Velocidad\ de\ Calentamiento =$ Velocidad de calentamiento de la caldera de una unidad de generación eléctrica en un determinado año, expresada en BTU/kWh.

Paso 2. Se calcula el factor de emisión del combustible consumido remplazando el resultado de la fórmula 15, en la siguiente fórmula	$$COEF_{i,y} = \frac{0.0561 \times 3,6}{\eta_{m,y}}$$	**Donde:** $COEF_{i,y} =$ Es el factor de emisión de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/MWh. $\eta =$ Es la eficiencia de la unidad de generación eléctrica de en un determinado año (y), expresado en porcentaje (%). $0.0561 =$ Es el factor de emisión del combustible utilizado en una unidad de generación eléctrica, siendo para este estudio el gas natural.
Paso 3. Cálculo de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año con los datos obtenidos de la fórmula 16, se procede a remplazar en la siguiente fórmula:	$$PE_y = FC_{i,y} \cdot COEF_{i,y}$$	**Donde:** $PE_y =$ Es el valor de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/año. $COEF_{i,y}$ Es el consumo de gas natural por el proyecto en un determinado año (y) expresado en MWh. $COEF_{i,y} =$ Es el factor de emisión de una unidad de generación eléctrica en un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/MWh.
Paso 4. Cálculo de las fugas de emisiones debidas al proyecto. Primero necesitamos el factor de emisión de fugas, el mismo se calcula de la siguiente manera:		**Donde:** $EF_{BL,upstream,red,y} =$ Es el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas asociadas a la energía suministrada a la red en un determinado año (y), expresada en tCO_2-e/MWh $FC_{j,y} =$ Es el consumo del combustible de gas natural en un determinado año por la unidad de generación eléctrica de

Paso 1. Para obtener la fórmula de reducción de emisiones primero necesitamos calcular las emisiones en el escenario de línea base, para lo cual se utiliza la siguiente fórmula. Reemplazamos los resultados de la fórmula 6 o los valores de la tabla 1, en la ecuación 22.	**22** $BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{red,CM,y}$	**Donde:** $BE_y =$ Son las emisiones en el escenario de línea base en un determinado año (y), expresada en tCO_2-e/año $EG_{PJ,y} =$ Es la generación de energía neta suministrada a la red por el proyecto, en un determinado año (y) expresada en MWh/año. $EF_{red,CM,y} =$ Es el factor de emisión del margen combinado para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/MWh

De acuerdo con la metodología de la CMNUCC, las emisiones de proyectos de generación con energía eólica y solar fotovoltaica son nulas porque no existe el consumo de combustible asociado a su operación. Por esta razón, a la ecuación 21 se aplican las siguientes consideraciones:

LE_y Valor de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año (y) = 0

LE_y = Fugas de emisiones debidas al proyecto en un determinado año (Y) = 0

En conclusión, para todos los proyectos de generación con fuentes renovables se aplica la siguiente ecuación:

23 $ER_y = BE_y$

CÁLCULO ESPECÍFICO PARA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Paso 1. Para obtener la fórmula de la reducción de emisiones primero necesitamos calcular las emisiones en el escenario de línea base, para lo cual se utiliza la siguiente ecuación. Reemplazamos los resultados de la ecuación 6 o los valores de la tabla 1, en la siguiente formula:	**24** $BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{red,CM,y}$	**Donde:** $EG_{PJ,y}$ Son las emisiones en el escenario de línea base en un determinado año (y), expresada en tCO2/año $EG_{PJ,y} =$ Es la generación de energía neta suministrada a la red por el proyecto en un determinado año (y) expresada en MWh/año. *<u>Nota:</u> Si no se cuenta con este dato, se puede calcular mediante la multiplicación de la capacidad instalada en la unidad de generación eléctrica por el factor de capacidad, por la cantidad de horas en un año (aplicar fórmula 9).* $EF_{red,CM,y} =$ Es el factor de emisión del margen combinado para un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/MWh

Paso 2. La estimación de emisiones de proyectos hidroeléctricos requiere información técnica. Las emisiones de este tipo de proyectos se obtienen mediante la aplicación de la ecuación 25:	**25** $$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$	**Donde:** $EF_{Res} =$ Son las emisiones del proyecto hidroeléctrico en un determinado año (y) tCO_2-e/año $EF_{Res} =$ Es un factor de emisión estándar para emisiones de embalses de centrales hidroeléctricas que toma un valor de 90 kCO_2-e/MWh, convirtiendo a toneladas se obtiene 0,09 tCO_2-e/MWh $TEG_y =$ Es la energía total generada por el proyecto hidroeléctrico, incluyendo autoconsumo expresada en MWh

La estimación de emisiones de proyectos de generación hidroeléctrica requiere la determinación de la "densidad de potencia" del proyecto. La densidad de potencia es la razón entre la capacidad instalada del proyecto y el área superficial de los embalses nuevos, o que se expanden como parte de la inversión.

- Cuando la densidad de potencia de un proyecto es inferior a 4 W/m2, la metodología no es aplicable.
- Si el valor de la densidad de potencia está por encima de 10 W/m2, las emisiones del proyecto son 0.
- Cuando la densidad de potencia asume el valor intermedio entre 4 y 10 W/m2, las emisiones se obtienen a partir de la ecuación 25.

CÁLCULO ESPECÍFICO PARA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Paso 3. Para determinar las reducciones de emisiones (ER_y) se remplaza los resultados de las ecuaciones 24 y 25 en la siguiente ecuación:	**26** $$ER_y = BE_y - PE_{HP,y}$$	**Donde:** $ER_y =$ Son las reducciones de emisiones debidas al proyecto en un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/año $PE_{HP,y}$ Son las emisiones en el escenario de línea base para un determinado año (y) expresado en tCO_2-e/año $PE_{HP,y} =$ Es el valor de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año (y), expresado en tCO_2-e/MWh

Fuente: Primer curso de capacitación: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

3.4 RESULTADOS

3.4.1 Proyectos de generación en operación y en proceso de implementación

Luego de aplicar las metodologías y los pasos detallados anteriormente, en las tablas 2 y 3 se muestran las reducciones de emisiones anuales de proyectos con fuentes alternativas y con gas natural que hacen parte de la estrategia de expansión al SIN:

Tabla 2 : Reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación con fuentes alternativas

Planta	Capacidad [MW]	Reducciones de emisiones [tCO_2/año]
Proyectos hidroeléctricos*		
Banda Azul	91,0	182.627
Cachuela Esperanza	990,0	2.611.707
Cambari	93,0	186.641
Carrizal	347,0	696.391
Cuenca Corani	220,0	441.516
El Bala	1.680,0	3.371.576
Icla	102,0	205.510
Ivirizu	253,9	509.529
Juntas	91,6	183.751
Margarita	150,0	302.220
Misicuni	120,0	240.827
Molineros	132,0	264.910
Palillada	118,2	237.214
Río Grande (excl. Juntas)	2900,0	6.215.036
Rositas	600,0	1.204.134
San José 1	55,0	110.379
San José 2	69,0	138.475
Sehuencas	198,6	398.568
Umapalca	85,8	172.191

Planta	Capacidad [MW]	Reducciones de emisiones [tCO_2/año]
Proyectos eólicos		
El Dorado	54,0	68.039
La Ventolera	24,0	30.239
Qollpana I	3,0	3.780
Qollpana II	24,0	30.239
San Julián	39,6	49.895
Warnes	14,4	18.144
Warnes II	21,0	26.459
Proyectos solares fotovoltaicos		
Oruro I	50,0	43.199
Oruro II	50,0	43.199
Uyuni	60,0	51.839
Yunchará	5,0	4.320
Proyectos geotérmicos*		
Laguna Colorada (Piloto)	5,0	17.060
Laguna Colorada	100,0	341.170
TOTAL	**8.747,1**	**4.998.331**

**En el caso de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, las estimaciones omiten el término de emisiones debido a la aplicación de la ecuación 25, donde se considera una emisión cero.*

Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

La reducción anual de emisiones de proyectos con generación hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y geotérmica asciende a **4.998.331 tCO2-e/año**.

A continuación, se presentan las reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación de energía eléctrica con gas natural que se incorporarían al SIN, ascendiendo a un valor de 857.339 tCO2-e/año.

Tabla 3: Reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación con Gas Natural

Planta/Unidad	Capacidad [MW]	Reducciones anuales de emisiones [tCO_{2e}/año]
Nuevas plantas de generación con Gas Natural		
El Alto		
Alt01	17,5	-9.745
Alt02	32,4	-3.533
Bulo Bulo		
BUL03	49,0	-15.605
Del Sur		
CCSUR30	132,7	62.234
CCSUR40	132,7	62.234
Warnes		
CCWAR30	135,2	63.387
CCWAR40	135,2	63.387
Entre Ríos		
CCERI30	136,4	63.974
CCERI40	136,4	63.974
CCERI50	136,4	63.974
Total nuevas plantas de generación con gas natural		414.281
Proyectos de cierre de ciclo abierto		
Del Sur		
CCSUR10	132,7	119.610
CCSUR20	132,7	119.666
Warnes		
CCWAR10	135,2	100.727
CCWAR20	135,2	103.055
Total Proyectos de cierre de ciclo abierto		443.058
Total		**857.339**

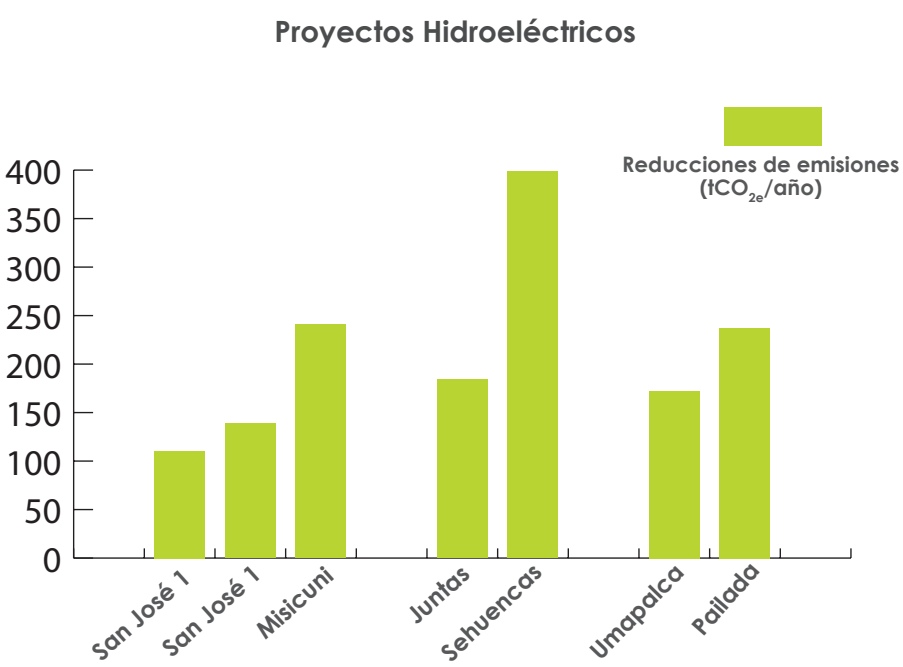
Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

Nota: Los valores negativos indican un aumento de las emisiones del sistema eléctrico debido a la adición de la respectiva unidad.

3.4.2 Proyectos de generación en proceso de implementación

Bolivia actualmente se encuentra en proceso de ampliación del SIN, para ello tiene prevista la implementación al año 2020, de proyectos hidroeléctricos, eólicos, solares fotovoltaicos, de ciclo combinado y geotérmicos. Estos proyectos se detallan a continuación incluyendo su capacidad, así como la reducción de emisiones de CO2-e/año calculada en función a la aplicación del procedimiento detallado en el punto 3.3. de la presente Guía Técnica.

¿Qué se está implementando en Bolivia, y que reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se espera?

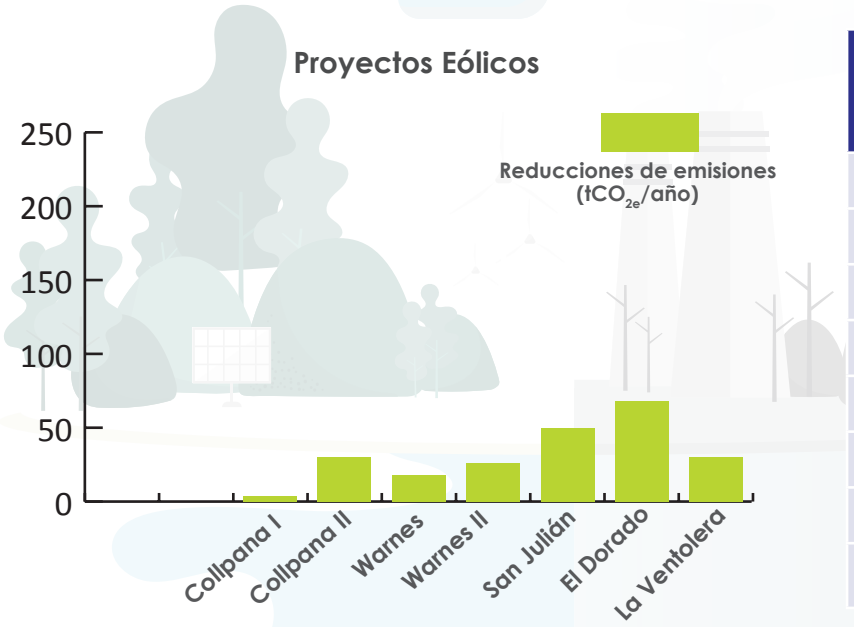


Proyectos Hidroeléctricos	Capacidad (MW)	Reducciones de emisiones (tCO_{2e}/año)
San José		
San José 1	55	110.379
San José 1	69	138.475
Misicuni	120	240.827
Ivirizu		
Juntas	92	183.751
Sehuencas	199	398.568
Miguillas		
Umapalca	86	172.191
Palilada	118	237.214
Total	**738**	**1.481.405**

Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

La reducción de 1.481.405 tCO_2-e/año por la implementación de proyectos **hidroeléctrico**s equivale a no utilizar 509.304 vehículos durante un año (considerando que la emisión promedio de un vehículo es de 2,91 tCO_2-e/año).

Asimismo, la reducción de emisiones equivale a 7.796.868 personas que no generen residuos en un año (considerando que una persona genera 0,19 tCO_2/año).



Proyectos Eólicos	Capacidad (MW)	Reducciones de emisiones (tCO_{2e}/año)
Qollpana I	3	3.780
Qollpana II	24	30.239
Warnes	14	18.144
Warnes II	21	26.459
San Julián	40	49.895
El Dorado	54	68.039
La Ventolera	24	30.239
Total	**180**	**226.795**

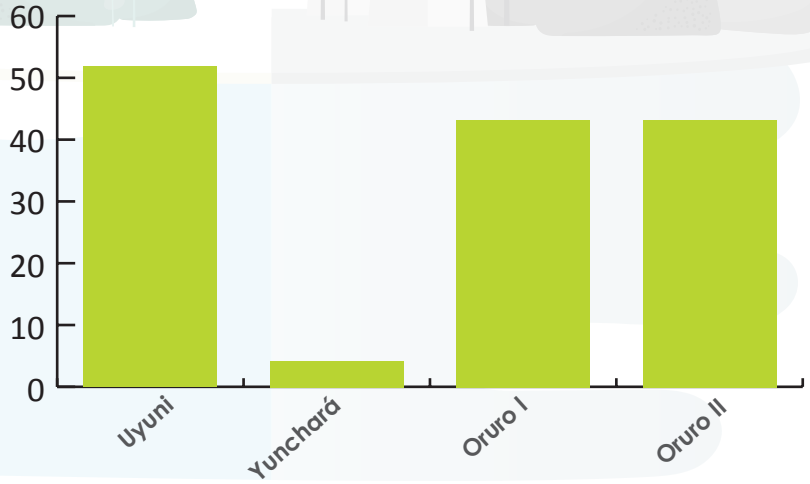
Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

La reducción de 226.795 tCO_2e/año por la implementación de proyectos ***eólicos*** equivale a no utilizar 77.971 vehículos durante un año y a 1.193.657 personas que no generen residuos en un año.

Proyectos Fotovoltaicos (solares)	Capacidad (MW)	Reducciones de emisiones (tCO_{2e}/año)
Uyuni	60	51.839
Yunchará	5	4.320
Oruro I	50	43.199
Oruro II	50	43.199
Total	**165**	**142.557**

Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

La reducción de 142.557 tCO_2e/ año por la implementación de proyectos ***fotovoltaicos*** equivale a no utilizar 49.010 vehículos durante un año y a 750.300 personas que no generen residuos en un año.



La reducción de 886.222 tCO_2e/año por la implementación de proyectos de ***ciclo combinado*** equivale a no utilizar 304.681 vehículos durante un año y a 4.664.326 personas que no generen residuos en un año.

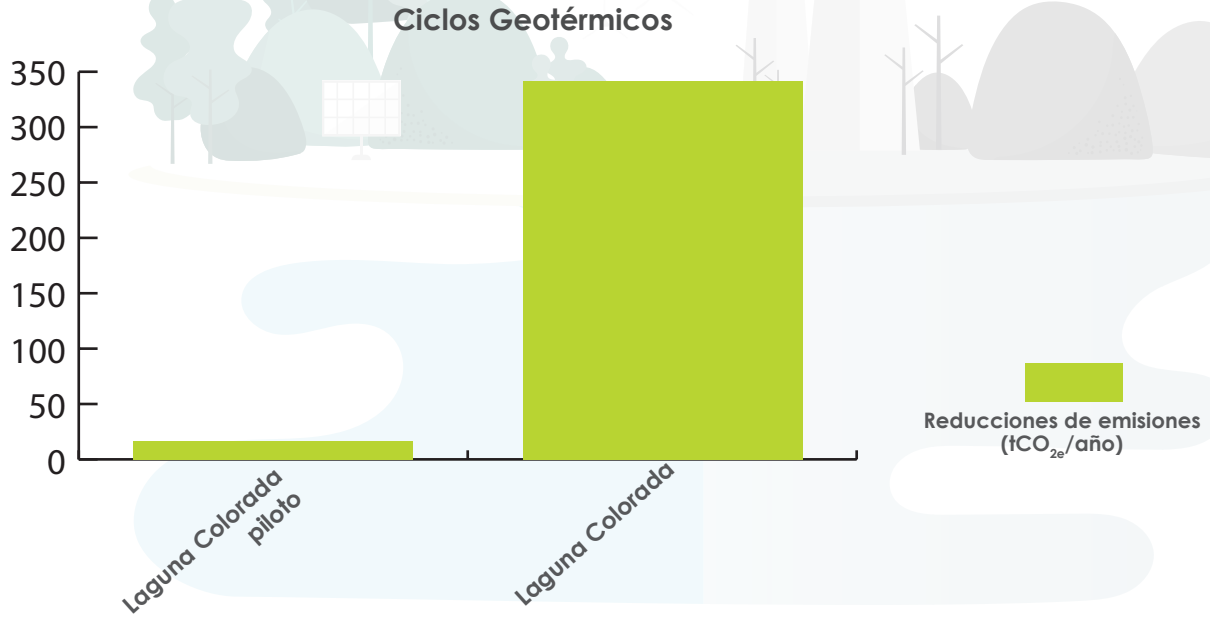
Ciclos Combinados	Capacidad (MW)	Reducción de emisiones (tCO_{2e}/año)
Planta Termoeléctrica del Sur		
CCSUR30	133	62.234
CCSUR40	133	62.234
Planta Termoeléctrica Warnes		
CCWAR30	135	63.387
CCWAR40	135	63.387
Planta Termoeléctrica Entre Ríos		
CCERI30	136	63.974
CCERI40	136	63.974
CCERI50	136	63.974
Cierre de ciclos combinados		
Del Sur		
CCSUR10	133	119.610
CCSUR20	133	119.666
Warnes		
CCWAR10	135	100.727
CCWAR20	135	103.055
Total	**1481**	**886.222**

Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

La reducción de 358.230 tCO_2e/año por la implementación de proyectos ***geotérmicos*** equivale a no utilizar 123.158 vehículos durante un año y a 1.885.421 personas que no generen residuos en un año.

Proyectos geotérmicos	Capacidad (MW)	Reducciones de emisiones (tCO_{2e}/año)
Laguna Colorada, piloto	5	17.059
Laguna Colorada	100	341.171
Total	**105**	**358.230**

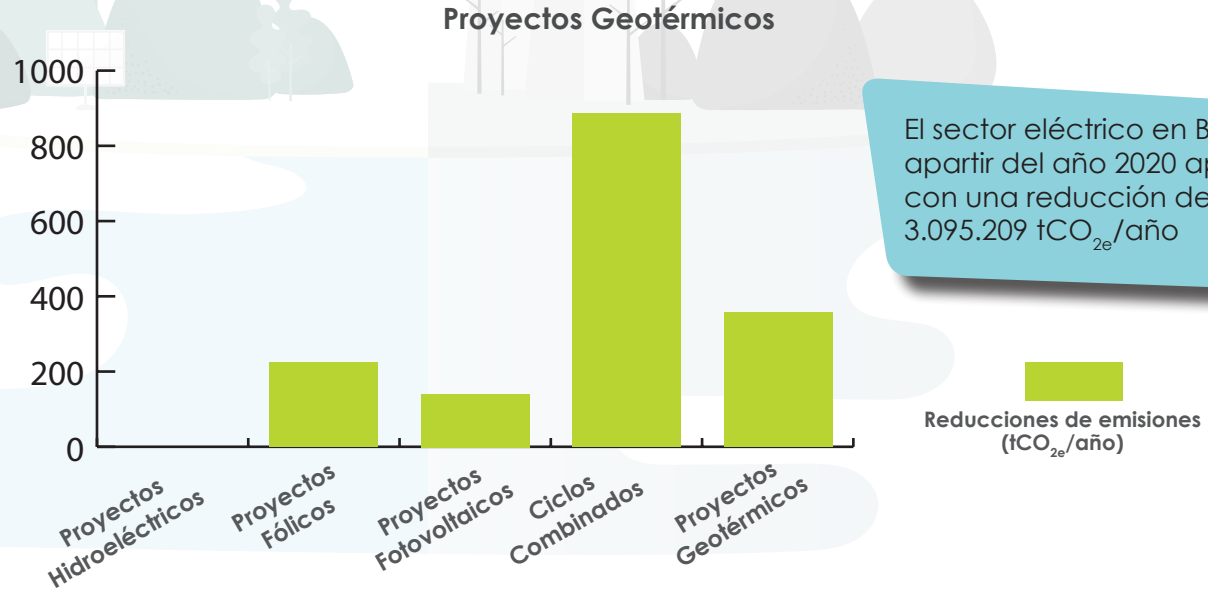
Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"



Con la reducción de **3.095.209 tCO_2e/año** por la implementación de proyectos de generación de energía con fuentes renovable, se tiene una equivalencia a no utilizar 1.064.126 vehículos durante un año y a 16.290.573 personas que no generen residuos en un año.

Resumen	Capacidad (MW)	Reducciones de emisiones (tCO_{2e}/año)
Proyectos Hidroeléctricos	738	1.481.405
Proyectos Eólicos	180	226.795
Proyectos Fotovoltaicos (solares)	165	142.557
Ciclos combinados	1.481	886.222
Proyectos geotérmicos	105	358.230
Total	**2669**	**3.095.209**

Fuente: "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"



El sector eléctrico en Bolivia apartir del año 2020 aportará con una reducción de 3.095.209 tCO_{2e}/año

Resultados con respecto al análisis de escenarios de expansión del SIN.

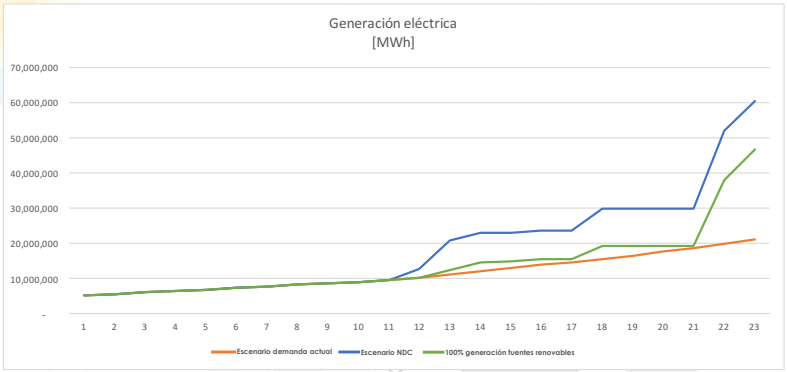
Las acciones en el sector eléctrico propuestas en el NDC de Bolivia suponen un aumento de la capacidad instalada del SIN, por lo que el proceso de transformación fue analizado de acuerdo a los tres escenarios detallados en la introducción. Los resultados se muestran a continuación:

A. Escenario de demanda actual
B. Escenario de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC)
C. Escenario de 100% renovables

Generación total de energía por tipo de fuente y factor de emisión del margen de operación

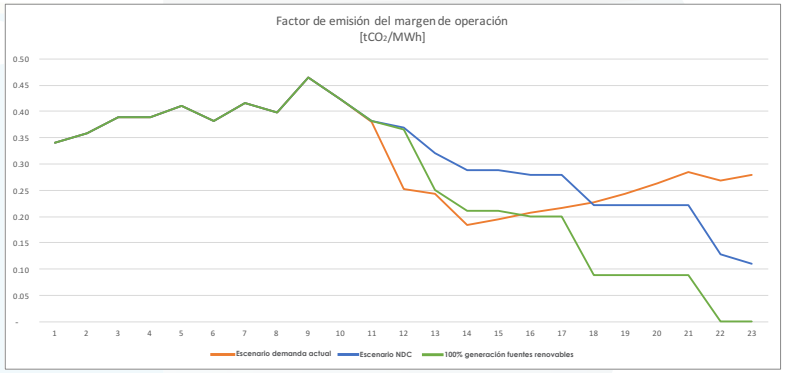
A. Escenario de demanda actual: Como se puede ver en las figuras 1 y 2, bajo el escenario de demanda actual, la generación eléctrica anual del sistema alcanzará 21 TWh en el año 2030, estimándose que llegue al mínimo en el año 2021 (0,18 tCO2-e/MWh); y al año 2030 con 0,28 tCO2-e/MWh, que corresponde a una disminución del 28% frente a su valor base en el año 2010 (0,39 tCO2-e/MWh). Las emisiones acumuladas durante el periodo 2010 – 2030 bajo este escenario alcanzarán 73 MtCO2.

Figura 1: Generación eléctrica bajo tres escenarios



Fuente: Resultados del "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

Figura 2: Factor de emisión del margen de operación bajo tres escenarios



Fuente: Resultados del "Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia"

B. Escenario de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC): Bajo el escenario de NDC la generación anual de electricidad llegará a 60 TWh en 2030, casi triplicando la generación bajo el escenario de demanda actual.

La generación de emisiones reducirá del 72%, en el valor del factor de emisión, a 0,11 tCO2-e/MWh para el año 2030. A pesar de la disminución en el valor del factor de emisión, las emisiones acumuladas en el periodo 2010 – 2030 ascenderían a 106 MtCO2, debido a las emisiones procedentes de fuentes ya existentes (es decir proyectos de gas natural, hidroeléctrica, ciclo abierto) hasta el año 2010. Además, que el escenario NDC considera los proyectos nuevos a implementarse (incluidos proyectos de energía hidroeléctrica, proyectos de gas natural, energía solar, energía eólica, entre otros); por tal motivo, se continuará emitiendo GEI producto de la generación de energía eléctrica.

C. Escenario de 100% renovables: La generación de electricidad llegará a 46 TWh en 2030. Si bien disminuye en comparación con generación en un escenario de NDC, representa el retiro de servicio de la totalidad de las plantas de generación con gas natural, por lo que el Factor de Emisión del margen de operación tendría un valor de cero. Las emisiones agregadas durante el periodo 2010 – 2030 sumarán 55 MtCO2.

3.4.3 Inversiones previstas

Las inversiones necesarias para alcanzar los escenarios son:

- **Escenario A, demanda actual:** 5.564,8 Millones de USD
- **Escenario B, NDC:** 26.705,8 Millones de USD
- **Escenario c, 100% energía renovable:** 23.820,0 Millones de USD

Ministerio de Energías
Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central,
Casa Grande del Pueblo piso 17
Teléfono: +591 (2) 2188800
www.minenergias.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Edificio Ex BBA, Av. Camacho Nº 1413 Esq. calle Loayza
Teléfono: +591 (2) 2188800

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Av. Julio C. Patiño Nº 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Programa de Energías Renovables (PEERR)
Av. Sánchez Bustamante Nº 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
Teléfono: +591 (2) 2119499
E - mail: johannes.kissel@giz.de
www.giz.de

cooperación alemana
DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Implementada por:
giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH