



**Estado Plurinacional de Bolivia**  
**Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas**  
Dirección General de Gestión Socio Ambiental



Imagen: VMEEA - Planta Solar Cobija Pando)

# **ESTUDIO DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO SISTEMAS AISLADOS: SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECTADA EN BOLIVIA PERIODO 2019 – 2025**

**Gestión 2020**

## PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Energías (MEN) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Energías ni de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:





**Estado Plurinacional de Bolivia**  
**Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas**  
Dirección General de Gestión Socio Ambiental



Imagen: VMEEA - Planta Solar Cobija Pando)

# **ESTUDIO DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO SISTEMAS AISLADOS: SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECTADA EN BOLIVIA PERIODO 2019 – 2025**

**Gestión 2020**

# PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:  
**Ministerio de Energías**

y

**Deutsche Gesellschaft für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**



Implementada por:



**La Paz – Bolivia**

2020

## PRESENTACIÓN

Este estudio sobre la cuantificación de la línea de base de las emisiones de gases efecto invernadero actuales y las reducciones como efecto de las inversiones en energía renovable, interconexiones al SIN y eficiencia energética en los Sistemas Aislados, ha sido elaborado a solicitud del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas de Bolivia, y con el apoyo del Programa de Energías Renovables (PEERR) implementado por la Cooperación Alemana, GIZ, con el fin de contar con datos calculados metodológicamente que permita informar a la población y partes interesadas de los esfuerzos que realiza Bolivia y a los tomadores de decisiones de los avances que se lograrían por las inversiones proyectadas.

De acuerdo con las características de cada uno de los sistemas, como ser su capacidad instalada, tipo de combustible y proyectos a ejecutarse, se seleccionaron y utilizaron las metodologías aprobadas de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para cuantificar la línea de base y las reducciones de emisiones de GEI por la ejecución de proyectos energéticos en los referidos Sistemas Aislados.

También se calcularon los consumos de combustible fósil (diésel y gas natural) en el escenario actual, es decir sin la ejecución de proyectos; y con la ejecución de proyectos con Energías Renovables, como la instalación de Plantas Solares, y Eficiencia Energética como la interconexión de algunos Sistemas Aislados al SIN a futuro.

El informe incluye como anexo una herramienta Excel para facilitar el cálculo de las reducciones de emisiones para cada uno de los 26 sistemas existentes en los departamentos de Pando, Beni, Santa Cruz y Tarija. Misma que puede replicarse en otros sistemas cuando se requiera.

El proyecto incluye la capacitación en el uso de las metodologías para el cálculo de la línea de base y reducciones, aspectos técnicos y económicos de la industria eléctrica al personal seleccionado de las instituciones, organismos gubernamentales, y empresas involucradas con la administración de los Sistemas Aislados.

El periodo de análisis corresponde a la información histórica 2014 – 2018 y una proyección sobre bases técnicas a partir del 2019 hasta el 2025.

## RESUMEN EJECUTIVO

La Cooperación Alemana, a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Programa de Energías Renovables (PEERR), considera entre sus lineamientos fortalecer las bases necesarias para mejorar la normativa legal, que permita fomentar el desarrollo de las EERR y EE en el sistema eléctrico boliviano apoyando al Ministerio de Energías, para que cuente con información y capacidades que faciliten el proceso toma de decisiones en este ámbito.

A través del estudio de cuantificación de la reducción emisiones de CO<sub>2</sub>-e de las inversiones actuales y futuras en EERR y EE en sistemas aislados/híbridos y el impacto de su interconexión al SIN en Bolivia.

A este efecto, se programó el estudio sobre la cuantificación de la reducción de emisiones actuales y futuras de la inversión en EERR y EE en sistemas aislados/híbridos con Plantas Solares en Riberalta, Guayaramerín, Bella Vista, Huacaraje y El Carmen del Itenez en Beni, además del impacto de la interconexión al SIN de los sistemas Camiri, Las Misiones y San Ignacio de Velasco en Santa Cruz y Bermejo en Tarija, para esto los organismos e instituciones que regulan y ejecutan las actividades en este sector, en el marco del Plan de Desarrollo Económico y Social, Pilar 6 y el Plan de Electricidad 2025 y el Plan de Desarrollo de Energías Alternativas 2025, informaron sobre los proyectos de nuevas plantas solares e interconexiones.

Se conto con toda la información técnica, estadísticas anuales, características de los SA y proyectos, las fuentes principales fueron el VMEEA, ENDE y sus empresas filiales, CNDC y la AETN.

Bolivia a diciembre 2018, cuenta con veintiséis (26) sistemas aislados en cuatro de sus nueve departamentos dedicados a abastecer hogares, están muy dispersos y a grandes distancias de los centros urbanos.

Estos sistemas operan con dos tipos de combustibles fósiles Diesel y gas natural. Quince (15) operan con Diesel y once (11) con gas natural. La energía renovable más usada es la solar, que está presente en cuatro (4) sistemas.

La línea de base de emisiones y factor de emisión para cada uno de los sistemas muestra que, de no ejecutarse proyectos de energía renovable, el consumo de Diesel pasaría de 51,8 a 72,2 Millones de litros/año para el 2025, y el consumo de gas natural de 3.166,2 a 4.578,0 MMpc/año, crecerían un 45% en el horizonte de análisis de siete años.

Las emisiones de GEI seguirían la misma tendencia de incremento que el consumo de combustible fósil diésel y gas natural, que pasaría de 300.690 en el 2018 a 441,119 tCO<sub>2</sub>/año el año 2025, creciendo a una tasa del 5,6% anual. El departamento que Santa Cruz emite el 55,7%, le sigue Beni con 21,5%, Pando con 13,6% y Tarija aporta el 9.3%.

La línea de base de los factores de emisión de los SA en Bolivia el 2018 es de 0.69 tCO<sub>2</sub>/MWh y de continuar la expansión sin proyectos sería de 0,68 tCO<sub>2</sub>/MWh el año 2025. El departamento con el mayor factor de emisión es Beni con 0,74, le sigue Tarija con 0,72, Santa Cruz tiene un factor de 0,66 y Pando el de menor factor de emisión con 0,65 tCO<sub>2</sub>/MWh, por la participación de energía renovable con la Planta Solar Cobija.

El escenario de expansión informado por los organismos, instituciones y empresas responsables de la administración de los SA para el periodo 2019-2025, considera la instalación de 8,3 MW solares distribuidos en cinco<sup>1</sup> (5) Plantas en el Departamento de Beni y cuatro<sup>2</sup> (4) interconexiones por extensión de líneas del SIN para Santa Cruz y Tarija.

El primer efecto de esta expansión es la reducción en el uso de combustible fósil, en el caso del diésel y considerando el periodo 2019-2025, alcanzaría a 41.6 Millones de litros, 69% en Santa Cruz y 31% en el Beni. En el gas natural, la reducción alcanzaría a 6.057.2 MMpc en el mismo periodo, de los cuales el 76% sería en Santa Cruz y 24% en Tarija.

Las emisiones de GEI, también se reducirían en 139.972 tCO<sub>2</sub> para el periodo 2019-2025, de las cuales el 59% sería en Santa Cruz, 23% en el Beni y 18% en Tarija

Los factores de emisión también mejorarían de 0,68 a 0,62 tCO<sub>2</sub>/MWh para el año 2025, en Tarija se reducirían en 0,11, en Santa Cruz en 0,06 y en Beni en 0,05 tCO<sub>2</sub>/MWh

El proyecto de Interconexión "Norte Amazónico", el cual de acuerdo a la información analizada y a los parámetros indicados en el informe, en un horizonte de catorce (14) años (2027-2040) evitaría el consumo de 925 Millones de litros de Diesel y evitaría inversiones en nueva generación por 68,3 MMUSD, lo que fue comparado con la inversión estimada en la línea de interconexión de 203.1 MMUSD, los resultados obtenidos sobre la viabilidad del proyecto varían según el escenario de precios de diésel considerado. Este documento así como sus cálculos deberán ser actualizados y revisados periódicamente. Otro aspecto evaluado fue el costo de inversión en Plantas de Energía Solar y Eólica, que de acuerdo con información internacional para el periodo 2010-2018, han tenido una reducción muy importante. En el caso de Plantas Solares la reducción ha sido del 77%, desde 4.160 a 939 USD/kW-instalado, en el caso de Plantas Eólicas es de 20%, desde 2.056 a 1.644 USD/kW-instalado para el periodo considerado.

El desarrollo de capacidades técnicas sobre esta temática, dirigidas al personal técnico especializado permitirá valorizar la contribución de los proyectos de EERR y EE en los sistemas aislados ya sea con sistemas híbridos o interconexión a la red. Se programó un curso de capacitación especializado que considera el cálculo

---

<sup>1</sup> Las Plantas Solares, se instalarán en los Sistemas Aislados: Riberalta, Guayaramerín, Bella Vista, Huacaraje y El Carmen del Itenez en Beni

<sup>2</sup> Los Sistemas Aislados que se proyecta interconectar al SIN son: Camiri, Las Misiones y San Ignacio de Velasco en Santa Cruz y Bermejo en Tarija

paso a paso de esta cuantificación utilizando las metodologías aprobadas para este fin por la CMNUCC, aplicable a todos los SA que proveen energía eléctrica a hogares y usuarios finales, considerando la existencia e implementación de nuevos proyectos solares (sistemas híbridos<sup>3</sup>) como los casos de Cobija y El Sena con instalaciones existentes y los SA Riberalta, Guayaramerín entre los más importantes y proyectos de interconexión en cuatro SA de los Departamentos de Santa Cruz y Tarija.

---

<sup>3</sup> Un sistema híbrido es aquel que combina en una sola instalación varias fuentes energéticas, conectadas a una mini-red de distribución. Están compuestos generalmente por una fuente de generación renovable y otra de generación fósil, un sistema que controla la operación de ambas fuentes para abastecer una demanda determinada, y pueden incluir baterías para acumular la energía producida.



## ABREVIACIONES

AETN	Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
EE	Eficiencia Energética
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
EERR	Energías Renovables
GEI	Gases de Efecto Invernadero
MEN	Ministerio de Energías
MMpc	Millones de pies cúbicos (unidad de medida utilizada para el gas natural)
SA	Sistemas Aislados
SIN	Sistema Interconectado Nacional
VMEEA	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

## **CONVENCIONES UTILIZADAS**

La nomenclatura empleada para la notación numérica es como sigue: el punto (.) se usa para separar miles; y la coma (,) se usa para separar decimales.

Las unidades que definen un valor numérico son las establecidas por el sistema internacional (SI) y se expresan, cuando corresponde, entre corchetes [...].

Las notas marginales se expresan como superíndice numérico (1) y se consignan al pie de la página correspondiente.

## ÍNDICE

PRESENTACIÓN .....	II
RESUMEN EJECUTIVO .....	III
ABREVIACIONES.....	VI
CONVENCIONES UTILIZADAS .....	VII
ÍNDICE .....	VIII
1 OBJETIVO Y ALCANCE .....	1
2 ORGANISMOS E INSTITUCIONES RESPONSABLES DE LOS SISTEMAS AISLADOS	1
3 LOS SISTEMAS AISLADOS EN BOLIVIA .....	2
4 SELECCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS APLICABLES APROBADAS POR LA CMNUCC.....	6
5 APLICACIÓN METODOLÓGICA PARA LA LÍNEA DE BASE .....	7
6 APLICACIÓN METODOLÓGICA PARA LAS ACTIVIDADES DE LOS PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN .....	9
7 ESCENARIO DE EXPANSIÓN Y CRECIMIENTO SIN PROYECTOS A EJECUTAR .	11
7 CONCLUSIONES.....	78
8 FUENTES .....	81
9 ANEXOS.....	1

## Lista de Figuras

Figura 1: Sistemas Asilados de Bolivia .....	3
Figura 2: Potencia Instalada Sistemas Aislados Bolivia .....	5
Figura 3: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Cobija .....	12
Figura 4: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Sena .....	13
Figura 5 Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Gonzalo Moreno.....	15
Figura 6: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Villa Nueva .....	16
Figura 7: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Riberalta .....	17
Figura 8: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Guayaramerín .....	18
Figura 9: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Cachuela Esperanza .....	20
Figura 10: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Rosario del Yata.....	21
Figura 11: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Puerto Ustárez .....	22
Figura 12: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Baures .....	23
Figura 13: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Bella Vista .....	24
Figura 14: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Huacaraje .....	26
Figura 15: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Carmen del Iténez .....	27
Figura 16: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Exaltación.....	28
Figura 17: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA German Bush .....	29
Figura 18: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Las Misiones.....	30
Figura 19: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Camirí.....	32
Figura 20: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Valles.....	33
Figura 21: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA San Matías.....	34
Figura 22: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Chiquitos.....	35
Figura 23: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA San Ignacio de Velasco .....	37
Figura 24: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Charagua.....	38
Figura 25: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Espino .....	39
Figura 26: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Bermejo.....	41
Figura 27: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Entre Ríos .....	42
Figura 28: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Puente.....	43
Figura 29: Generación histórica y proyectada combustible fósil .....	44
Figura 30: Generación histórica y proyectada fuente renovable .....	45
Figura 31: Consumo de Diesel histórica y proyectada .....	46
Figura 32: Consumo de Gas Natural histórica y proyectada.....	47
Figura 33: Línea de Base emisiones de GEI histórica y proyectada .....	48
Figura 34: Línea de Base Factor de Emisiones de GEI histórica y proyectada.....	49
Figura 35: Proyectos informados por el Ministerio de Energías y las instituciones responsables de los Sistemas Aislados .....	50
Figura 36: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Riberalta con y sin Proyecto .....	51
Figura 37: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Guayaramerín con y sin Proyecto .....	52
Figura 38: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Bella Vista con y sin Proyecto .....	53
Figura 39: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Huacaraje con y sin Proyecto .....	54
Figura 40: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA El Carmen del Itenez con y sin Proyecto .....	55
Figura 41: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Camirí con y sin Proyecto .....	56
Figura 42: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Bermejo con y sin Proyecto .....	57
Figura 43: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Las Misiones con y sin Proyecto.....	58
Figura 44: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA San Ignacio de Velasco con y sin Proyecto.....	59
Figura 45: Generación de Fuente Renovable (Solar) e Interconexiones .....	60
Figura 46: Consumo de diésel con actividades de proyectos .....	61
Figura 47: Consumo de gas natural con actividades de proyectos.....	62
Figura 48: Emisiones de Gases Efecto Invernadero con actividades de proyectos .....	64
Figura 49: Factores de Emisiones de GEI con actividades de proyectos .....	65
Figura 50: Reducción de emisiones de GEI con y sin las actividades de los proyectos .....	67

Figura 51: Reducción de los Factores de Emisión de GEI por efecto de las actividades de proyectos.....	68
Figura 52: Necesidad de potencia con y sin el efecto del proyecto .....	70
Figura 53: Consumo de diésel con y sin el efecto del proyecto .....	71
Figura 54: Reducción de emisiones de GEI por el efecto del proyecto .....	72
Figura 55: Reducción de los factores de emisión de GEI por el efecto del proyecto .....	73
Figura 56: Inversiones en la Línea de Interconexión e Inversiones en Generación .....	74
Figura 57: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión.....	75
Figura 58: Costos de instalación en tecnología solar .....	77
Figura 60: Costos de instalación en tecnología eólica.....	78

## Lista de Tablas

Tabla 1: Potencia Instalada en Sistemas Aislados por Departamento .....	1
Tabla 2: Análisis y selección de las metodologías aplicables .....	2
Tabla 3: Datos de crecimiento y Demanda SA Cobija .....	3
Tabla 4: Datos de crecimiento y Demanda SA El Sena .....	4
Tabla 5: Datos de crecimiento y Demanda SA Gonzalo Moreno .....	5
Tabla 6: Datos de crecimiento y Demanda SA Villa Nueva .....	6
Tabla 7: Datos de crecimiento y Demanda SA Riberalta .....	7
Tabla 8: Datos de crecimiento y Demanda SA Guayaramerin .....	8
Tabla 9: Datos de crecimiento y Demanda SA Cachuela Esperanza .....	9
Tabla 10: Datos de crecimiento y Demanda SA Rosario del Yata .....	10
Tabla 11: Datos de crecimiento y Demanda SA Puerto Ustarez .....	11
Tabla 12: Datos de crecimiento y Demanda SA Baures .....	12
Tabla 13: Datos de crecimiento y Demanda SA Bella Vista .....	13
Tabla 14: Datos de crecimiento y Demanda SA Huacaraje .....	14
Tabla 15: Datos de crecimiento y Demanda SA El Carmen del Itenez .....	15
Tabla 16: Datos de crecimiento y Demanda SA Exaltación .....	16
Tabla 17: Datos de crecimiento y Demanda SA German Bush .....	17
Tabla 18: Datos de crecimiento y Demanda SA Las Misiones .....	18
Tabla 19: Datos de crecimiento y Demanda SA Camiri .....	19
Tabla 20: Datos de crecimiento y Demanda SA Valles .....	20
Tabla 21: Datos de crecimiento y Demanda SA San Matías .....	21
Tabla 22: Datos de crecimiento y Demanda SA Chiquitos .....	22
Tabla 23: Datos de crecimiento y Demanda SA San Ignacio de Velasco .....	23
Tabla 24: Datos de crecimiento y Demanda SA Charagua .....	24
Tabla 25: Datos de crecimiento y Demanda SA El Espino .....	25
Tabla 26: Datos de crecimiento y Demanda SA Bermejo .....	26
Tabla 27: Datos de crecimiento y Demanda SA Entre Ríos .....	27
Tabla 28: Datos de crecimiento y Demanda SA El Puente .....	28
Tabla 29: Generación histórica y proyectada combustible fósil .....	29
Tabla 30: Generación histórica y proyectada fuente renovable .....	30
Tabla 31: Consumo de Diesel histórica y proyectada .....	31
Tabla 32: Consumo de Gas Natural histórica y proyectada .....	32
Tabla 33: Línea de Base emisiones de GEI histórica y proyectada .....	33
Tabla 34: Línea de Base Factor de Emisiones de GEI histórica y proyectada .....	34
Tabla 35: Emisiones y Factor de Emisión SA Riberalta con y sin Proyecto .....	1
Tabla 36: Emisiones y Factor de Emisión SA Guayaramerin con y sin Proyecto .....	1
Tabla 37: Emisiones y Factor de Emisión SA Bella Vista con y sin Proyecto .....	2
Tabla 38: Emisiones y Factor de Emisión SA Huacaraje con y sin Proyecto .....	2
Tabla 39: Emisiones y Factor de Emisión SA El Carmen del Itenez con y sin Proyecto .....	3
Tabla 40: Emisiones y Factor de Emisión SA Camiri con y sin Proyecto .....	4
Tabla 41: Emisiones y Factor de Emisión SA Bermejo con y sin Proyecto .....	5
Tabla 42: Emisiones y Factor de Emisión SA Las Misiones con y sin Proyecto .....	6
Tabla 43: Emisiones y Factor de Emisión SA San Ignacio de Velasco con y sin Proyecto .....	7
Tabla 44: Generación de Fuente Renovable (Solar) e Interconexiones .....	8
Tabla 45: Consumo de diésel con actividades de proyectos .....	9
Tabla 46: Consumo de gas natural con actividades de proyectos .....	10
Tabla 47: Emisiones de Gases Efecto Invernadero con actividades de proyectos .....	11
Tabla 48: Factores de Emisiones de GEI con actividades de proyectos .....	12
Tabla 49: Reducción de los Factores de Emisión de GEI por efecto de las actividades de proyectos .....	13
Tabla 50: Necesidad de potencia con y sin el efecto del proyecto .....	14
Tabla 51: Consumo de diésel con y sin el efecto del proyecto .....	15
Tabla 52: Reducción de emisiones de GEI por el efecto del proyecto .....	16
Tabla 53: Reducción de los factores de emisión de GEI por el efecto del proyecto .....	16

Tabla 54: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión, proyecto Norte Amazónico, escenario 1, precio diésel 1.10 Bs/litro con IVA .....	17
Tabla 55: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión, proyecto Norte Amazónico, escenario 2, precio diésel 3.72 Bs/litro con IVA .....	18
Tabla 56: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión, proyecto Norte Amazónico, escenario 3, precio diésel 8.88 Bs/litro con IVA .....	19

# ESTUDIO DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO SISTEMAS AISLADOS: SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECTADA EN BOLIVIA PERIODO 2019 – 2025

## 1 OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo es determinar la línea de base de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la generación de electricidad de los Sistemas Aislados (SA) de Bolivia, y estimar una proyección con el desplazamiento de algunas de estas Plantas por la interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), como resultado de la incorporación de nuevas redes de alta y media tensión, y la instalación de sistemas híbridos solares fotovoltaicos.

El estudio analiza las características y operaciones de todos los SA de Bolivia, que cuenten con licencia de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) a diciembre de 2018.

Asimismo, determina la línea de base anual de emisiones de GEI de los SA destinados a la generación de electricidad para el consumo de la población, de las ciudades, localidades y comunidades, aplicando las diferentes metodologías aprobadas por la Convención marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUC).

Realiza una proyección y crecimiento de la demanda, generación y combustible a consumir para el periodo 2019-2025 y estimar las emisiones de GEI para este periodo considerando los probables incrementos de potencia, proyectos de hibridación y la incorporación de estos al SIN.

De manera adicional, se considera el análisis del proyecto denominado interconexión "Norte Amazónico", que involucra los SA de Cobija, Riberalta y Guayaramerin en lo relativo a inversiones y emisiones de GEI.

También, muestra, de manera general, la evolución de los costos de inversión en energías renovables solares y eólicas sobre la base de información internacional.

## 2 ORGANISMOS E INSTITUCIONES RESPONSABLES DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Los organismos e instituciones responsables de regular y operar en los SA son:

**Ministerio de Energías (MEN):** es la entidad rectora del sector energético, formula las políticas y emisión de normas que rigen el sector.

**Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA):** es la entidad responsable de proponer políticas para el sector y el desarrollo de energías renovables convencionales y no convencionales. Asimismo, establece

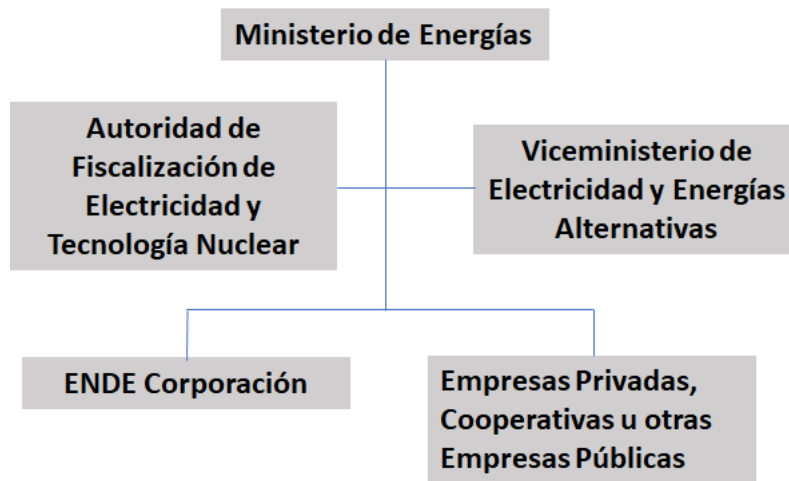


directrices para la planificación y desarrollo del sector en el mediano y largo plazo, así como velar por el cumplimiento de la normativa vigente.

**Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN):** es la entidad responsable de regular, controlar y fiscalizar las actividades de la industria eléctrica.

**ENDE Corporación y sus filiales que operan en SA:** es la responsable de desarrollar las actividades de toda la cadena productiva de la industria eléctrica, impulsar la seguridad y soberanía energética y el desarrollo de las energías alternativas.

**Empresas privadas, Cooperativas y empresas Públicas que operan SA:** son empresas que cuentan con licencia(s) de Generación y/o distribución en SA emitidas por la AETN.



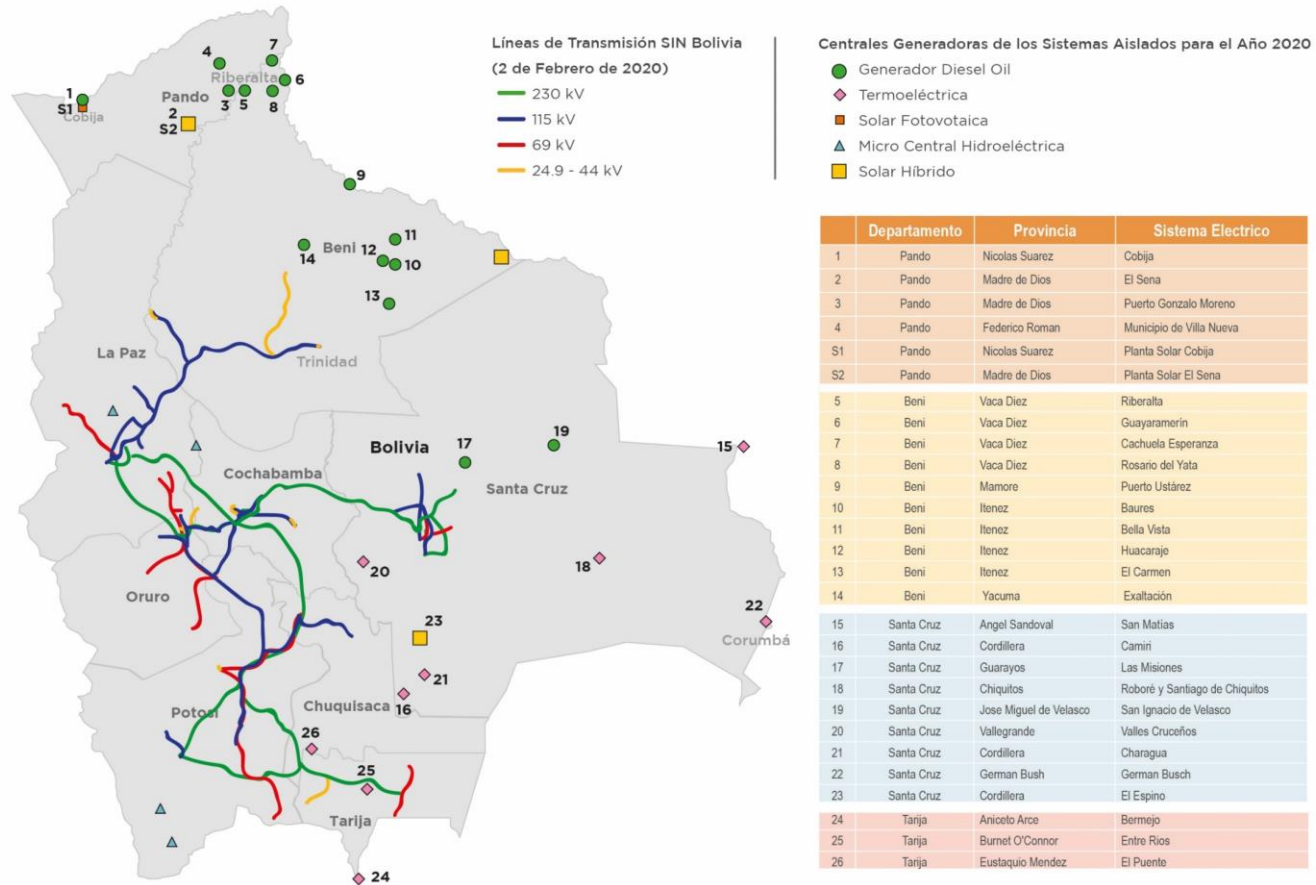
### 3 LOS SISTEMAS AISLADOS EN BOLIVIA

Los Sistemas Aislados<sup>4</sup> (SA) que cuentan con licencia de generación, distribución o integrada para generación y distribución de electricidad destinada a usuarios y hogares, geográficamente se encuentran ubicados en los departamentos de Pando, Beni, Santa Cruz y Tarija, tal como lo muestra la figura 1.

---

<sup>4</sup> Un sistema eléctrico aislado se define como un sistema que suministra energía a un pueblo, hogar o ciudad específicos y no está conectado con ninguna otra planta de energía fuera de su jurisdicción o red de transmisión.

Figura 1: Sistemas Asilados de Bolivia



Fuente: Elaboración Ing. Eduardo Paz Castro con base a información del VMEEA (Geoportal)

En total se cuenta con 26 sistemas aislados, de los cuales 14 son operados por ENDE y sus empresas filiales ENDE del Beni S.A. y ENDE Guaracachi S.A., en los departamentos de Beni y Pando. En el departamento del Beni también opera un (1) sistema, la Cooperativa Eléctrica de Riberalta Ltda. (CER); en Santa Cruz se encuentra la Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE), que opera 8 sistemas; y en Tarija operan dos empresas: Servicios Eléctricos Tarija (SETAR) empresa pública con dos (2) sistemas y la empresa privada Gas y Electricidad S.A. (G&E) que opera el sistema "EL Puente" (Tabla 1-Anexo 9 de este documento).

Los SA a diciembre de 2018 tienen instalada una potencia de 187,4 MW, el departamento que más potencia instalada tiene es Santa Cruz con 95,60 MW, de los cuales solo 0,06 MW son de energía renovable (solar), y departamento con menor potencia instalada es Tarija con 19,06 MW (Tabla 1-Anexo 9 de este documento).

Solo Pando cuenta con una generación de energía renovable (solar) de 5,5 MW, que representa el 16,4% de su potencia instalada.

La mayoría de los SA están en pisos tropicales o tierras bajas donde la temperatura tiene un efecto sobre el desempeño de los generadores que utilizan combustible fósil. Este efecto representa una reducción del 13,5% entre la potencia instalada y la potencia efectiva a temperatura media, que para todos los SA alcanza a 161,36 MW (ver figura 2).

**Figura 2: Potencia Instalada Sistemas Aislados Bolivia**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

La generación en los departamentos de Pando y Beni se realiza con Diesel (Gas Oil) y en parte del departamento de Santa Cruz (San Ignacio de Velasco), que el año 2018 la cual fue de 176.524 MWh, equivalente a un 41% de la generación total. Los Sistemas de Tarija y el 92% de Santa Cruz operan con Gas Natural. Ese mismo año generaron 275.659 MWh y representan el 59% del total de la generación en los SA.

La energía renovable (solar) solo está presente de manera significativa en Pando (5,5 MW: Planta Solar Cobija 5.1 MWp, Planta Solar el Sena 0,4 MWp), y el año 2018 aportó con el 8,35% de la generación; Santa Cruz con 0,060 MW o 60 kW; y el mismo año no estuvo presente en Tarija ni en Beni.

El consumo de combustible Diesel, altamente subsidiado por el Estado Boliviano que se utiliza para generación en SA, el año 2018 alcanzó a 51,8 millones de litros, de los cuales el 46,63% se consumieron en Beni; Pando utilizó el 32,08%; y Santa Cruz el 21,29%.

El gas natural utilizado el año 2018 alcanzó a 3.116,2 MMpc, de los cuales Santa Cruz consumió el 79% y Tarija el 21%.

La demanda (consumo de electricidad) en los SA, para el periodo interanual 2014 – 2018, tuvo un decrecimiento de 4,9% por efecto de la incorporación de algunos SA al SIN, particularmente en el departamento del Beni, en cambio para el año 2018 creció en 5,5% a nivel nacional.

La cantidad de consumidores o usuarios de estos sistemas eléctricos alcanzan a 173.763 y crecen a una tasa del 6,5% (dato del año 2018). Tienen un consumo promedio de 178 kWh/mes-usuario, a diferencia de los usuarios del SIN que en promedio consumen 242 kWh/mes-usuario.

#### **4 SELECCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS APLICABLES APROBADAS POR LA CMNUCC**

Para la selección de las metodologías, se utilizaron los siguientes criterios:

- Categorización de los SA en pequeña escala para todos aquellos que a Diciembre/2018 tienen menos de 15 MW instalados, y gran escala los que tienen 15 MW o más instalados.
- Estudios de los tipos de proyectos informados para el periodo 2019-2025, los cuales son básicamente de dos tipos:
  - Expansión del SIN para suministrar electricidad generada por medios más eficientes y menos intensivos en carbono a un sistema aislado.
  - Instalación de unidades de generación renovable (hibridación solar), para suministrar electricidad a la población (hogares o usuarios individuales).

Ambos tipos de proyectos buscan reducir el consumo de combustible fósil y garantizar el abastecimiento de energía a la población, y como un efecto de este proceso, la reducción de emisiones de GEI.

- Con esta información se categorizó el tipo de mitigación que corresponde al desplazamiento de una parte de la generación de electricidad más intensiva en emisiones de GEI, por otra menos intensiva o baja en carbono o renovable:
  - Energía renovable, por la instalación de plantas solares.
  - Energía más baja en carbono, por la interconexión al SIN.
- Con estos criterios, se seleccionaron y se verificó la aplicabilidad de las siguientes metodologías:
  - Para pequeña escala y proyectos solares: AMS-I.A, AMS-I.D, AMS-I.F, AMS-I.L, AMS-III.AW, AMS-III.BB, AMS-III.BL.
  - Para gran escala y proyectos de interconexión: AM0045 y AM0104

Se seleccionó la metodología AMS-I.A, para pequeña escala y proyectos solares y AM0045 para gran escala y/o proyectos de interconexión. (Tabla 2-Anexo 9 de este documento).

## 5 APLICACIÓN METODOLÓGICA PARA LA LÍNEA DE BASE

Para los sistemas de gran escala (> a 15 MW) se aplicó la metodología AM0045. La línea de base de emisiones de GEI (tCO<sub>2</sub>/año) y el factor de emisión del SA (tCO<sub>2</sub>/MWh) se calculó considerando que el crecimiento de la generación será abastecido por las unidades actuales y futuras de la misma tecnología (combustible fósil), sin considerar la ejecución de ningún proyecto de interconexión o energía renovable, únicamente consideramos las instalaciones de EERR de las Plantas Solares Cobija, El Sena, Baures y EL Espino existente.

Cálculo de la línea de base (Ecuaciones aplicables), aplicando la metodología AM0045, para gran escala:

$$EF_{bl,ini} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,bl} \times COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,bl}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1}$$

$$BE_y = EG_y \times EF_{bl,ini} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2}$$

Donde:

GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	Electricidad (MWh) generada por el Sistema Aislado de la fuente j (gas natural o diésel), los últimos tres años previo a la implementación del proyecto
F <sub>i,j,bl</sub> =	MMBTU	Cantidad de Combustible i (masa o volumen) consumido por la fuente j (planta)
EF <sub>bl</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh	Línea de Base del Factor de Emisiones del Sistema Aislado (tCO <sub>2e</sub> /MWh) al momento de la interconexión a la red
COEF <sub>ij</sub> =	gCO <sub>2</sub> /BTU	Coficiente de emisiones de CO <sub>2</sub> del combustible
BE <sub>y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /año	Línea de Base de emisiones
EG <sub>y</sub> =	MWh	Electricidad abastecida al Sistema Aislado en el año "y"

Cálculo de la línea de base (Ecuaciones aplicables), aplicando la metodología AMS-I.A, para pequeña escala:

La metodología propone tres (3) opciones:

**Opción 1:** Basada en la energía consumida en el SA.

Esta metodología requiere información precisa acerca de las pérdidas de la red de distribución, este dato no está cuantificado en Bolivia. Las pérdidas en los SA son solo estimaciones.

**Opción 2:** Basada en la generación anual de energía. Este método al igual que el anterior requiere una precisión con las pérdidas de la red de distribución.

**Opción 3:** Basada en una proyección del consumo histórico de combustible. El consumo de combustible fósil histórico es un dato confiable, al igual que la generación histórica, esto permite calcular los consumos específicos de cada tipo de combustible, por lo que se cuenta con información bastante precisa y confiable. Seleccionamos esta metodología.

$$BE_y = \sum_j FC_{j,y} \times NCV_j \times EF_{CO_2,j} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$FC_{j,y} =$	Miles de litros	Cantidad de Combustible i (masa o volumen) consumido por la fuente "j"
$NCV_j =$	Btu/litro	Poder Calórico Inferior del combustible "j"
$EF_{CO_2,j} =$	gCO <sub>2</sub> /BTU	Coeficiente de emisiones de CO <sub>2</sub> del combustible
$BE_y =$	tCO <sub>2</sub> /año	Línea de Base de emisiones

Para la determinación de combustible consumido ( $FC_{j,y} =$  Miles de litros o Millones de pies cúbicos), se utilizó la siguiente información:

$EG_y =$	MWh	Electricidad abastecida al Sistema Aislado en el año y
$GEN_{j,bl} =$	MWh	Electricidad (MWh) generada por el Sistema Aislado de la fuente "j"
$EF_{bl} =$	tCO <sub>2</sub> /MWh	Línea de Base del Factor de Emisiones del Sistema Aislado (tCO <sub>2e</sub> /MWh)

Con la electricidad generada y consumo específico (litros/kWh o pc/kWh) de combustible fósil, se calculó la cantidad de combustible que se requerirá para el periodo 2019-2025.

$$FC_{j,y} = GEN_{j,bl} \cdot \text{Consumo específico (litros/kWh)}$$

$$FC_{j,y} = GEN_{j,bl} \cdot \text{Consumo específico (pc/kWh)}$$

$$EF_{bl} = BE_y / EF_{bl} \text{ (Línea de Base Emisiones / Energía Abastecida)}$$

Si en el SA que se está analizando, existe energía de otra fuente (por ejemplo, solar), para determinar el factor de emisión de la línea de base, se requiere aplicar la siguiente ecuación:

$$EG_y = GEN_{j,bl} + \text{Generación de otra fuente (por ejemplo, Solar en MWh)}$$

Los factores de emisión<sup>5</sup> de los combustibles fósiles aplicables son:

Gas Natural:	0,05729	gCO <sub>2</sub> /BTU
Diesel:	0,07660	gCO <sub>2</sub> /BTU

## 6 APLICACIÓN METODOLÓGICA PARA LAS ACTIVIDADES DE LOS PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN

Los proyectos de interconexiones, que implican una expansión del SIN para suministrar electricidad generada por medios más eficientes y menos intensivos en carbono a los sistemas aislados, utilizamos la metodología AM0045.

Las emisiones del proyecto se calculan de la siguiente manera:

Primero se utiliza el último factor de emisión de la red interconectada con la siguiente ecuación:

$$EF_p = W_{OM} \times EF_{OM,y} + W_{BM} \times EF_{BM,y} \quad \text{Ecuación 4}$$

$EF_p =$	$\frac{tCO_2/MW}{h}$	Factor de Emisión de la red interconectada (SIN) <sup>6</sup> . <b>Asumimos 0,48 tCO<sub>2</sub>/MWh, por ser el último factor calculado.</b>
$EF_{OM,y} =$	$\frac{tCO_2/MW}{h}$	Factor de Emisión del margen operativo
$EF_{BM,y} =$	$\frac{tCO_2/MW}{h}$	Factor de Emisión del margen construido
$W_{OM} =$	%	50% (% de importancia del margen operativo)
$W_{BM} =$	%	50% (% de importancia del margen construido)

### Emisiones de las Actividades del Proyecto:

Son las emisiones de GEI resultante de la generación de energía que suministra el SIN y que alimenta al SA.

$$PE_y = (EG_y \times EF_p) \times (TL + 1) + PE_{SF6,y} \quad \text{Ecuación 5}$$

$EG_y =$	MWh	Electricidad abastecida al Sistema Aislado por la red (SIN) en el año y, (MWh)
$EF_p =$	tCO <sub>2</sub> /MWh	Factor de Emisión de Red (SIN) método simple promedio

<sup>5</sup> Fuente: Directrices IPCC - 2006

<sup>6</sup> Fuente: Capacitación al personal técnico en la cuantificación de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>-e para 3 proyectos de energía renovable en Bolivia, octubre de 2019, método OM simple para el año 2018.



TL =	%	Perdidas de energía en la red de transmisión del SIN. (Según el CNDC, las pérdidas alcanzan al 2.68%)
PE <sub>sf6,y</sub> =	tCO <sub>2</sub>	La red de transmisión nueva no tiene SF6 y el mantenimiento de equipos de patio que utilizan SF6 es controlada por las autoridades ambientales.

### Emisiones Reducidas

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad \text{Ecuación 6}$$

ER <sub>y</sub> =	tCO <sub>2</sub>	Emisiones reducidas por las Actividades del Proyecto, año y
BE <sub>y</sub> =	tCO <sub>2</sub>	Línea de Base de Emisiones del año y
PE <sub>y</sub> =	tCO <sub>2</sub>	Emisiones por las Actividades del Proyecto, año y
L <sub>y</sub> =	tCO <sub>2</sub>	Posibles Emisiones potenciales por deforestación en la construcción de la Línea de Transmisión (consideramos < 1%), usamos valor de cero (0)

### Aplicación Metodológica para las Actividades de los Proyectos Solares

Los proyectos solares que implican la instalación de unidades de generación renovable (hibridación solar), para suministrar electricidad a la población (hogares o usuarios individuales) en los sistemas aislados, utiliza la metodología AMS-I.A.

Para las actividades del proyecto, se seleccionó la opción 2. Basada en la generación anual de energía de la fuente renovable, descontando la relación entre la energía generada y la energía vendida, ya que el destino de la energía renovables es desplazar energía que utiliza combustible fósil.

$$BE_{CO2,y} = E_{BL,y} \times EF_{CO2,y} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

BE <sub>CO2,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /año	Línea de Base de Emisiones (Emisiones reducidas por las actividades del proyecto)
E <sub>BL,y</sub> =	MWh	Línea de Base de Energía, y (Energía total generada por las actividades del proyecto)
EF <sub>CO2,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh	Línea de Base del Factor de Emisiones del Sistema Aislado

$$E_{BL,y} = \sum_i EG_{i,y} / (1 - TDL) \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

E <sub>BL,y</sub> =	MWh	Línea de Base de Energía, y (Energía total consumida por los usuarios del SA resultante de las actividades del proyecto)
---------------------	-----	--

EG <sub>i,y</sub> =	MWh	Línea de Base de Energía, y (Energía total generada por las actividades del proyecto)
TDL =	%	Relación entre la Energía Generada y la Energía Vendida a los usuarios del SA

## **7 ESCENARIO DE EXPANSIÓN Y CRECIMIENTO SIN PROYECTOS A EJECUTAR**

Para la determinación de la línea de base o estado actual y proyectado mantenemos la práctica actual o “bussines as usual” de las empresas responsables de abastecer a los usuarios y consumidores de los SA., las cuales, ante un crecimiento de la demanda o expansión del SA, instalan nuevos generadores a combustible fósil para garantizar el suministro.

A partir de los datos estadísticos del periodo histórico 2014-2018, se han calculado todos los indicadores relativos a generación de energía, consumo de combustible fósil, necesidad de nuevas unidades de generación, emisiones de CO<sub>2</sub>e y factor de emisión para el periodo 2019-2025. En aplicación de las metodologías aprobadas por la CMNUCC, sus ecuaciones y los estándares de emisiones de los combustibles utilizados en los SA de Bolivia, Diesel y Gas Natural.

### **Departamento de Pando**

Pando tiene cuatro sistemas aislados, el más importante es el de Cobija, la Capital, después están El Sena, Puerto Gonzalo Moreno y Villa Nueva. Los últimos dos (2) iniciaron operaciones a finales del año 2018.

Dos de estos sistemas tienen generación renovable, plantas solares: Cobija (5,5 MW) y El Sena (0,4 MW).

### **Sistema Aislado Cobija**

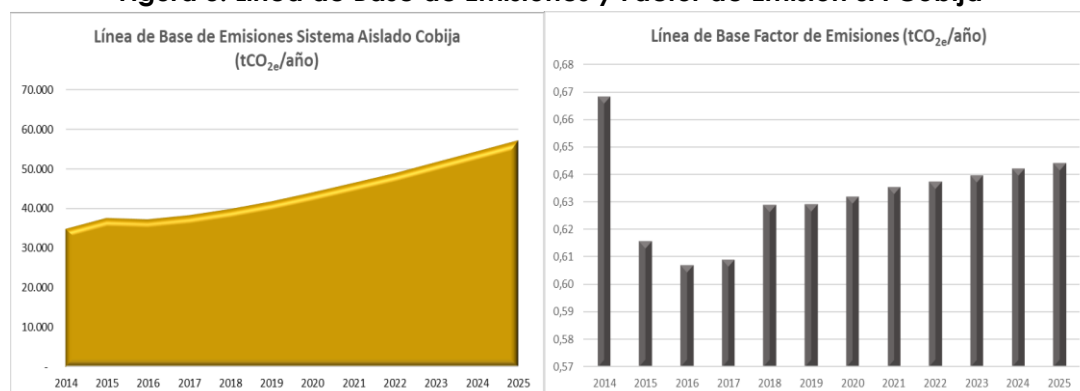
El Sistema Cobija abastece a 17.092 usuarios. Tiene un consumo de 269 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 12,36 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Pando
Provincia	Nicolas Suarez
Sistema Eléctrico	Cobija
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	28.2
Potencia Instalada (MW)	22.56
Potencia a Temperatura Media (MW)	19.5
Consumo específico (litros/kWh)	0.27
<b>Energía Renovable</b>	SI – Planta Solar
Potencia Instalada (MVA)	5.1
Potencia Instalada (MW)	5.1
Potencia a Temperatura Media (MW)	4.8
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5%
Energía vendida/Generación Bruta	89.7%

Para el periodo 2019-2025, se tiene un factor de emisión de 0,64 tCO<sub>2</sub>/MWh, y se requerirá instalar 8,3 MW de potencia adicional y emitirá entre 40.000 y 57.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 3 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Cobija, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 3: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Cobija**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AM0045, para este SA. (Tabla 3-Anexo 9 de este documento).

## Sistema Aislado El Sena

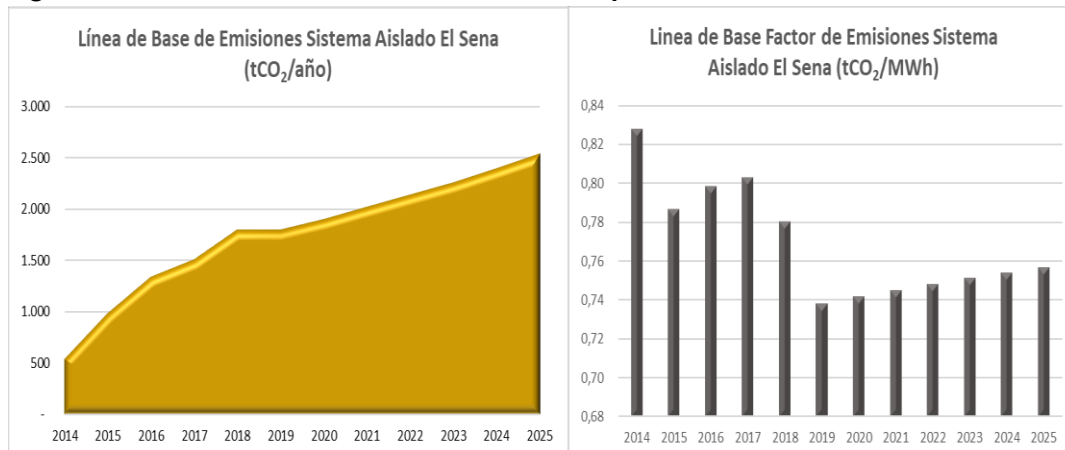
El Sistema El Sena abastece a 976 usuarios. Tiene un consumo, de 180 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 0,67 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Pando
Provincia	Madre de Dios
Sistema Eléctrico	El Sena
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	2,8
Potencia Instalada (MW)	2,2
Potencia a Temperatura Media (MW)	1,3
Consumo específico (litros/kWh)	0,31
<b>Energía Renovable</b>	Planta Solar
Potencia Instalada (MVA)	0,40
Potencia Instalada (MW)	0,40
Potencia a Temperatura Media (MW)	0.38
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual (por falta de datos asumimos media de los SA - 2018)	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	88,7%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,75 tCO<sub>2</sub>/MWh, y se requerirá instalar 0,8 MW de potencia adicional, y emitirá entre 1700 y 2500 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 4 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA EL Sena, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 4: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Sena**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 4-Anexo 9 de este documento).

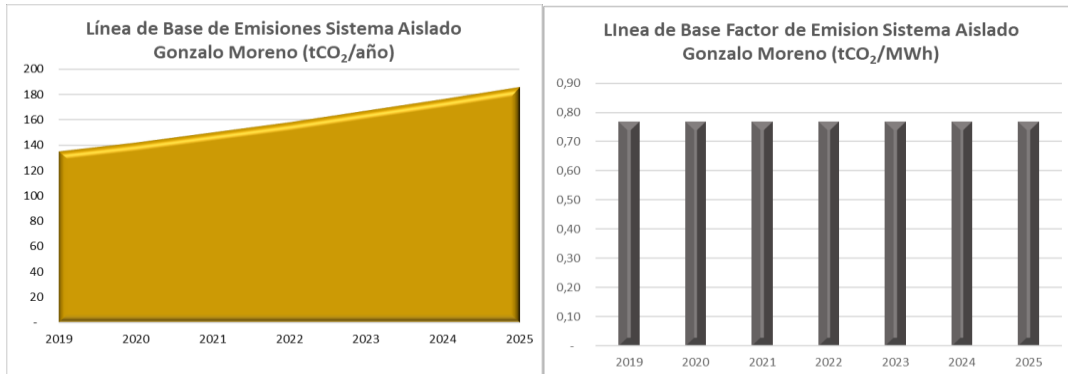
### Sistema Aislado Gonzalo Moreno

El Sistema Gonzalo Moreno abastece a 20 usuarios. Tiene un consumo de 550 kWh/mes-usuario. Fue recientemente inaugurado a finales del año 2018, por lo que solo existe información estimada del año 2019.

Ficha Técnica	
Departamento	Pando
Provincia	Madre de Dios
Sistema Eléctrico	Puerto Gonzalo Moreno
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1,69
Potencia Instalada (MW)	1,35
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,79
Consumo específico (litros/kWh)	0,30
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual (por falta de datos asumimos media de los SA - 2018)	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	75,1%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,77 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirá instalar nueva generación y emitirá entre 140 y 185 tCO<sub>2</sub>/año. La figura 5 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Gonzalo Moreno, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 5 Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Gonzalo Moreno**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 5-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Villa Nueva

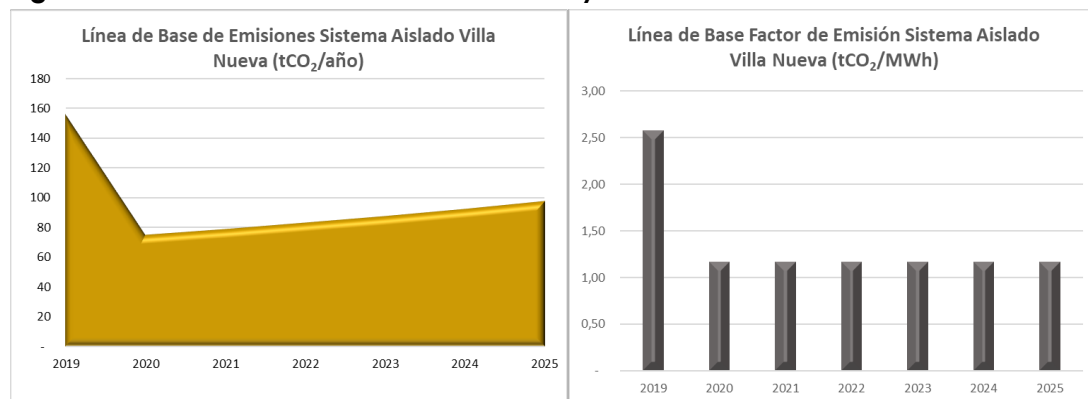
El Sistema Villa Nueva abastece a 196 usuarios, fue recientemente inaugurado a finales del año 2018, por lo que solo existe información estimada del año 2019.

Ficha Técnica	
Departamento	Pando
Provincia	Federico Román
Sistema Eléctrico	Municipio de Villa Nueva
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1,12
Potencia Instalada (MW)	0,90
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,53
Consumo específico (litros/kWh)	0,45
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual (por falta de datos asumimos media de los SA - 2018)	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	65,9%

Para el periodo 2019-2025, tenemos un factor de emisión de 1,17 tCO<sub>2</sub>/MWh, **NO** se requerirá instalar nueva generación y emitirá entre 75 y 100 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 6 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del Sa Villa Nueva, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 6: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Villa Nueva**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Departamento de Beni

Beni tiene diez (10) sistemas aislados, el más importante es el de Riberalta, le siguen Guayaramerín, Cachuela Esperanza, Rosario del Yata, Puerto Ustárez, Baures, Bella Vista, Huacaraje, El Carmen y Exaltación. Los sistemas más antiguos y de larga data son Riberalta y Guayaramerín, en el resto de los SA, si bien han operado hace varios años, pero recién el año 2017 registran datos confiables.

Solo uno (1) de estos sistemas cuenta con sistemas de generación renovable, Baures, con una Planta Solar de 0,17 MW.

### Sistema Aislado Riberalta

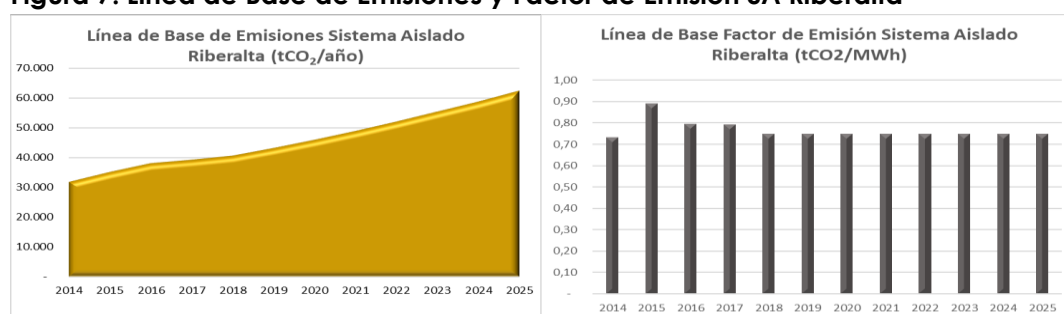
El Sistema Riberalta abastece a 21.407 usuarios. Tiene un consumo de 184 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 9,82 MW. Es el único sistema operado por una cooperativa privada (Cooperativa Eléctrica Riberalta Ltda. – CER).

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Vaca Diez
Sistema Eléctrico	Riberalta
Empresa Operadora	CER Ltda.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	22,03
Potencia Instalada (MW)	16,12
Potencia a Temperatura Media (MW)	15,78
Consumo específico (litros/kWh)	0,29
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM00045
% Crecimiento Anual	6,3%
Energía vendida/Generación Bruta	88,3%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,75 tCO<sub>2</sub>/MWh, y se requerirán instalar 5,4 MW de potencia adicional, y emitirá entre 40.000 y 63.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 7 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Riberalta, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 7: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Riberalta**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AM0045, para este SA. (Tabla 7-Anexo 9 de este documento).



## Sistema Aislado Guayamerín

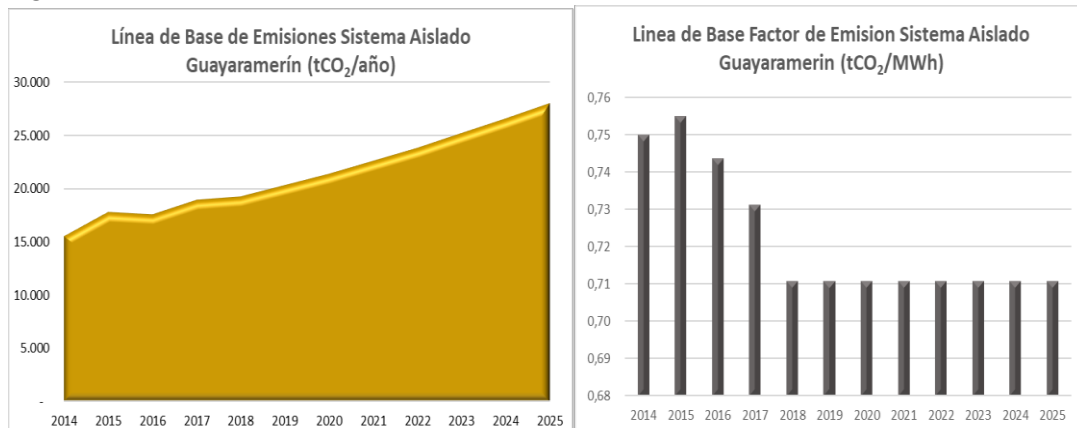
El Sistema Guayaramerín abastece a 9.030 usuarios. Tiene un consumo de 207 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 5,14 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Vaca Diez
Sistema Eléctrico	Guayaramerín
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	22,35
Potencia Instalada (MW)	17,255
Potencia a Temperatura Media (MW)	15,446
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	82,5%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,71 tCO<sub>2</sub>/MWh, y se requerirá instalar 3 MW de potencia adicional, y emitirá entre 20.000 y 30.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 8 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Guayaramerín, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 8: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Guayaramerín**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AM0045, para este SA. (Tabla 8-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Cachuela Esperanza

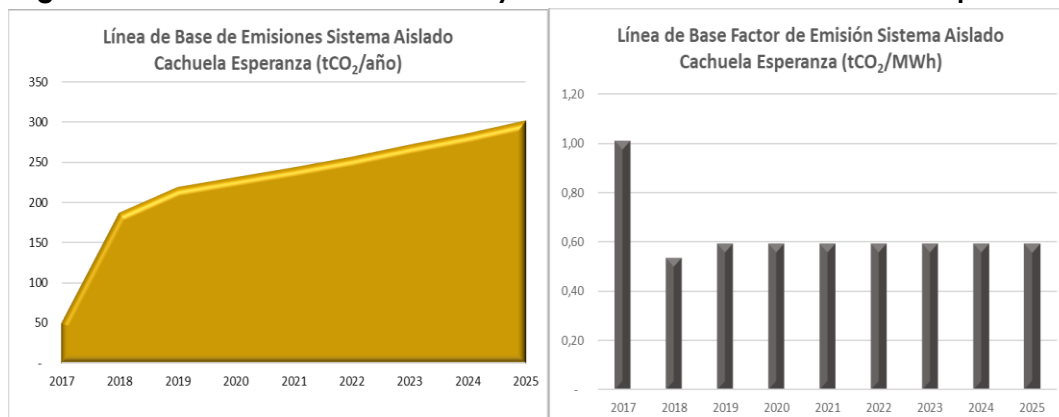
El Sistema Cachuela Esperanza abastece a 148 usuarios. Tiene un consumo de 77 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 47 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Vaca Diez
Sistema Eléctrico	Cachuela Esperanza
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,81
Potencia Instalada (MW)	0,65
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,52
Consumo específico (litros/kWh)	0,23
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	39,2%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,59 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirán ampliaciones de generación adicional y emitirá entre 200 y 300 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 9 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Cachuela Esperanza, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 9: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Cachuela Esperanza**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA, se presentan en la (Tabla 9-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Rosario del Yata

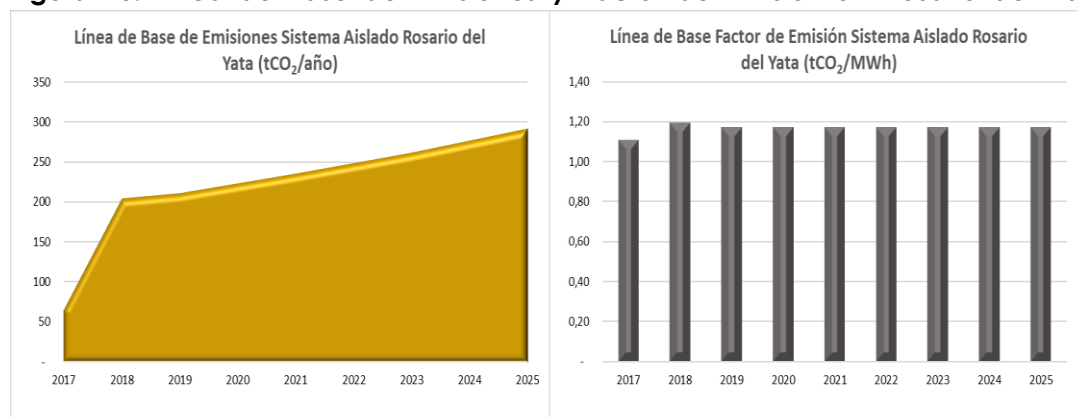
El Sistema Rosario del Yata abastece a 148 usuarios. Tiene un consumo de 74 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 48 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Vaca Diez
Sistema Eléctrico	Rosario del Yata
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1,21
Potencia Instalada (MW)	0,97
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,77
Consumo específico (litros/kWh)	0,45
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	77,0%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 1,17 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirá ampliaciones de generación adicional, y emitirá entre 200 y 300 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 10 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Rosario del Yata, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 10: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Rosario del Yata**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA, se presentan en la (Tabla 10-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Puerto Ustárez

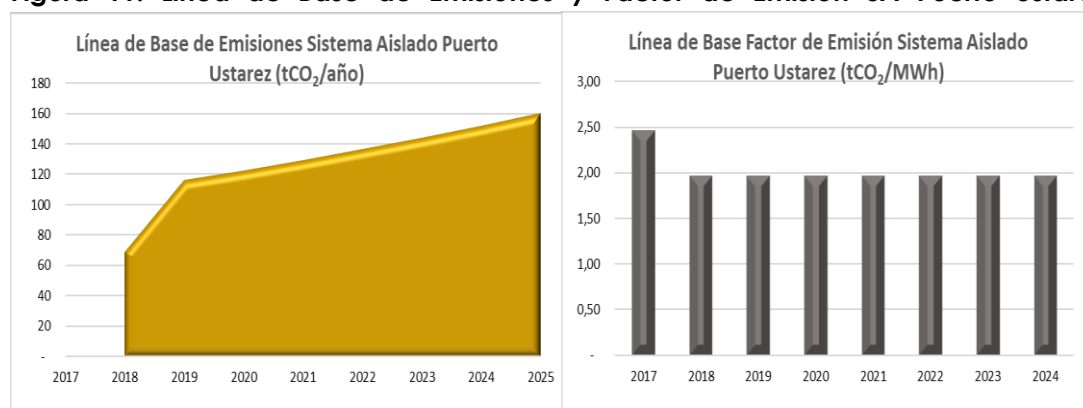
El Sistema Puerto Ustárez abastece a 45 usuarios. Tiene un consumo de 63 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 8,9 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Mamore
Sistema Eléctrico	Puerto Ustárez
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,24
Potencia Instalada (MW)	0,19
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,14
Consumo específico (litros/kWh)	0,76
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	65,2%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 1,97 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirán ampliaciones de generación adicional, y emitirá entre 100 y 160 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 11 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Puerto Ustárez, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 11: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Puerto Ustárez**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 11-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Baures

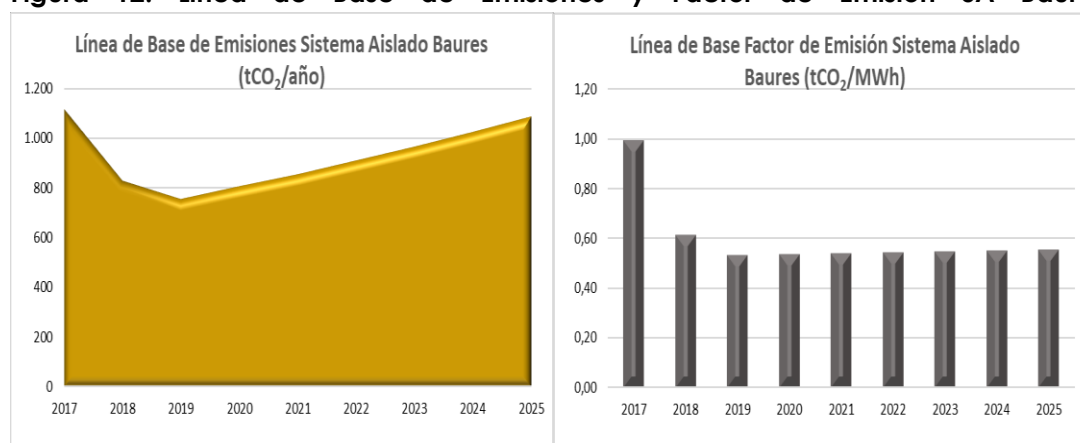
El Sistema Baures abastece a 953 usuarios. Tiene un consumo de 93 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 210 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema Eléctrico	Baures
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	2,26
Potencia Instalada (MW)	1,81
Potencia a Temperatura Media (MW)	1,43
Consumo específico (litros/kWh)	0,24
<b>Energía Renovable</b>	
Potencia Instalada (MVA)	166,50
Potencia Instalada (MW)	166,50
Potencia a Temperatura Media (MW)	158,18
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	82,5%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,55 tCO<sub>2</sub>/MWh. Este SA es menos intensivo en carbono por la instalación de la Planta Solar. **NO** se requerirá ampliaciones de generación adicional, y emitirá entre 800 y 1.100 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 12 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Baures, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 12: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Baures**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de

la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 12-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Bella Vista

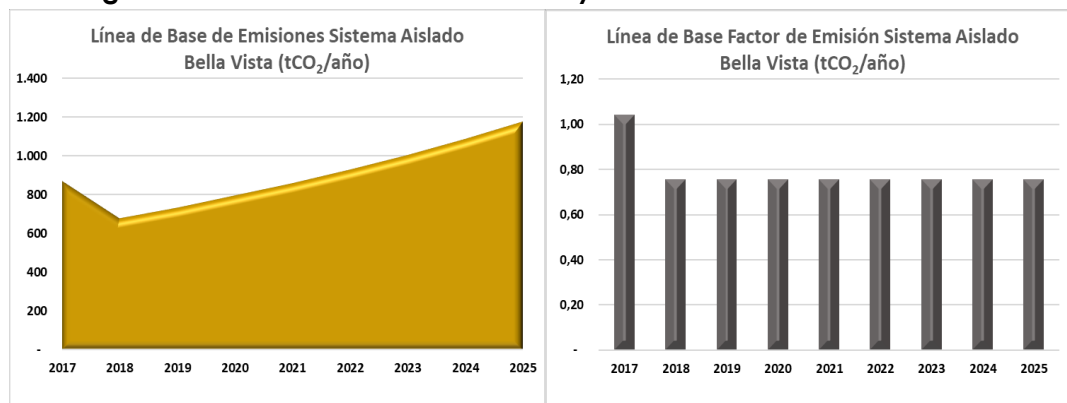
El Sistema Bella Vista abastece a 702 usuarios. Tiene un consumo de 85 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 200 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema Eléctrico	Bella Vista
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1,774
Potencia Instalada (MW)	1,43
Potencia a Temperatura Media (MW)	1,11
Consumo específico (litros/kWh)	0,29
<b>Energía Renovable</b>	NO Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	8,1%
Energía vendida/Generación Bruta	81,4%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,76 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirán ampliaciones de generación adicional, y emitirá entre 700 y 1.200 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 13 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Bella Vista, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 13: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Bella Vista**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 13-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Huacaraje

El Sistema Huacaraje abastece a 505 usuarios. Tiene un consumo de 98 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 160 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema Eléctrico	Huacaraje
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,58
Potencia Instalada (MW)	0,46
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,40
Consumo específico (litros/kWh)	0,31
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	0,2%
Energía vendida/Generación Bruta	86,2%

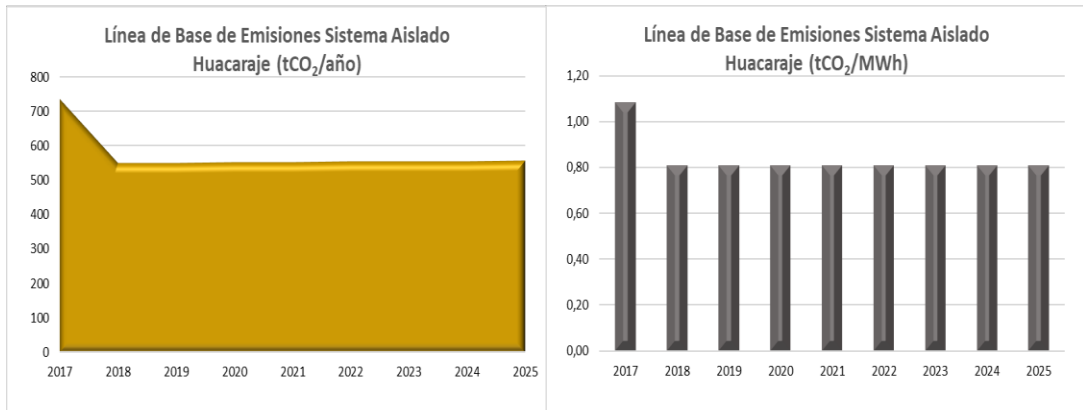
Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,81 tCO<sub>2</sub>/MWh.

**NO** se requerirá ampliaciones de generación adicional, y emitirá entre 500 y 600 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 14 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Huaracaje, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.



**Figura 14: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Huacaraje**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 14-Anexo 14 de este documento).

### Sistema El Carmen del Iténez

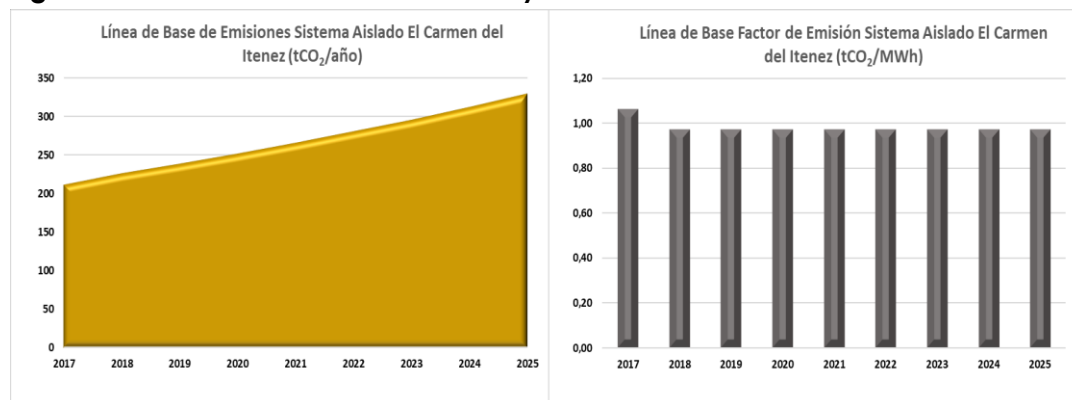
El Sistema El Carmen del Iténez abastece a 218 usuarios. Tiene un consumo de 78 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 77 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema Eléctrico	El Carmen del Itenez
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,16
Potencia Instalada (MW)	0,13
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,10
Consumo específico (litros/kWh)	0,38
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	85,2%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,97 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirán ampliaciones de generación adicional y emitirá entre 200 y 350 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 15 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA El Carmen del Iténez, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 15: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Carmen del Iténez**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 15-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Exaltación

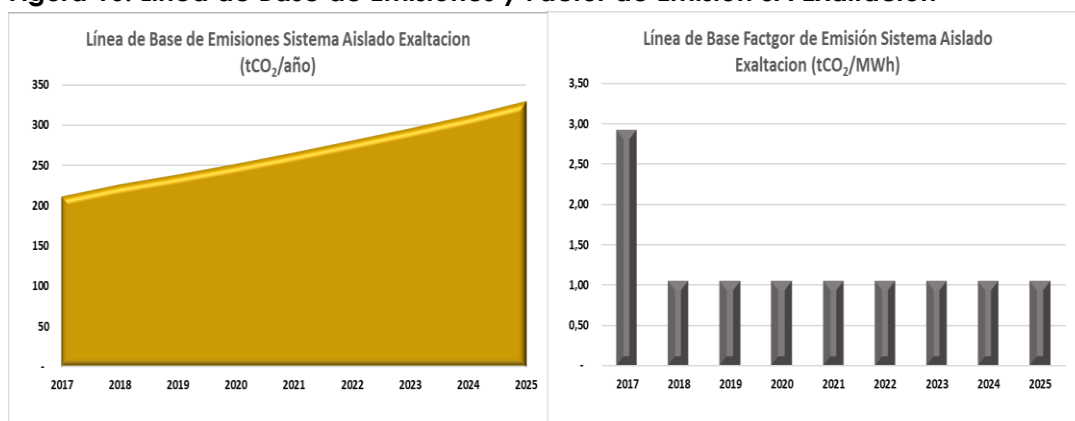
El Sistema Exaltación abastece a 159 usuarios. Tiene un consumo de 107 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 74 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Beni
Provincia	Yacuma
Sistema Eléctrico	Exaltación
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,35
Potencia Instalada (MW)	0,28
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,23
Consumo específico (litros/kWh)	0,40
<b>Energía Renovable</b>	NO Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	94,5%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 1,05 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirá ampliaciones de generación adicional y emitirá entre 200 y 350 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 16 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Exaltación, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 16: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Exaltación**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 16-Anexo 9 de este documento).

### Departamento de Santa Cruz

Santa Cruz tiene nueve (9) sistemas aislados, los más importantes por su tamaño son Las Misiones y German Busch, le siguen Camiri y Valles, y los restantes más pequeños son San Matías, Chiquitos, San Ignacio de Velasco, Charagua y El Espino. Los sistemas más antiguos y de larga data son Riberalta y Guayaramerín, en el resto de los SA, si bien han operado hace varios años, recién el año 2017 registran datos confiables.

Solo uno (1) de estos sistemas cuenta con sistemas de generación renovable, El Espino, con una Planta Solar de 60 kW.

## Sistema Aislado German Busch

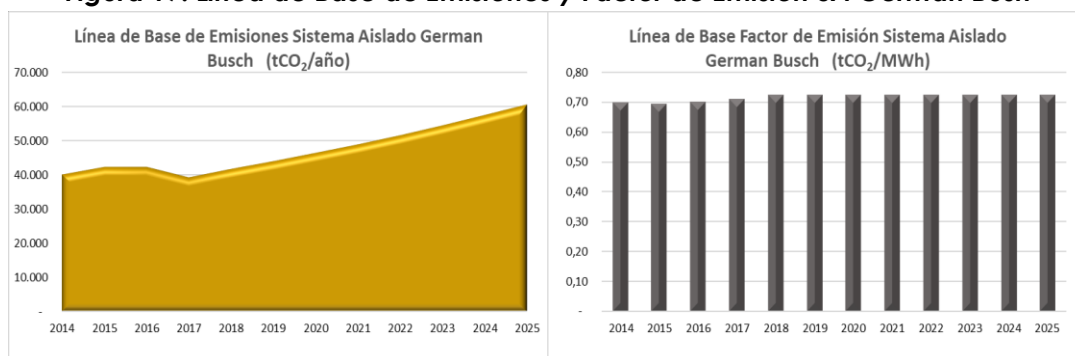
El Sistema German Busch abastece a 10.771 usuarios. Tiene un consumo de 409 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 10,25 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	German Bush
Sistema Eléctrico	German Busch
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas Natural
Potencia Instalada (MVA)	28,99
Potencia Instalada (MW)	23,20
Potencia a Temperatura Media (MW)	19,10
Consumo específico (pc/kWh)	13,48
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Annual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	91,8%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,73 tCO<sub>2</sub>/MWh. Se requerirá instalar 5,7 MW de potencia adicional, y emitirá entre 40.000 y 61.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 17 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA German Busch, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 17: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA German Bush**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la

aplicación de la metodología AM0045, para este SA. (Tabla 17-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Las Misiones

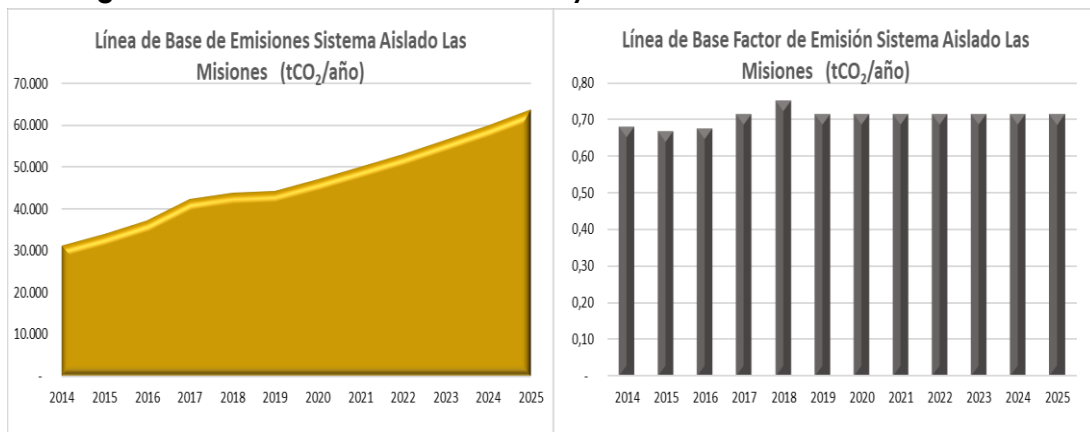
El Sistema Las Misiones abastece a 28.263 usuarios. Tiene un consumo de 154 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 11,74 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	Guarayos
Sistema Eléctrico	Las Misiones
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas Natural/Diesel
Potencia Instalada (MVA)	27,80
Potencia Instalada (MW)	21,35
Potencia a Temperatura Media (MW)	19,05
Consumo específico (pc/kWh)	13,23
<b>Energía Renovable</b>	0,28
Potencia Instalada (MVA)	NO tiene
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	
Metodología Aplicable	Gran Escala
% Crecimiento Anual	6.3%
Energía vendida/Generación Bruta	85,3%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,71 tCO<sub>2</sub>/MWh. Se requerirá instalar 6 MW de potencia adicional y emitirá entre 40.000 y 64.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 18 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Las Misiones, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 18: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Las Misiones**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AM0045, para este SA. (Tabla 18-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Aislado Camiri

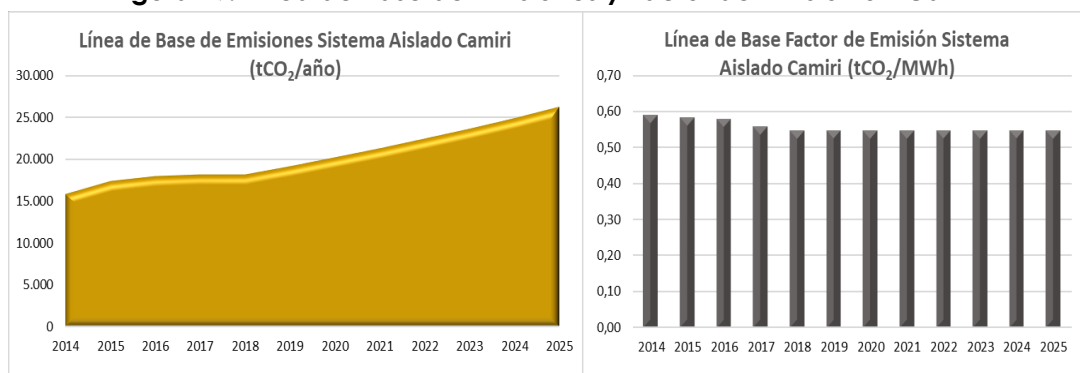
El Sistema Camiri abastece a 14.957 usuarios. Tiene un consumo de 150 kWh/mes-usuario, y una demanda máxima para el año 2018 de 6,38 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	Cordillera
Sistema Eléctrico	Camiri
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	15,83
Potencia Instalada (MW)	12,67
Potencia a Temperatura Media (MW)	11,75
Consumo específico (pc/kWh)	9,99
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5,4%
Energía vendida/Generación Bruta	83,6%

Este sistema tiene previsto en su escenario con proyecto la interconexión al SIN. Al considerarse esta interconexión al SIN un proyecto de gran escala (> a 15 MW), se debe aplicar la metodología AM0045 para el cálculo de la Línea de Base. Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,55 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** requiere potencia adicional y emitirá entre 18.000 y 27.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 19 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Camiri, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 19: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Camiri**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AM0045, para este SA. (Tabla 19-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Valles

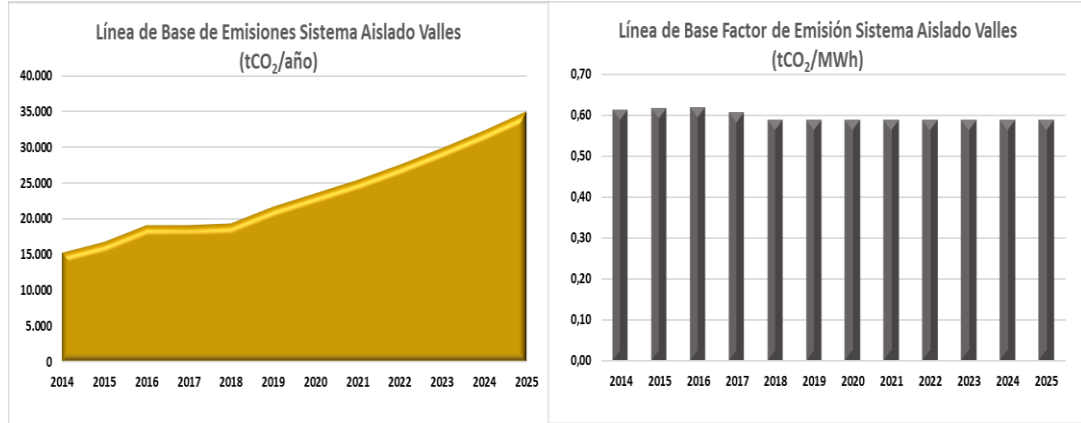
El Sistema Valles abastece a 23.104 usuarios. Tiene un consumo de 103 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 6,34 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	Vallegrande
Sistema Eléctrico	Valles Cruceños
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	14,55
Potencia Instalada (MW)	11,64
Potencia a Temperatura Media (MW)	9,56
Consumo específico (pc/kWh)	10,92
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	8,2%
Energía vendida/Generación Bruta	83,9%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,59 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirán ampliaciones de generación adicional, y emitirá entre 20.000 y 36.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 20 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Valles, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 20: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Valles**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda y la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025 y los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 20-Anexo 9 de este documento).

### Sistema San Matías

El Sistema San Matías abastece a 2.875 usuarios. Tiene un consumo de 203 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 1,68 MW.

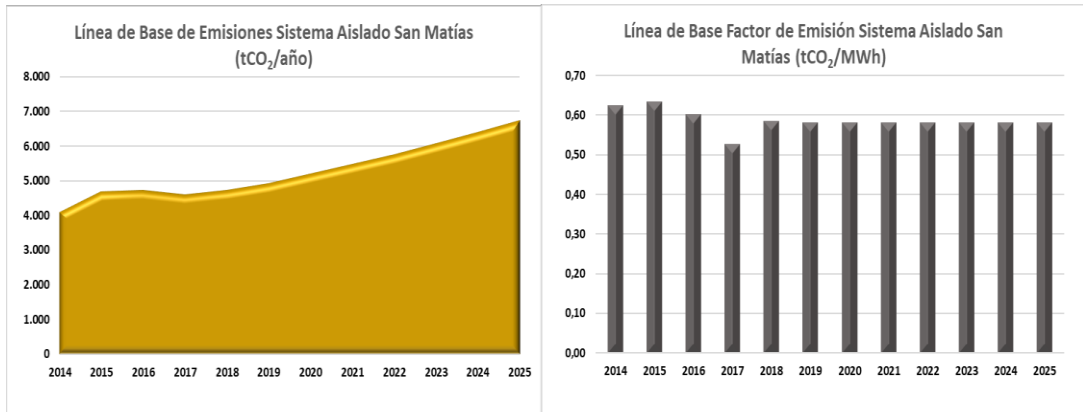
Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	Ángel Sandoval
Sistema Eléctrico	San Matías
Empresa Operadora	ENDE Guaracachi S.A.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	10,56
Potencia Instalada (MW)	8,68
Potencia a Temperatura Media (MW)	7,32
Consumo específico (pc/kWh)	10,31
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,3%
Energía vendida/Generación Bruta	83,2%



Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,58 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** se requerirá ampliaciones de generación adicional y emitirá entre 4.500 y 7.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 21 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA San Matías, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 21: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA San Matías**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 21-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Chiquitos

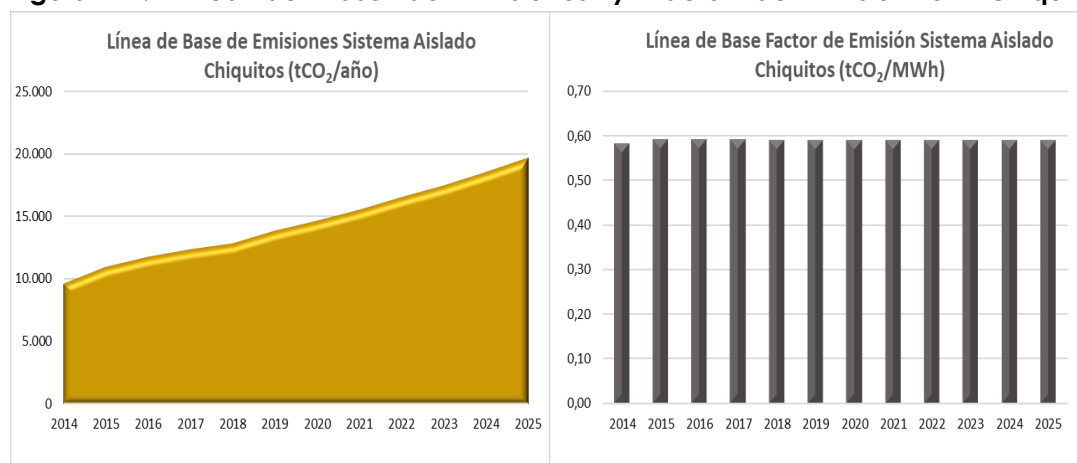
El Sistema Chiquitos abastece a 8.470 usuarios. Tiene un consumo de 181 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 4,38 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	Chiquitos
Sistema Eléctrico	Roboré y Santiago de Chiquitos
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	9,88
Potencia Instalada (MW)	7,54
Potencia a Temperatura Media (MW)	7,20
Consumo específico (pc/kWh)	10,92
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	6,1%
Energía vendida/Generación Bruta	83,6%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,59 tCO<sub>2</sub>/MWh. El sistema requerirá generación adicional por 3 MW, y emitirá entre 13.000 y 20.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 22 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Chiquitos, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 22: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Chiquitos**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de

la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 22-Anexo 9 de este documento).

### Sistema San Ignacio de Velasco

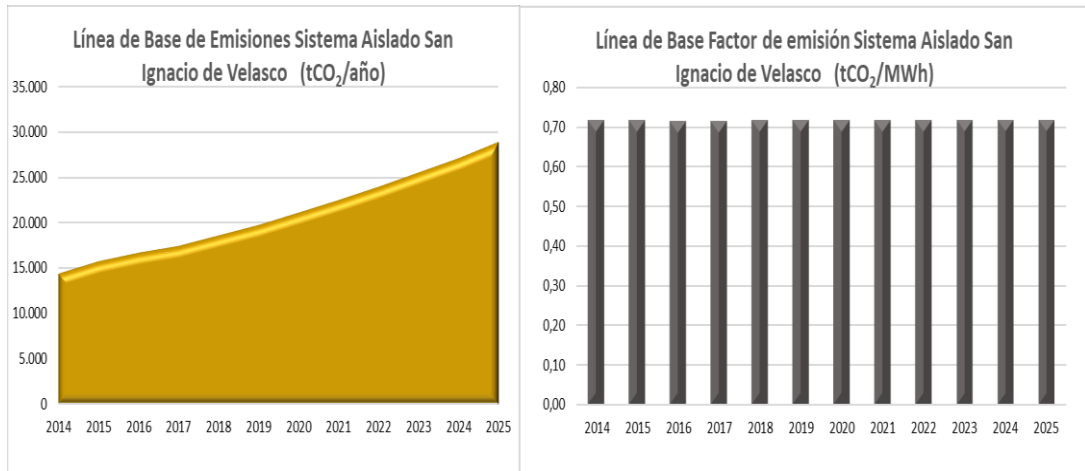
El Sistema San Ignacio de Velasco abastece a 12.184 usuarios. Tiene un consumo de 156 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 5,05 MW.

<b>Ficha Técnica</b>	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	José Miguel de Velasco
Sistema Eléctrico	San Ignacio de Velasco
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	9,80
Potencia Instalada (MW)	7,84
Potencia a Temperatura Media (MW)	6,79
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	6,5%
Energía vendida/Generación Bruta	88,3%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,72 tCO<sub>2</sub>/MWh. El sistema requerirá generación adicional por 6 MW y emitirá entre 18.000 y 29.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 23 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA San Ignacio de Velasco, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 23: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA San Ignacio de Velasco**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 23-Anexo 9 de este documento).

### **Sistema Charagua**

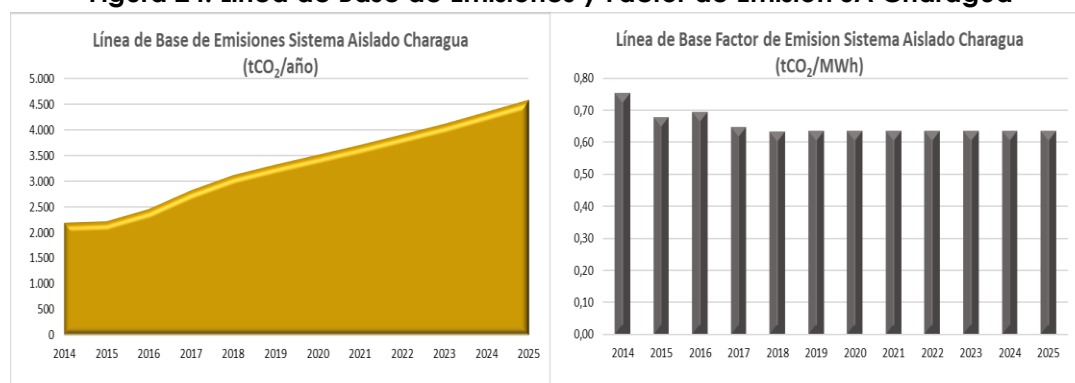
El Sistema Charagua abastece a 3.253 usuarios. Tiene un consumo de 109 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 1,11 MW.

Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	Cordillera
Sistema Eléctrico	Charagua
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	3,13
Potencia Instalada (MW)	2,55
Potencia a Temperatura Media (MW)	2,19
Consumo específico (pc/kWh)	11,71
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	86,3%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,63 tCO<sub>2</sub>/MWh. Se requerirá ampliar la capacidad de generación en un (1) MW, y emitirá entre 3.000 y 5.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 24 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Charagua, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 24: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Charagua**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 24-Anexo 9 de este documento).

## Sistema El Espino

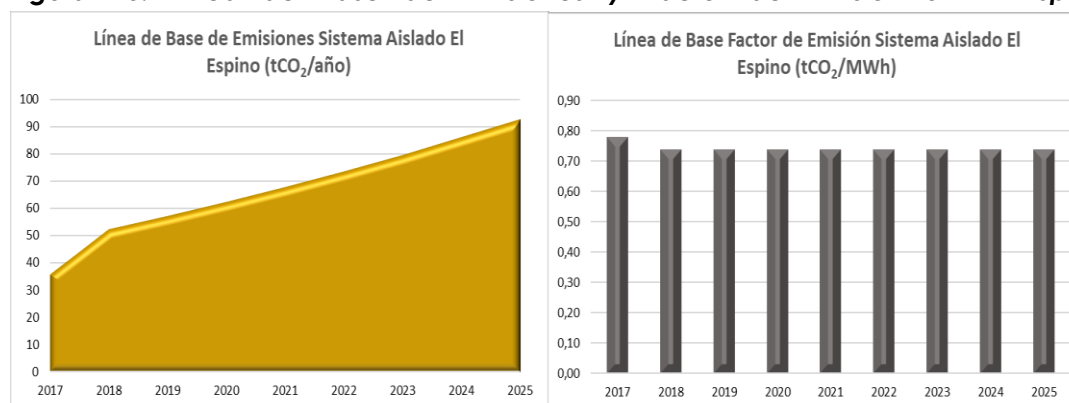
El Sistema El Espino abastece a 133 usuarios. Tiene un consumo de 70 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 32 kW.

Ficha Técnica	
Departamento	Santa Cruz
Provincia	Cordillera
Sistema Eléctrico	El Espino
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Solar/Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,1
Potencia Instalada (MW)	0,1
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,065
Consumo específico (litros/kWh)	0,29
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	0.06
Potencia a Temperatura Media (MW)	0.06
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	88,9%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,74 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** requiere ampliar la capacidad de generación y emitirá entre 50 y 100 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 25 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA El Espino, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 25: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Espino**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de

la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 25-Anexo 9 de este documento).

### Departamento de Tarija

Tarija tiene tres (3) sistemas aislados, el más importante por su tamaño es Bermejo, los restantes más pequeños son Entre Ríos y El Punte. Estos SA vienen operando hace varios años con datos confiables.

Ninguno de los sistemas cuenta con sistemas de generación renovable.

### Sistema Aislado Bermejo

El Sistema Bermejo abastece a 12.941 usuarios tiene un consumo por usuario de 148 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 6,10 MW.

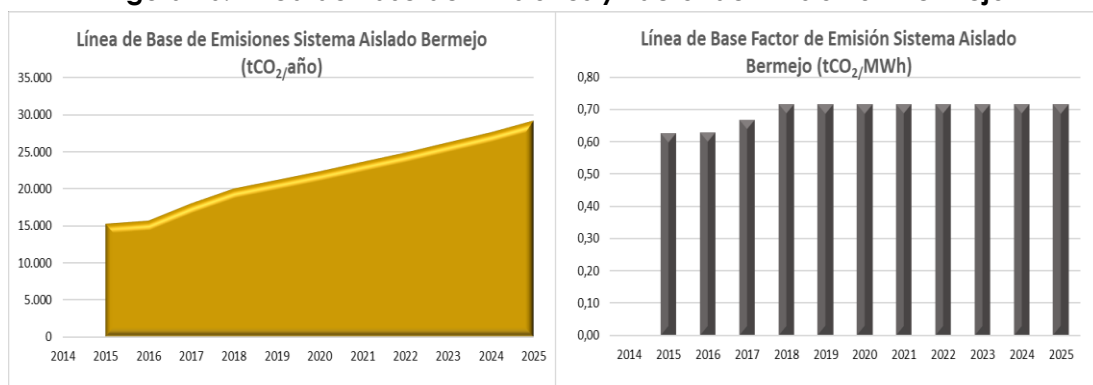
Ficha Técnica	
Departamento	Tarija
Provincia	Aniceto Arce
Sistema Eléctrico	Bermejo
Empresa Operadora	SETAR
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	18,06
Potencia Instalada (MW)	14,44
Potencia a Temperatura Media (MW)	11,55
Consumo específico (pc/kWh)	13,25
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	80,6%

Este sistema tiene previsto en su escenario con proyecto la interconexión al SIN. Al considerarse esta interconexión al SIN un proyecto de gran escala (> a 15 MW), se debe aplicar la metodología AM0045 para el cálculo de la Línea de Base.

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,71 tCO<sub>2</sub>/MWh. **NO** requiere potencia adicional y emitirá entre 20.000 y 30.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 26 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Bermejo, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 26: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Bermejo**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AM0045, para este SA. (Tabla 26-Anexo 9 de este documento).

### Sistema Entre Ríos

El Sistema Entre Ríos abastece a 5.436 usuarios. Tiene un consumo por usuario de 87 kWh/mes-usuario y una demanda máxima para el año 2018 de 1,70 MW.

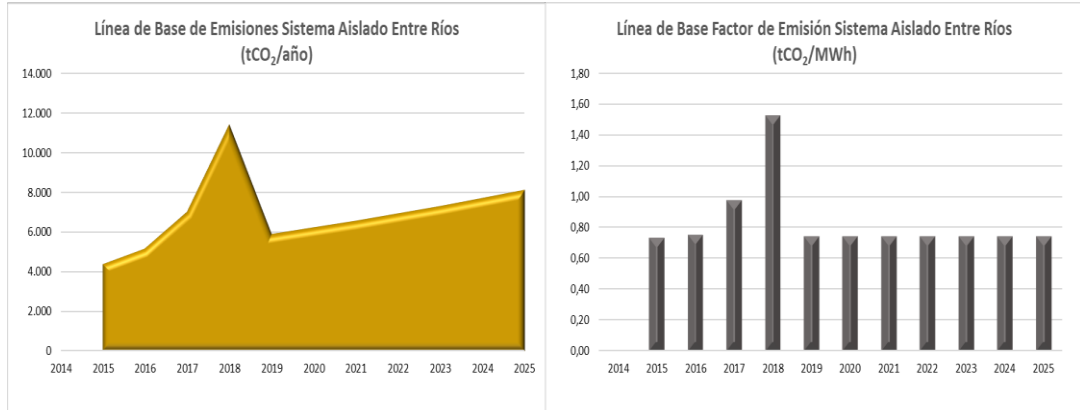
Ficha Técnica	
Departamento	Tarija
Provincia	Burnet O'Connor
Sistema Eléctrico	Entre Ríos
Empresa Operadora	SETAR
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	2,97
Potencia Instalada (MW)	2,70
Potencia a Temperatura Media (MW)	2,28
Consumo específico (pc/kWh)	13,87
<b>Energía Renovable</b>	NO tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	76,3%

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,75 tCO<sub>2</sub>/MWh. El sistema requerirá generación adicional por 3 MW y emitirá entre 5.000 y 9.000 tCO<sub>2</sub>/año.



La figura 27 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA Entre Ríos, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 27: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Entre Ríos**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA, (Tabla 27-Anexo 9 de este documento).

**Sistema El Puente**

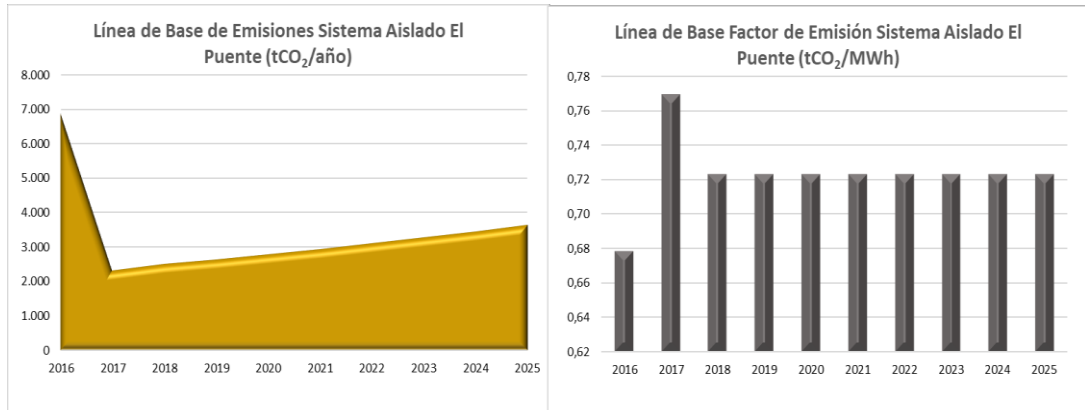
En el Sistema El Puente no se cuenta con datos de usuarios, por lo que no es posible calcular los indicadores de este SA.

<b>Ficha Técnica</b>	
Departamento	Tarija
Provincia	Eustaquio Méndez
Sistema Eléctrico	El Puente
Empresa Operadora	Gas & Electricidad S.A.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	2,20
Potencia Instalada (MW)	1,92
Potencia a Temperatura Media (MW)	1,60
Consumo específico (pc/kWh)	13,42
<b>Energía Renovable</b>	
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	No Disponible

Para el periodo 2019-2025 se tiene un factor de emisión de 0,72 tCO<sub>2</sub>/MWh. El sistema no requiere generación adicional y emitirá entre 2.500 y 4.000 tCO<sub>2</sub>/año.

La figura 28 muestra los datos históricos 2014 - 2018 y proyectados hasta el año 2025 del SA El Puente, considerando sus características y crecimiento actual referidos a la línea de base de emisiones y factor de emisión, sin considerar proyectos de energías renovables o eficiencia energética.

**Figura 28: Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Puente**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Los datos de crecimiento de la demanda, la información del periodo 2014-2018, la proyección al año 2025, así como los resultados de la aplicación de la metodología AMS-I.A, para este SA. (Tabla 28-Anexo 9 de este documento).

**Resumen Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos en SA**

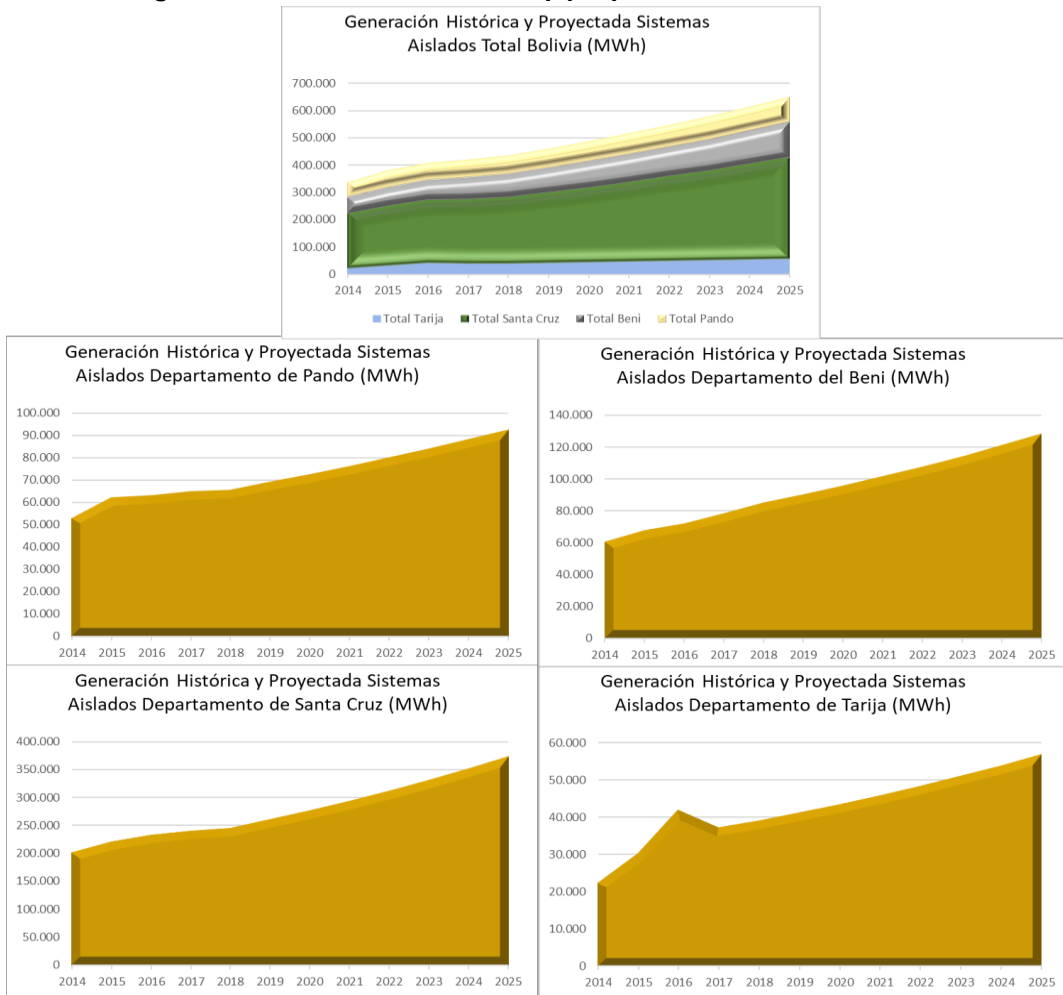
Los SA en Bolivia en los últimos años, a pesar de la incorporación de algunos sistemas al SIN, han tenido un crecimiento sostenido en cantidad de usuarios que en promedio es del 6,3%.

Las ventas de energía crecen al 5,5%, lo que obliga a instalar nueva capacidad de generación e incrementar el consumo de combustible fósil, que está altamente subsidiado en particular el diésel. Para generación en SA, el diésel tiene un precio de 1,10 Bs/litro, con impuestos incluidos, por debajo de precio de mercado interno y del precio internacional de este combustible. De seguir esta tendencia, el incremento de las emisiones de GEI será constante, debido a que la presencia de generación con fuentes renovables representa el 8,35%, y en el año 2025, sería del 6,46% en un escenario sin proyectos.

## Energía Generada y Generación Proyectada

La energía generada en los 26 SA con combustible fósil el año 2018 alcanzó a 434.183 MWh. En el escenario sin proyectos para el año 2025 proyectado alcanzaría a 650.788 MWh, creciendo a una tasa anual del 6% (Tabla 29-Anexo 9 de este documento).

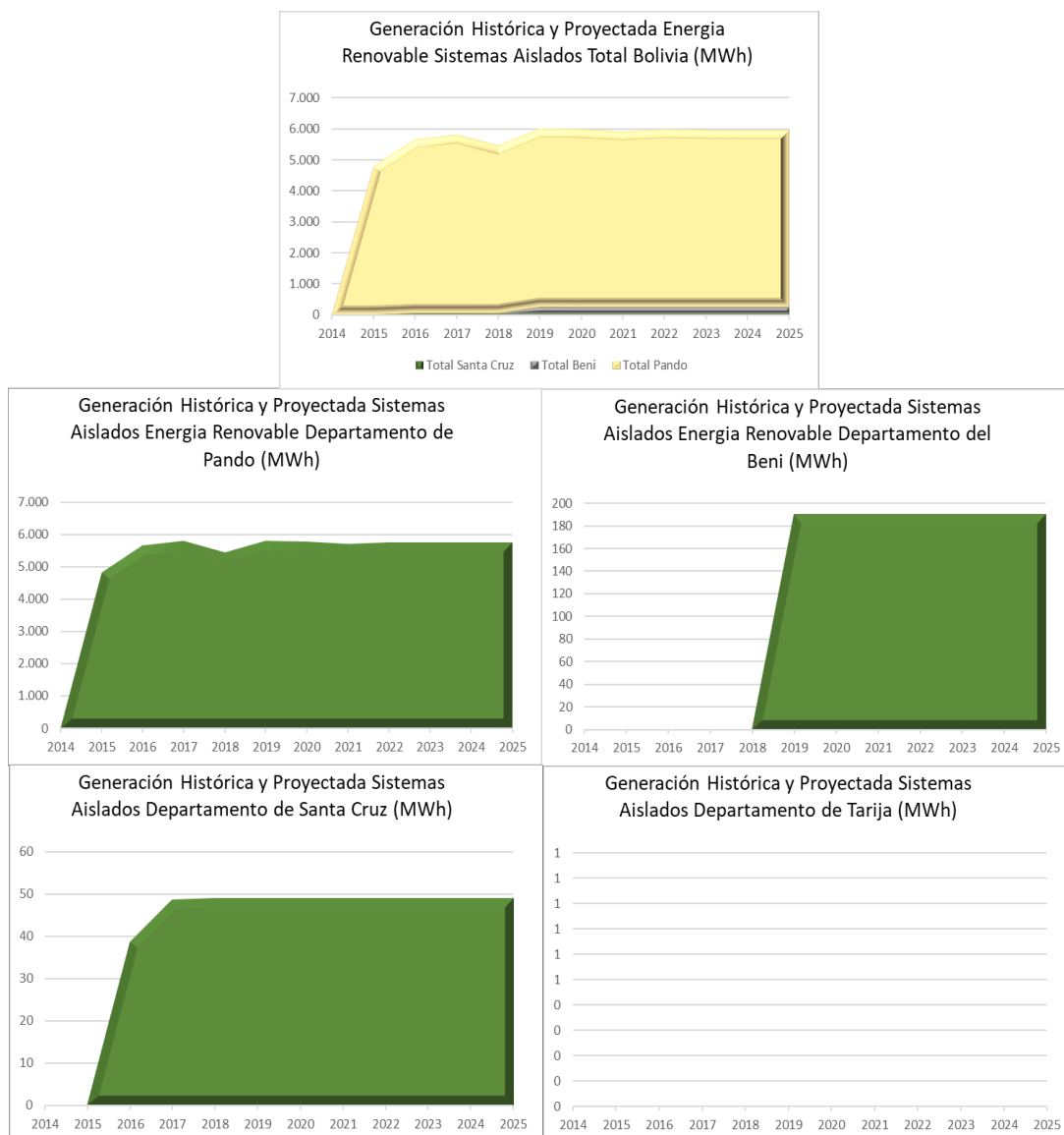
**Figura 29: Generación histórica y proyectada combustible fósil**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

La energía renovable de fuente solar o fotovoltaica para el año 2018 alcanza a 5.465 MWh, y en el escenario sin proyectos el año 2025 alcanzaría a 5.969 MWh, creciendo solo un 1,3% (Tabla 30-Anexo 9 de este documento).

**Figura 30: Generación histórica y proyectada fuente renovable**



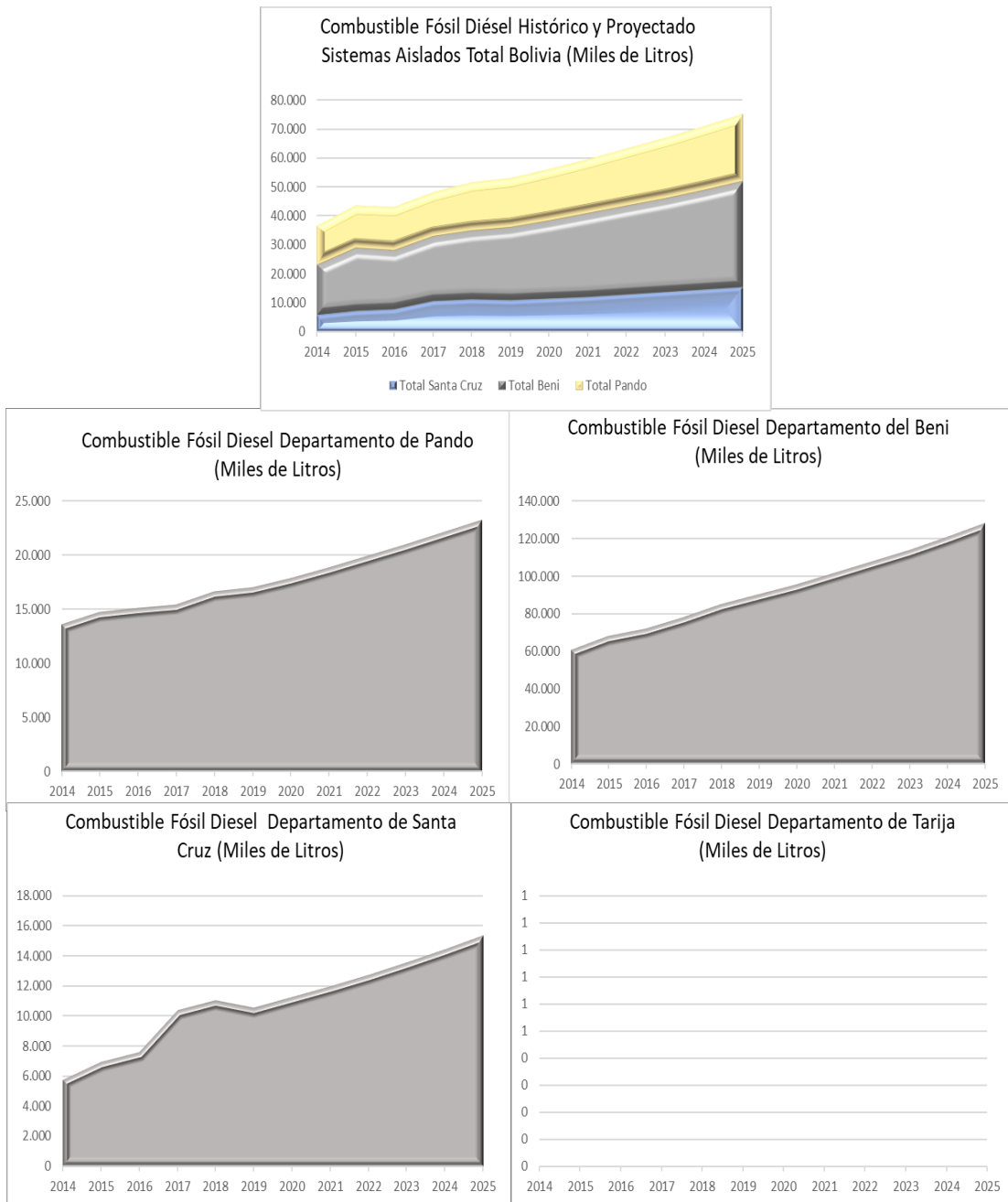
Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Consumo de combustible Fósil

En los SA de Pando (4 Sistemas) y Beni (10 Sistemas), el combustible fósil utilizado es diésel; en Santa Cruz (9 Sistemas), solo el Sistema San Ignacio de Velasco opera 100% con diésel, el resto consume gas natural y en una pequeña proporción diésel. En Tarija los tres (3) sistemas utilizan gas natural.

El consumo de diésel el año 2018 alcanzó a 51,7 Millones de litros, y en el escenario sin proyectos, para el año 2025 proyectado, el consumo alcanzaría a 75,2 Millones de litros, creciendo a una tasa anual del 5,5% (Ver Tabla 31 – Anexo 9 de este documento y Figura 31).

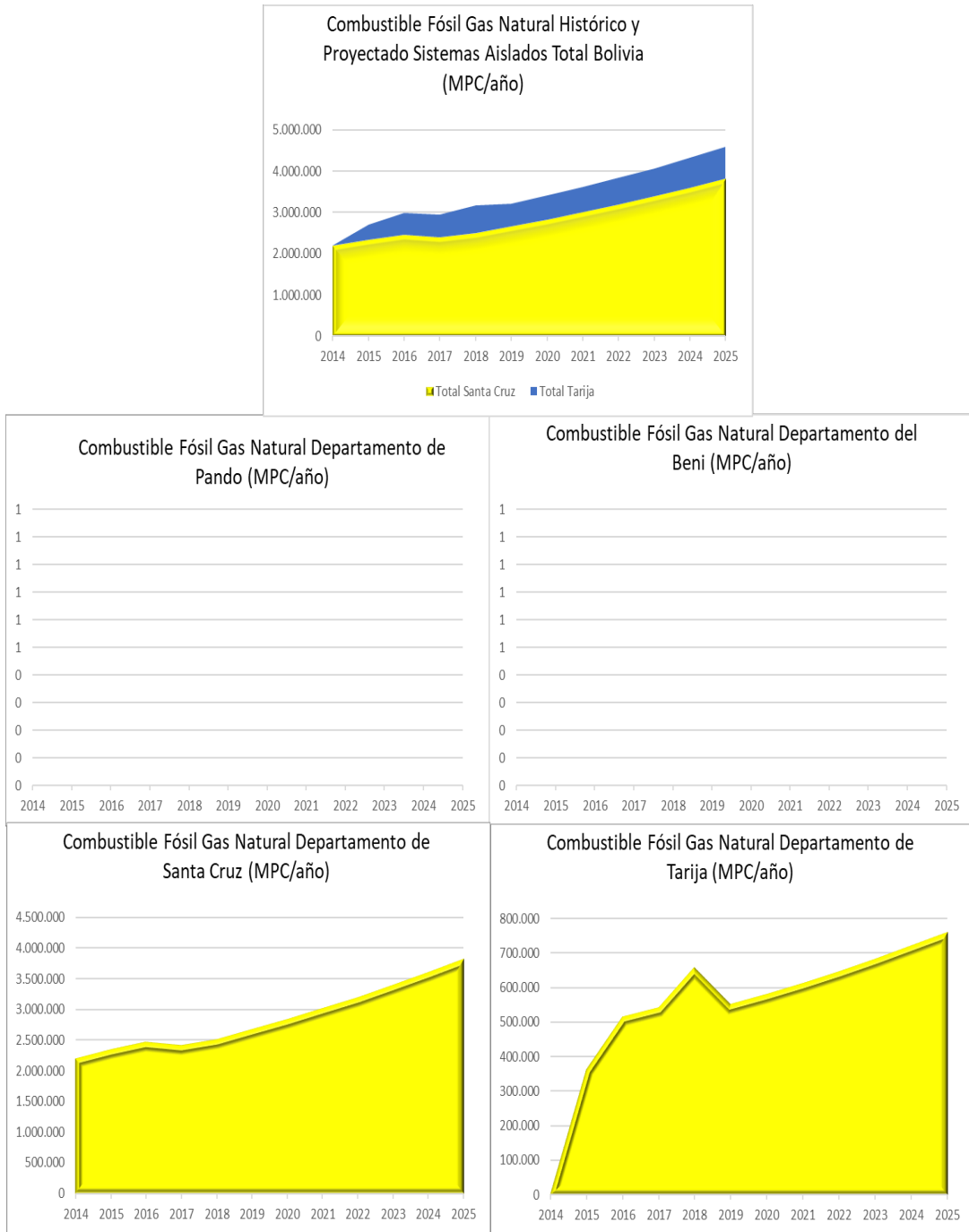
**Figura 31: Consumo de Diesel histórica y proyectada**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

El consumo de gas natural el año 2018 alcanzó a 3.166,2 MMpc, y en el escenario sin proyectos, para el año 2025 proyectado, el consumo alcanzaría a 4.578,0 MMpc, creciendo a una tasa anual del 5,4% (Ver Tabla 32 – Anexo 9 y Figura 32).

**Figura 32: Consumo de Gas Natural histórica y proyectada**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Línea de Base de Emisiones de Gases Efecto Invernadero

Las emisiones de GEI los 26 SA el año 2018 alcanzaron a 300.690 tCO<sub>2</sub>. En el escenario sin proyectos para el año 2025 proyectado alcanzarían a 441.119 tCO<sub>2</sub>, creciendo a una tasa anual del 5,6% (Ver Tabla 33 -Anexo 9 a este documento y Figura 33).

**Figura 33: Línea de Base emisiones de GEI histórica y proyectada**

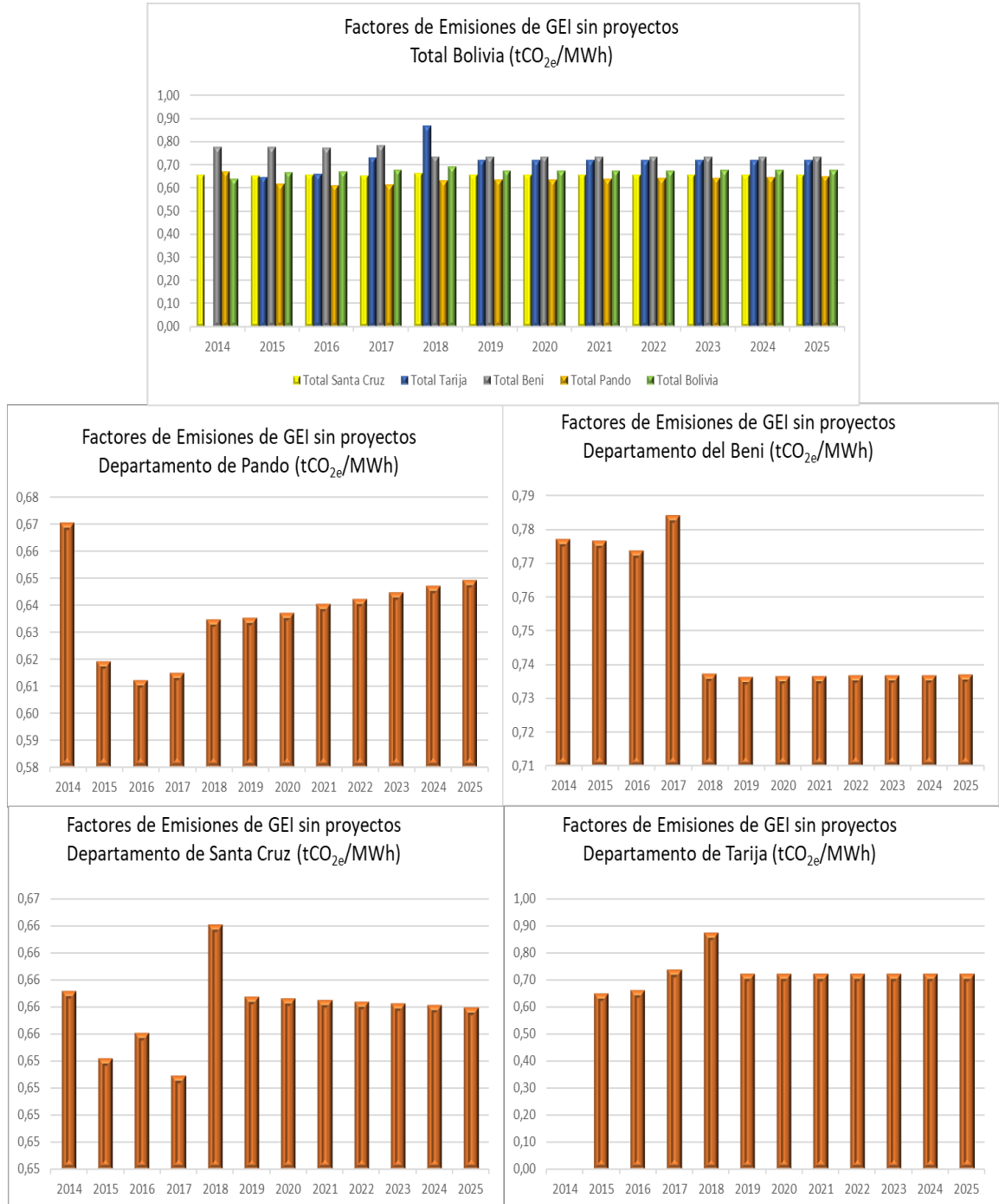


Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Línea de Base de Factores de Emisión

El factor de emisión de GEI los 26 SA el año 2018 alcanzaron a 0,69 tCO<sub>2</sub>/MWh, en el escenario sin proyectos para el año 2025 proyectado alcanzaría a 0,68 tCO<sub>2</sub>/MWh, sin tener cambios relevantes (Ver Tabla 34-Anexo 9 de este documento y Figura 34).

**Figura 34: Línea de Base Factor de Emisiones de GEI histórica y proyectada**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.



## Resumen Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos en SA

El Ministerio de Energía, así como las instituciones y los organismos responsables de los SA, han informado de la ejecución de nueve (9) proyectos para el periodo 2019-2025 a saber:

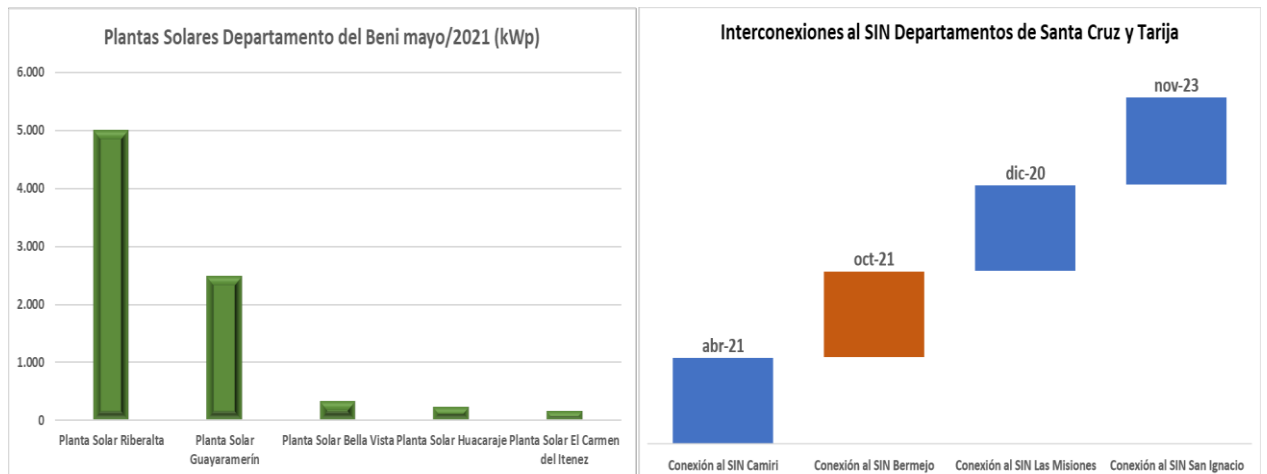
- Cinco (5) Plantas Solares
- Cuatro (4) proyectos de interconexión

**Cuadro 1: Proyectos informados por el Ministerio de Energías y las instituciones responsables de los Sistemas Aislados**

PROYECTOS PREVISTOS HASTA EL 2025				
<b>Proyectos Hibridación/Plantas Solares</b>				
1	Planta Solar Riberalta	kWp	5.000	may-21
2	Planta Solar Guayaramerín	kWp	2.500	may-21
3	Planta Solar Bella Vista	kWp	342	may-21
4	Planta Solar Huacaraje	kWp	250	may-21
5	Planta Solar El Carmen del Itenez	kWp	175	may-21
<b>Total Plantas Solares</b>		<b>kWp</b>	<b>8.267</b>	
<b>Proyectos de Interconexión al SIN</b>				
6	Conexión al SIN Camiri	115 kV (Padilla - Monteagudo Camiri)		abr-21
7	Conexión al SIN Bermejo	115 kV (Tarija - Bermejo)		oct-21
8	Conexión al SIN Las Misiones	230 kV (Los Troncos - Guarayos)		dic-20
9	Conexión al SIN San Ignacio	230 kV (Los Troncos - San Ignacio)		nov-23

Fuente: Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

**Figura 35: Proyectos informados por el Ministerio de Energías y las instituciones responsables de los Sistemas Aislados**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

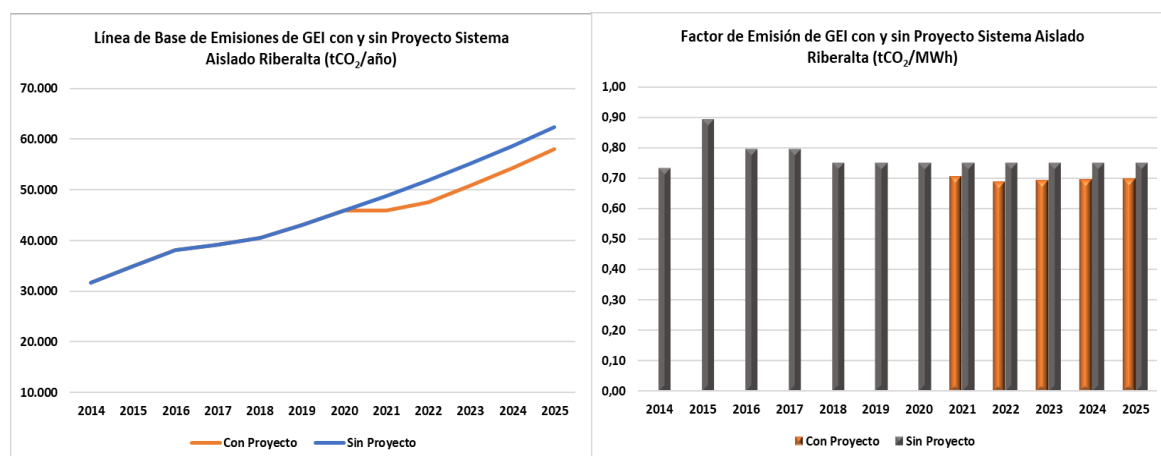
## Sistema Aislado Riberalta con la ejecución del Proyecto

En la Provincia Vaca Diez, Municipio de Riberalta, en el SA Riberalta se instalaría un proyecto de energía solar de 5 MW, que ingresaría en operación comercial en mayo/2021.

Ficha Técnica	
Proyecto	Planta Solar Riberalta
Potencia Instalada (kW)	5000
Potencia a Temperatura. Media (kW)	4750
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

De acuerdo con la metodología AMS-I.A aplicada, la reducción de emisiones en el SA Riberalta alcanzaría a 4.283 tCO<sub>2</sub>/año y el factor de emisiones bajaría de 0,75 a 0,69 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la tabla 36 y figura 36:

**Figura 36: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Riberalta con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

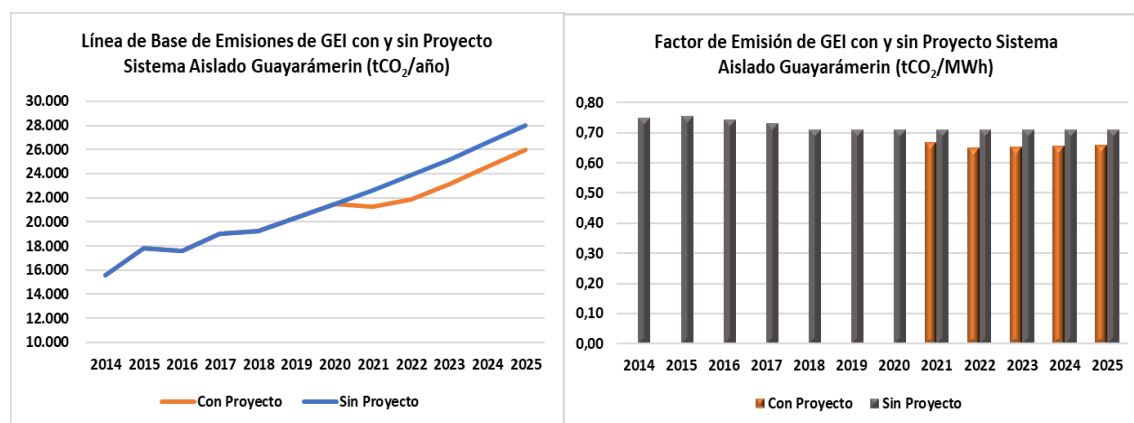
## Sistema Aislado Guayamerín

En la Provincia Vaca Diez, Municipio de Guayaramerin, en el SA Guayaramerin se instalaría un proyecto de energía solar de 2,5 MW, que ingresaría en operación comercial en mayo/2021.

Ficha Técnica	
Proyecto	Planta Solar Guayaramerín
Potencia Instalada (kW)	2500
Potencia a Temperatura. Media (kW)	2375
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

De acuerdo con la metodología AMS-I.A aplicada, la reducción de emisiones en el SA Guayaramerín alcanzaría a 2.032 tCO<sub>2</sub>/año y el factor de emisiones bajaría de 0,71 a 0,66 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la tabla 37 y figura 37:

**Figura 37: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Guayaramerín con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

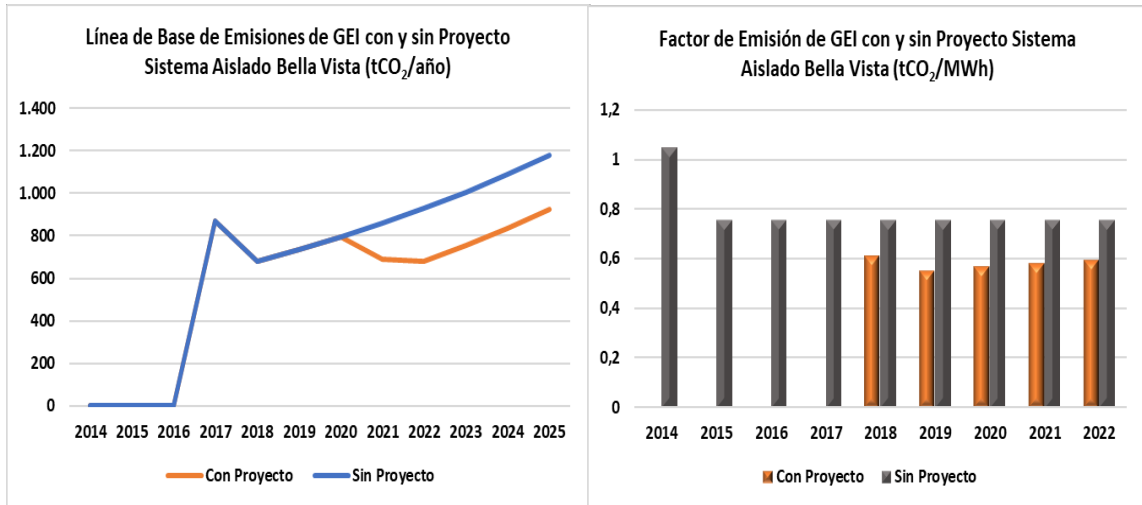
### Sistema Aislado Bella Vista

En la Provincia Itenez, Municipio de Magdalena, en el SA Bella Vista se instalaría un proyecto de energía solar de 0,36 MW, que ingresaría en operación comercial en mayo/2021.

Ficha Técnica	
Proyecto	Planta Solar Bella Vista
Potencia Instalada (kW)	360
Potencia a Temperatura. Media (kW)	342
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

De acuerdo con la metodología AMS-I.A aplicada, la reducción de emisiones en el SA Bella Vista alcanzaría a 253 tCO<sub>2</sub>/año y el factor de emisiones bajaría de 0,76 a 0,58 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la tabla 38 y figura 38.

**Figura 38: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Bella Vista con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

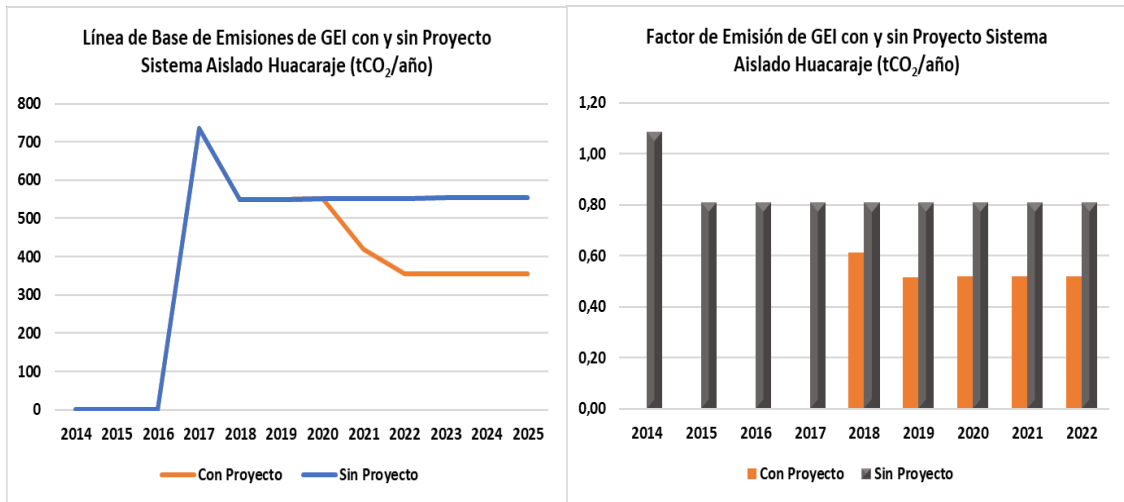
### Sistema Aislado Huacaraje

En la Provincia Itenez, Municipio de Huacaraje, en el SA Huacaraje se instalaría un proyecto de energía solar de 0,25 MW, que ingresaría en operación comercial en mayo/2021.

Ficha Técnica	
Proyecto	Planta Solar Huacaraje
Potencia Instalada (kW)	250
Potencia a Temperatura. Media (kW)	238
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

De acuerdo con la metodología AMS-I.A aplicada, la reducción de emisiones en el SA Huacaraje alcanzaría a 199 tCO<sub>2</sub>/año y el factor de emisiones bajaría de 0,81 a 0,52 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la tabla 39 y figura 39:

**Figura 39: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Huacaraje con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

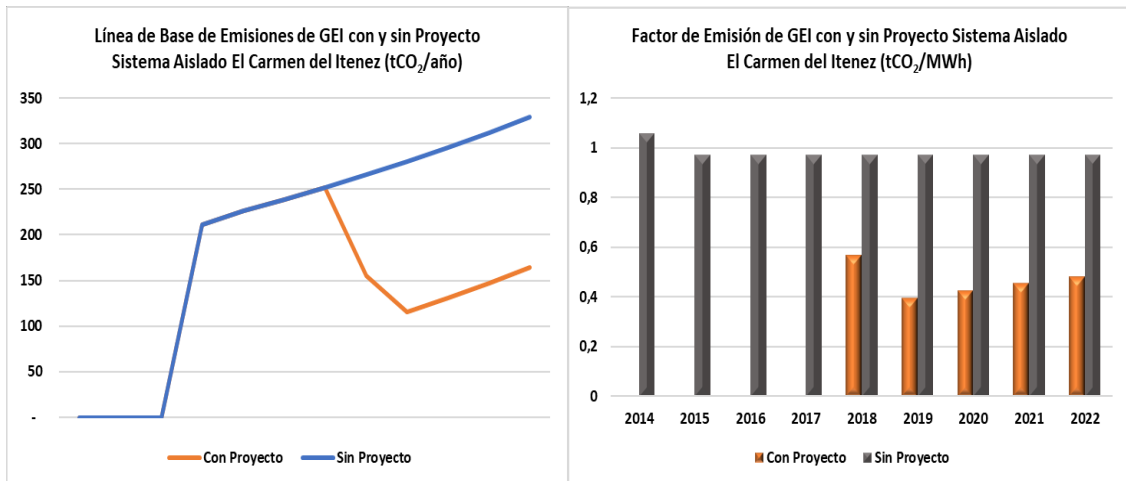
### Sistema Aislado EL Carmen del Itenez

En la Provincia Itenez, Municipio de Huacaraje, en el SA El Carmen de Itenez se instalaría un proyecto de energía solar de 0,175 MW, que ingresaría en operación comercial en mayo/2021.

Ficha Técnica	
Proyecto	Planta Solar El Carmen del Itenez
Potencia Instalada (kW)	175
Potencia a Temperatura. Media (kW)	166
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

De acuerdo con la metodología AMS-I.A aplicada, la reducción de emisiones en el SA El Carmen del Itenez alcanzaría a 166 tCO<sub>2</sub>/año y el factor de emisiones bajaría de 0,97 a 0,48 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la tabla 40 y la figura 40:

**Figura 40: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA El Carmen del Itenez con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

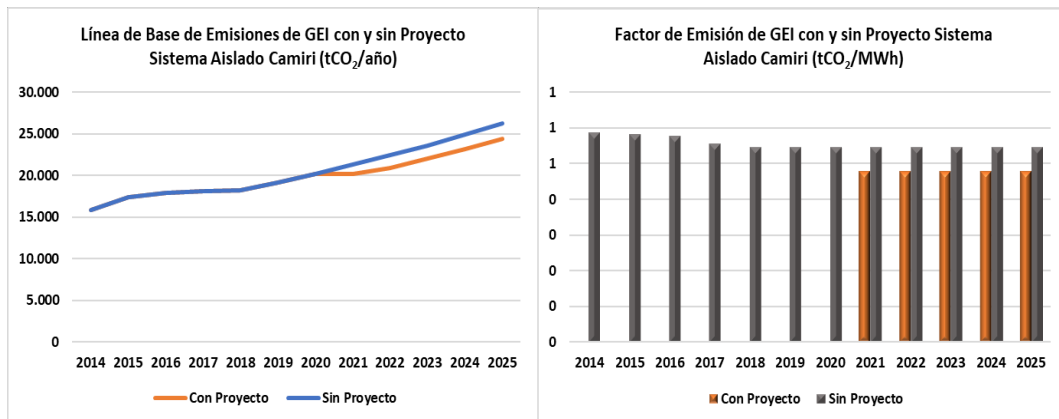
### Sistema Aislado Camiri

En la Provincia Cordillera, Municipio de Camiri, está previsto un proyecto de expansión del SIN, tiene previsto interconectar el SA Camiri. El proyecto previsto es una línea en 115 kV, que ingresaría en operación comercial en abril/2021.

Ficha Técnica	
Proyecto	Conexión al SIN Camiri
Línea	115 kV (Padilla - Monteagudo - Camiri)
Mes/Año de puesta en operación	abr-21
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

De acuerdo con la metodología AM0045 aplicada, la reducción de emisiones en el SA Camiri alcanzaría a 1.559 tCO<sub>2</sub>/año en promedio y el factor de emisiones bajaría de 0,55 a 0,51 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la table 41 y figura 41:

**Figura 41: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Camiri con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

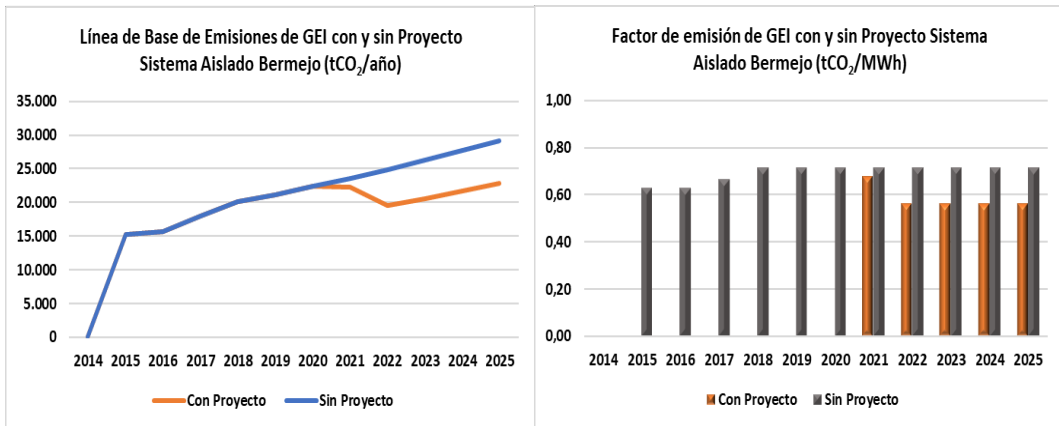
### Sistema Aislado Bermejo

En la Provincia Arce, Municipio de Bermejo, esta previsto un proyecto de expansión del SIN, tiene previsto interconectar el SA Bermejo. El proyecto previsto es una línea en 115 kV, que ingresaría en operación comercial en octubre/2021.

Ficha Técnica	
Proyecto	Conexión al SIN Bermejo
Línea	115 kV (Tarija - Bermejo)
Mes/Año de puesta en operación	oct-21
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

De acuerdo con la metodología AM0045 aplicada, la reducción de emisiones en el SA Bermejo alcanzaría a 4.932 tCO<sub>2</sub>/año en promedio y el factor de emisiones bajaría de 0,71 a 0,56 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la tabla 42 y figura 42:

**Figura 42: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Bermejo con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Sistema Aislado Las Misiones

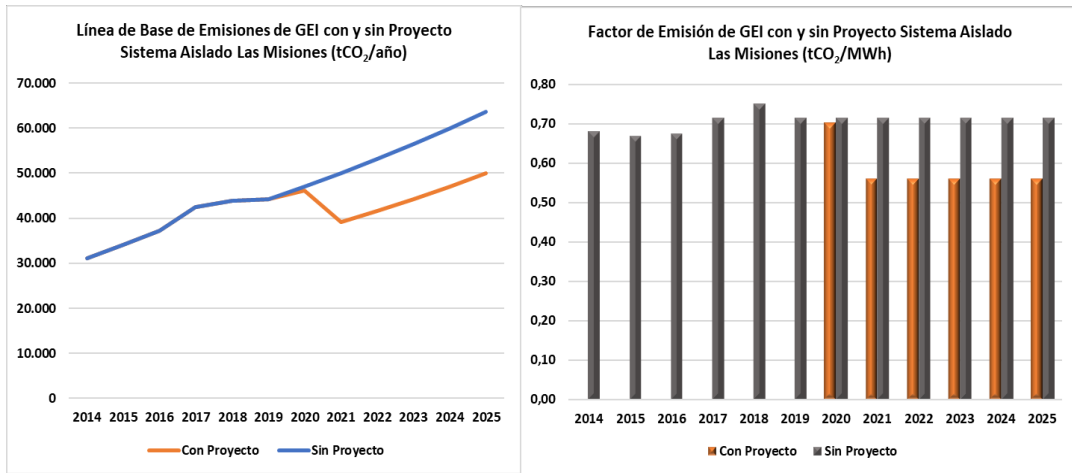
En la Provincia Ñuflo de Chávez, Municipio de San Ramon, está previsto un proyecto de expansión del SIN, tiene previsto interconectar el SA Las Misiones. El proyecto previsto es una línea en 230 kV, que ingresaría en operación comercial en diciembre/2020.

Ficha Técnica	
Proyecto	Conexión al SIN Las Misiones
Línea	230 kV (Los Troncos - Guarayos)
Mes/Año de puesta en operación	dic-20
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

De acuerdo con la metodología AM0045 aplicada, la reducción de emisiones en el SA Las Misiones alcanzaría a 12.241 tCO<sub>2</sub>/año en promedio y el factor de emisiones bajaría de 0,71 a 0,56 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra en la tabla 43 y figura 43:



**Figura 43: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA Las Misiones con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

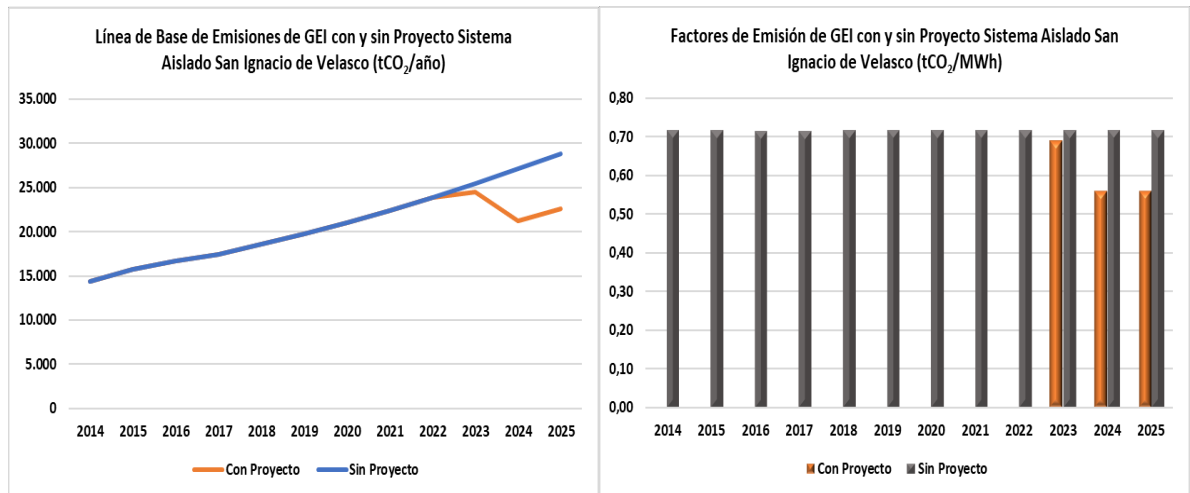
### Sistema San Ignacio de Velasco

En la Provincia Velasco, Municipio de San Ignacio de Velasco, está previsto un proyecto de expansión del SIN, tiene previsto interconectar el SA San Ignacio de Velasco. El proyecto previsto es una línea en 230 kV, que ingresaría en operación comercial en noviembre/2023.

Ficha Técnica	
Proyecto	Conexión al SIN San Ignacio de Velasco
Línea	230 kV (Los Troncos - San Ignacio)
Mes/Año de puesta en operación	nov-23
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

De acuerdo con la metodología AM0045 aplicada, la reducción de emisiones en el SA San Ignacio de Velasco alcanzaría a 6.097 tCO<sub>2</sub>/año en promedio y el factor de emisiones bajaría de 0,72 a 0,56 tCO<sub>2</sub>/MWh, como se muestra la tabla 44 y la figura 44:

**Figura 44: Emisiones y Factor de Emisión de GEI, SA San Ignacio de Velasco con y sin Proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Energía Generada y Generación Proyectada

En el escenario con proyectos, se reemplaza generación intensiva en emisiones de GEI, por generación menos intensiva o renovable.

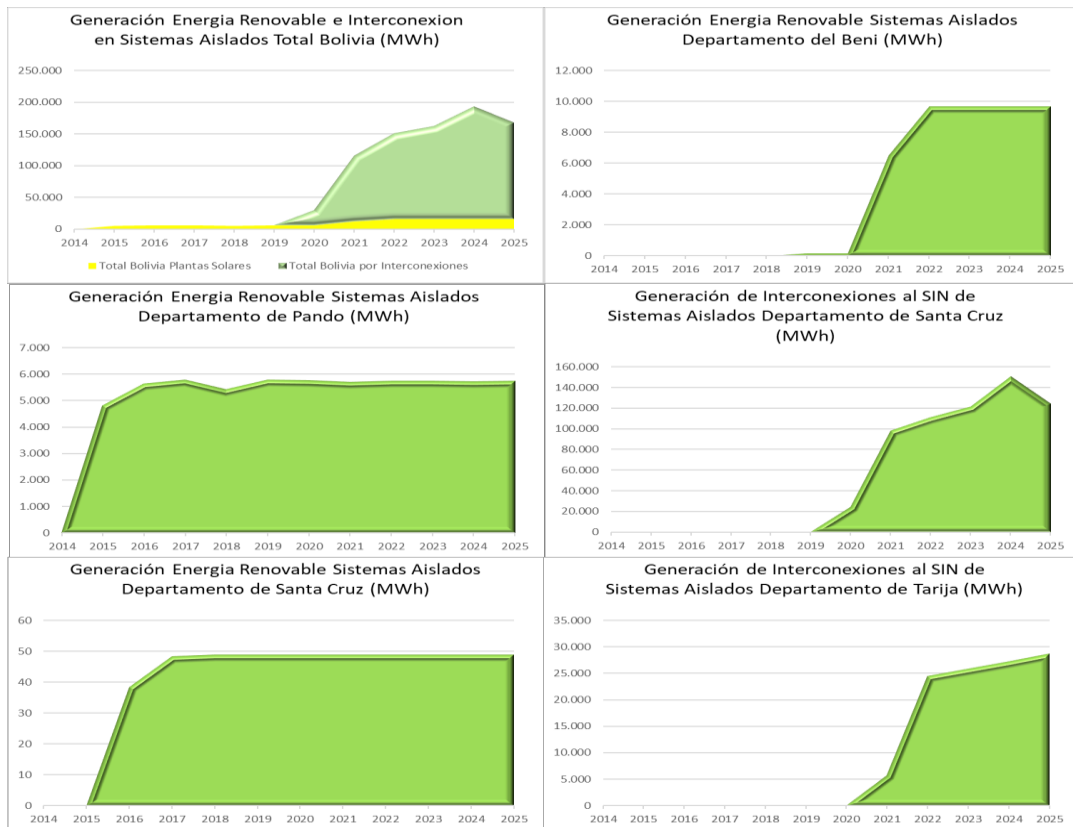
Para el caso de las interconexiones, el SIN de Bolivia tiene un Factor de Emisión de Red de 0,48 tCO<sub>2</sub>/MWh y las Plantas Solares no emiten GEI.

La energía generada por las fuentes renovables y la interconexión a la red reemplazaría 786.105 MWh hasta el año 2025:

- La fuente solar permitiría reemplazar 44.200 MWh en el periodo 2019-2025 y pasaría de 5.465 MWh el año 2018 a 15.441 MWh el año 2025 en los cinco (5) SA.
- Las interconexiones permitirían reemplazar 597.172 MWh en el periodo 2019-2025 y pasarían de cero (0) el año 2018 a 152.985 MWh el año 2025 en los cuatro (4) SA.

La generación de fuente solar e interconexiones se muestra en la Figura 46 y los datos en la Tabla 45.

**Figura 45: Generación de Fuente Renovable (Solar) e Interconexiones**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

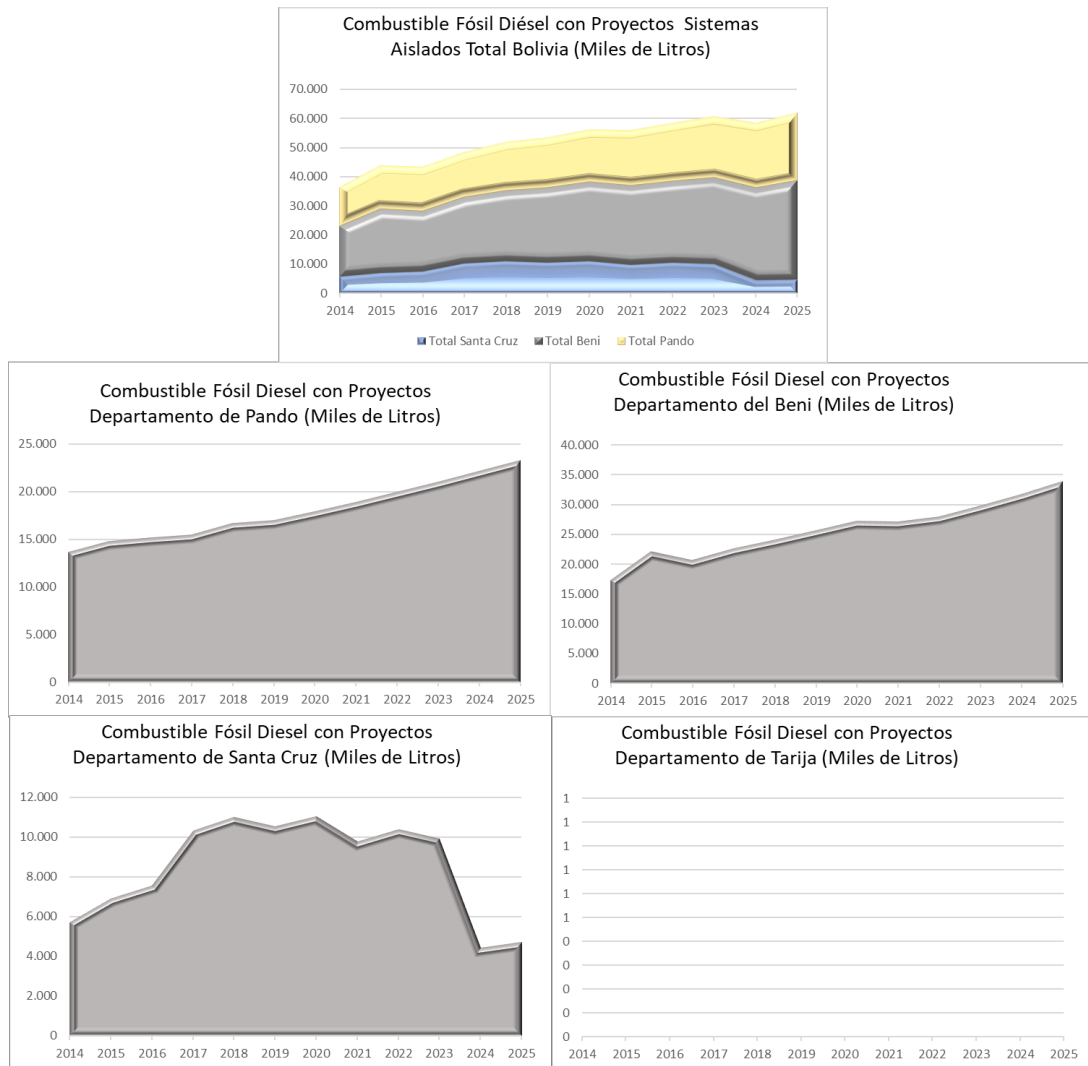
### Consumo de Combustible Fósil

En los SA de Beni (5 Sistemas), las actividades de proyectos prevén la instalación de plantas solares, y en los SA de Santa Cruz (4 Sistemas), se interconectarán al SIN, esto permitirá una importante reducción de consumo de combustible fósil (diésel y gas natural).

- La fuente solar permitiría reducir el consumo de diésel en 12,7 Millones de litros en el periodo 2019-2025
- Las interconexiones permitirían reemplazar reducir el consumo de diésel en 28,9 Millones de litros en el periodo 2019-2025
- El consumo de diésel en todos los SA se reduciría en 41,6 Millones de litros.

Pasaría de 51,8 Millones de litros el año 2018 a 61,9 Millones de litros el año 2025 en los nueve (9) SA. La tasa de crecimiento bajaría de 5,5% a 2,6% anual. Ver datos en figura 46 y tabla 46.

**Figura 46: Consumo de diésel con actividades de proyectos**



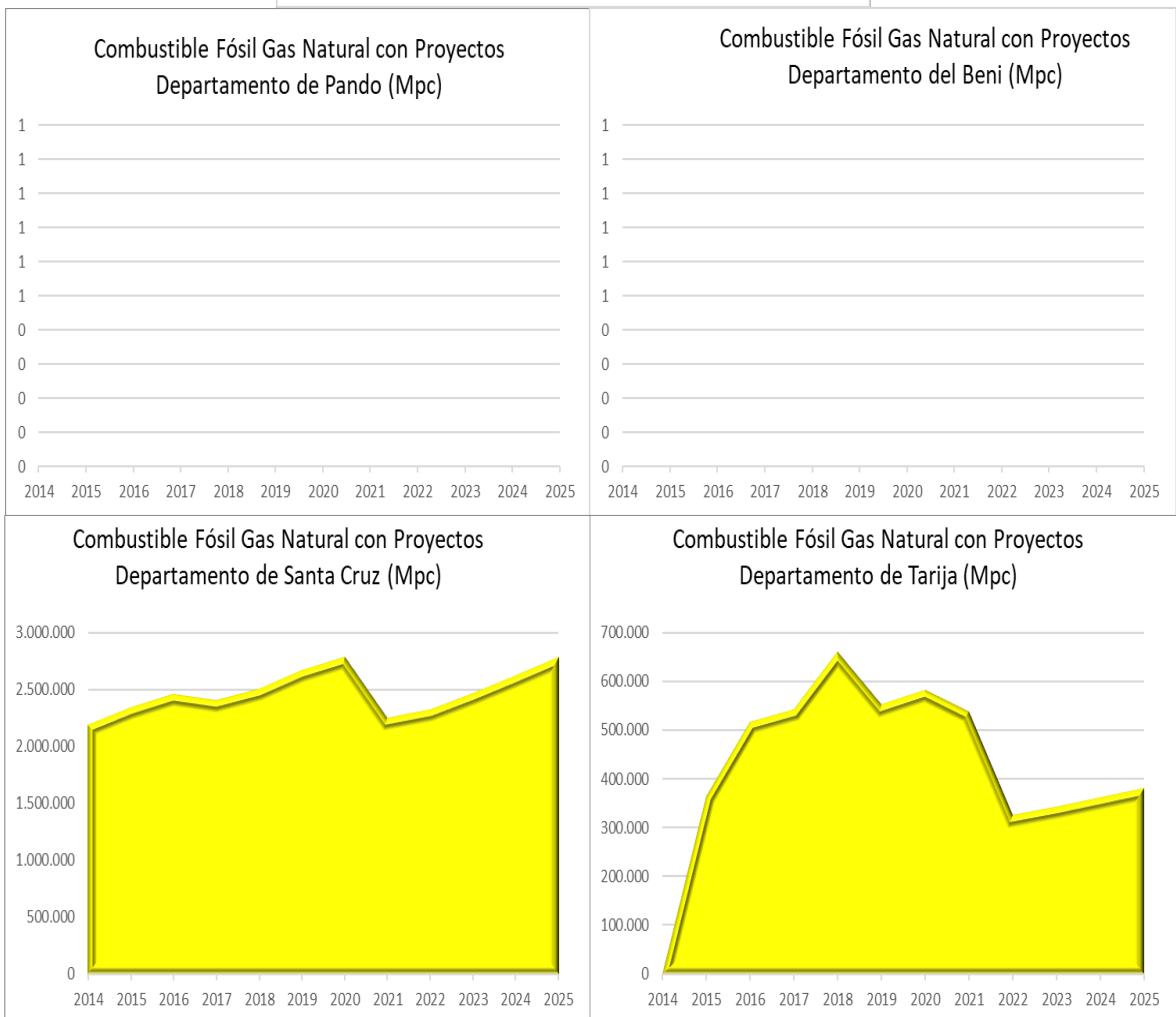
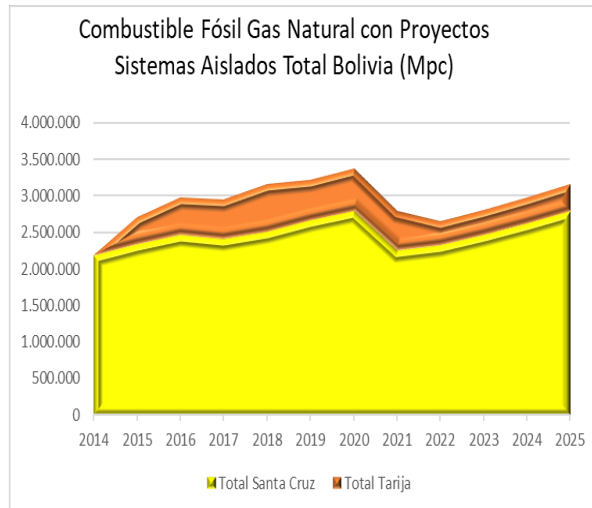
Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

Un efecto similar se tiene en el consumo de gas natural:

- Las interconexiones permitirían reducir el consumo de gas natural en 6.057,2 MMpc en el periodo 2019-2025

Pasaría de 3.166,2 MMpc el año 2018 a 3.168,3 MMpc el año 2025 en los nueve (9) SA. La tasa de crecimiento bajaría de 5,4% a 0,01% anual. Ver datos en figura 47 y tabla 47.

**Figura 47: Consumo de gas natural con actividades de proyectos**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### **Emisiones de Gases Efecto Invernadero**

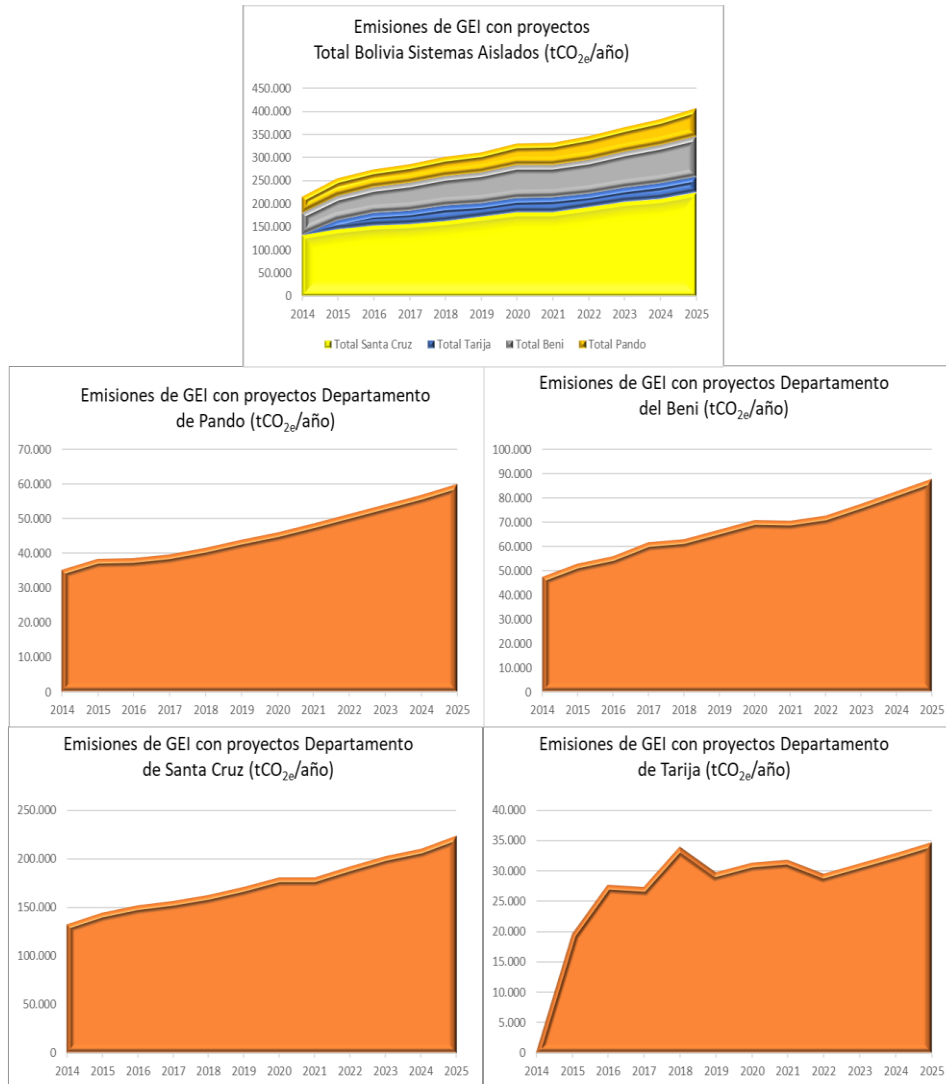
En el escenario con proyectos, las emisiones de GEI se reducirían por la introducción de generación menos intensiva en carbono resultante de la utilización de combustibles menos contaminantes como el gas natural y/o fuentes renovables.

La energía generada por las fuentes renovables (Plantas Solares) y la interconexión a la red reducirían las emisiones de los SA en 139.972 tC O<sub>2</sub> hasta el año 2025: La fuente solar permitiría reducir 32.350 tCO<sub>2</sub> en el periodo 2019-2025 y pasaría de 61.280 tCO<sub>2</sub> el año 2018 a 85.526 tCO<sub>2</sub> el año 2025 en los cinco (5) SA.

- Las interconexiones permitirían reducir 107.622 tCO<sub>2</sub> en el periodo 2019-2025 y pasarían de 110.594 tCO<sub>2</sub> el año 2018 a 119.799 tCO<sub>2</sub> el año 2025 en los cuatro (4) SA.

Las emisiones de GEI de los SA con las actividades de los proyectos se muestra en la Figura 48 y los datos en la Tabla 48.

**Figura 48: Emisiones de Gases Efecto Invernadero con actividades de proyectos**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

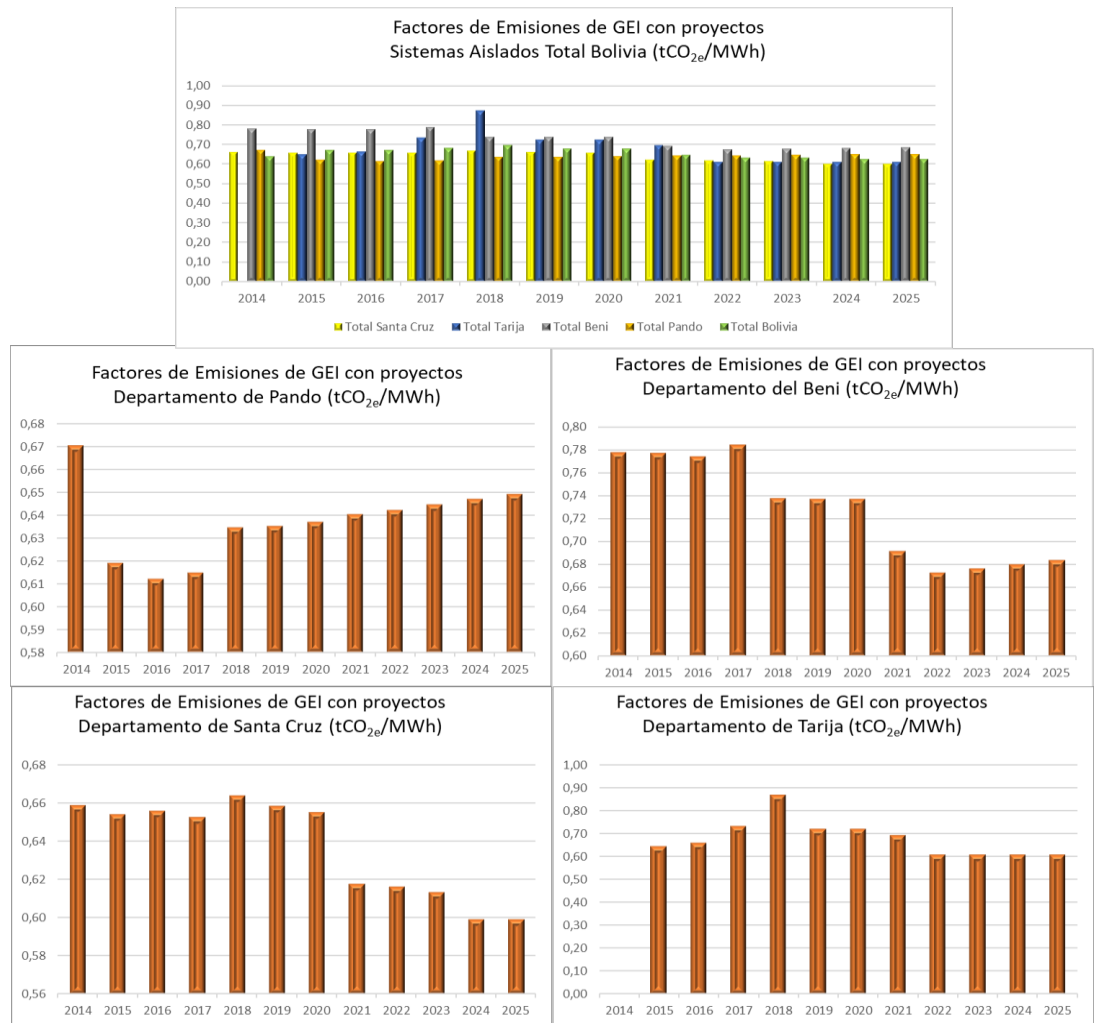
## Factores de Emisión

En el escenario con proyectos, los factores emisión de GEI se reducirían por la introducción de generación menos intensiva en carbono o renovable.

La energía generada por las fuentes renovables y la interconexión a la red permitirá reducir los factores de emisión de los SA de 0,68 a 0,62 tCO<sub>2</sub>/MWh hasta el año 2025:

- La fuente solar permitiría reducir los factores de emisiones de 0,74 a 0,68 tCO<sub>2</sub>/MWh hasta el año 2025 en los cinco (5) SA.
- Las interconexiones permitirían reducir los factores de emisiones de 0,69 a 0,55 tCO<sub>2</sub>/MWh hasta el año 2025 en los cuatro (4) SA.
- Los Factores de emisiones de los SA con las actividades de los proyectos se muestra en la Figura 49 y los datos en la Tabla 49.
- 

**Figura 49: Factores de Emisiones de GEI con actividades de proyectos**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.



## **Resultado de la Aplicación de los Proyectos de Interconexión y Energías Renovables**

Como resultado de los cinco (5) proyectos solares y la interconexión, de cuatro (4) SA, las emisiones de GEI y los Factores de Emisión se reducen por el desplazamiento de energía fósil e intensiva en carbono como la generación utilizando diésel por energía menos contaminante como la generada con gas natural y/o de fuentes renovables que no emiten CO<sub>2</sub> y la energía de la red (SIN) que es menos intensiva en Carbono.

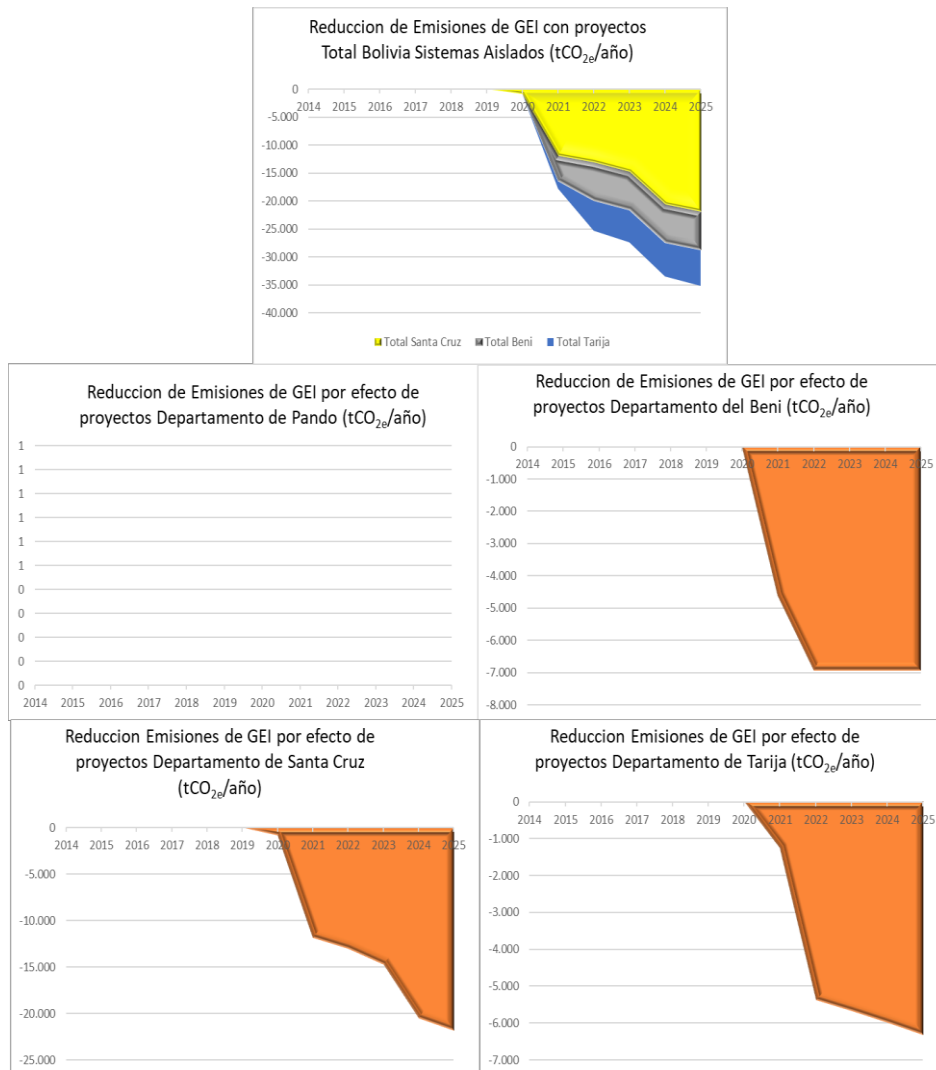
### **Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero**

La reducción por las emisiones de GEI en el total de los SA, se calcula como la diferencia entre las emisiones de la línea de base y las emisiones con las actividades de los proyectos, así se tiene:

- En el departamento de Pando, no hay actividades de proyectos por lo que no hay cambios en la línea de base.
- En el departamento del Beni, la reducción para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 32.350 tCO<sub>2</sub>
- En el departamento de Santa Cruz, la reducción para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 82.964 tCO<sub>2</sub>
- En el departamento de Tarija, la reducción para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 24.659 tCO<sub>2</sub>
- En el total de los SA, nivel Bolivia, la reducción para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 139.972 tCO<sub>2</sub>

Las emisiones de GEI de los SA con las actividades de los proyectos se muestra en la Figura 50 y los datos en la Tabla 50.

**Figura 50: Reducción de emisiones de GEI con y sin las actividades de los proyectos**



Fuente: Elaboración de gráficas–Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Reducción de Factores de Emisión

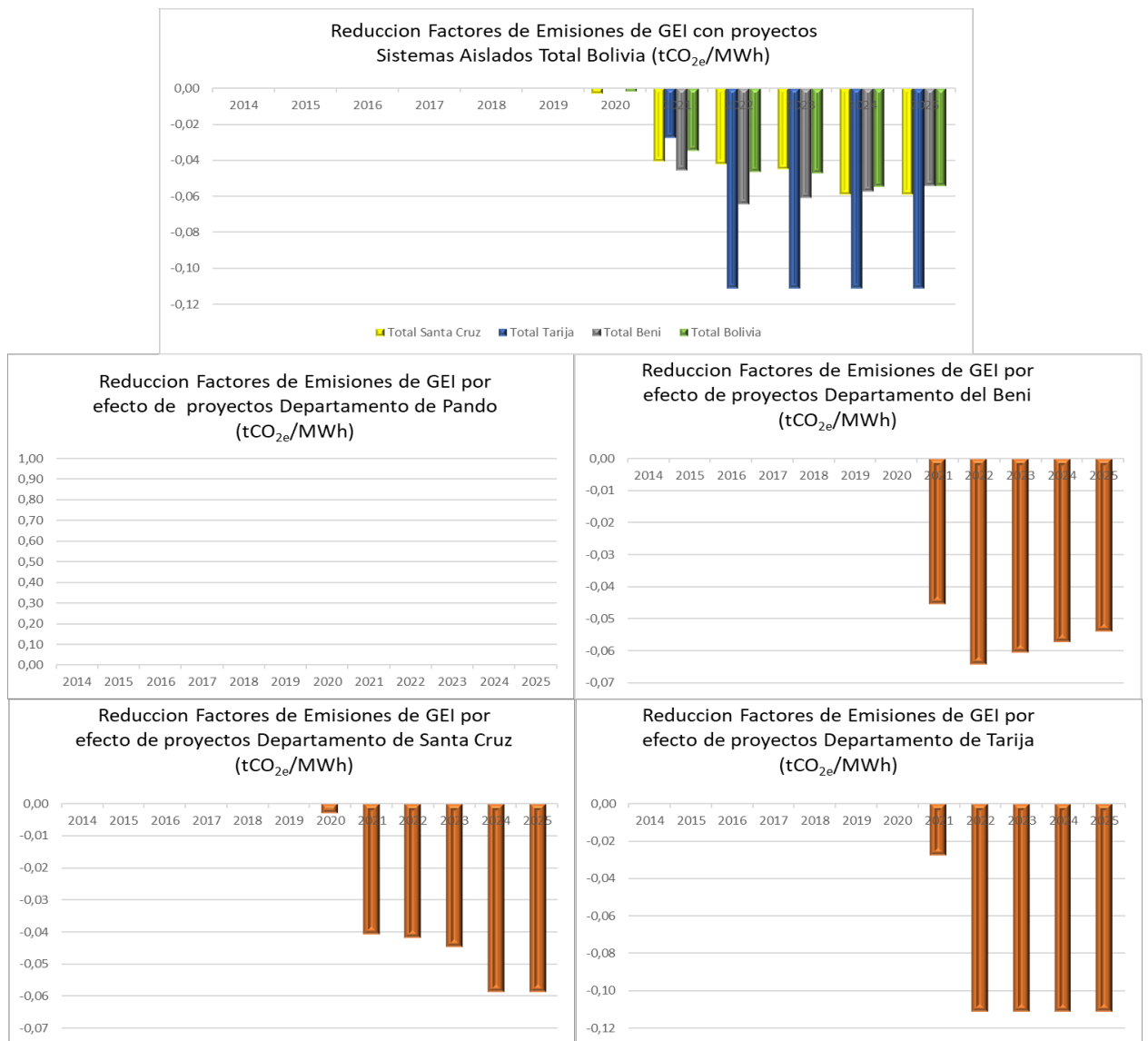
La reducción por los factores de emisiones de GEI en el total de los SA, se calcula como la diferencia entre los factores de la línea de base y los cálculos con las actividades de los proyectos, así se tiene:

- En el Departamento de Pando, no hay actividades de proyectos por lo que no hay cambios en la línea de base de los factores de emisiones.
- En el departamento del Beni, la reducción promedio de los factores de emisión para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 0,06 tCO<sub>2</sub>/MWh.
- En el departamento de Santa Cruz, la reducción promedio de los factores de emisión para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 0,05 tCO<sub>2</sub>/MWh.

- En el departamento de Tarija, la reducción promedio de los factores de emisión para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 0,09 tCO<sub>2</sub>/MWh
- En el total de los SA, nivel Bolivia, la reducción promedio de los factores de emisión para el periodo 2019-2025 alcanzaría a 0,05 tCO<sub>2</sub>/MWh.

La reducción en los factores de emisión de GEI de los SA, por efecto de las actividades de proyectos se muestra en la Figura 51 y los datos en la Tabla 51.

**Figura 51: Reducción de los Factores de Emisión de GEI por efecto de las actividades de proyectos**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### **Proyecto de Interconexión Norte Amazónico**

El proyecto de interconexión "Norte Amazónico", también denominado "Pando al SIN", considera el tendido de una línea de transmisión en 230 kV desde Trinidad hasta Riberalta, pasando por las localidades San Ramon y Puerto Siles. Desde Riberalta interconectar Guayaramerin y Cobija, pasando por El Sena y Porvenir.

Prevé 988 km de línea en 230 kV y la construcción de seis (6) subestaciones de interconexión y rebaje. La inversión en el proyecto alcanza los 203 millones de dólares.

Asumimos que el proyecto estaría en operación el año 2027 y consideramos un horizonte de análisis hasta el año 2040, es decir un periodo de repago del proyecto de 14 años, lo comparamos con las inversiones en generación evitadas y la reducción del consumo de diésel, valorando el mismo en tres escenarios, a precio de gas oíl para generación en SA, a precio de mercado interno (3,72 Bs/litro con IVA) y a precio internacional (8,88 Bs/litro con IVA) . Si bien el análisis debería realizarse a un horizonte de 30 años, también el diésel debería ser considerado a precio internacional dado que Bolivia es un importador de este combustible, consideramos que bajo estas condiciones es posible repagar la línea en ese periodo y la viabilidad del proyecto estaría garantizada.

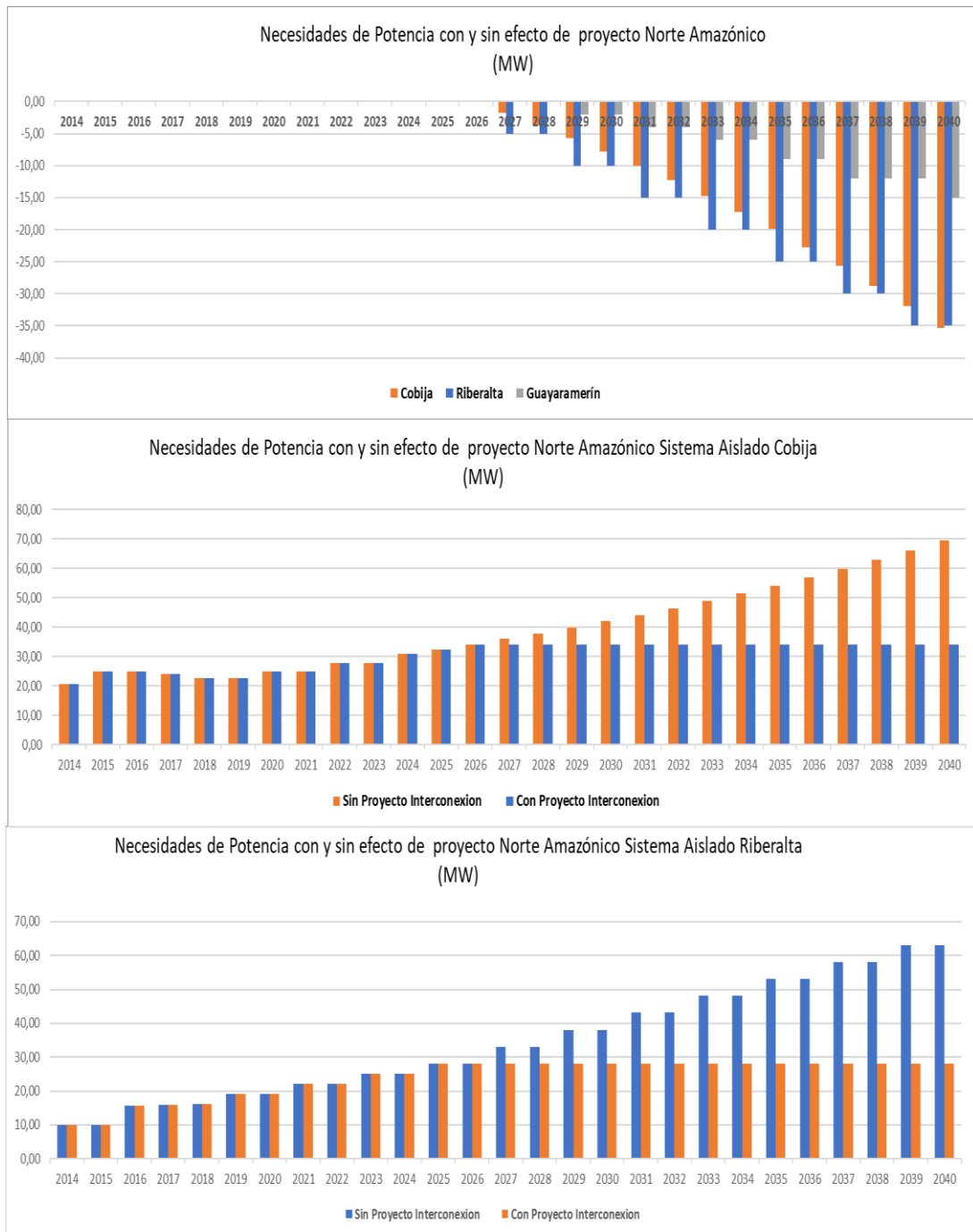
Otra consideración importante es que una vez interconectados estos sistemas el 70% de su demanda de energía sería abastecida desde el SIN.

El análisis solo considera los tres principales SA, Guayaramerin, Riberalta y Cobija.

### **Necesidad de potencia con y sin proyecto**

Al reducirse el suministro de energía desde las unidades generadoras de los SA, la necesidad de nuevas unidades a partir del año 2027 se elimina. Ver Figura 52 y Tabla 52.

**Figura 52: Necesidad de potencia con y sin el efecto del proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

**Consumo de Diesel con y sin proyecto**

Al reducirse el suministro de energía desde las unidades generadoras de los SA, la necesidad de diésel también se reduce a partir del año 2027, ver Figura 53 y Tabla 53.

**Figura 53: Consumo de diésel con y sin el efecto del proyecto**

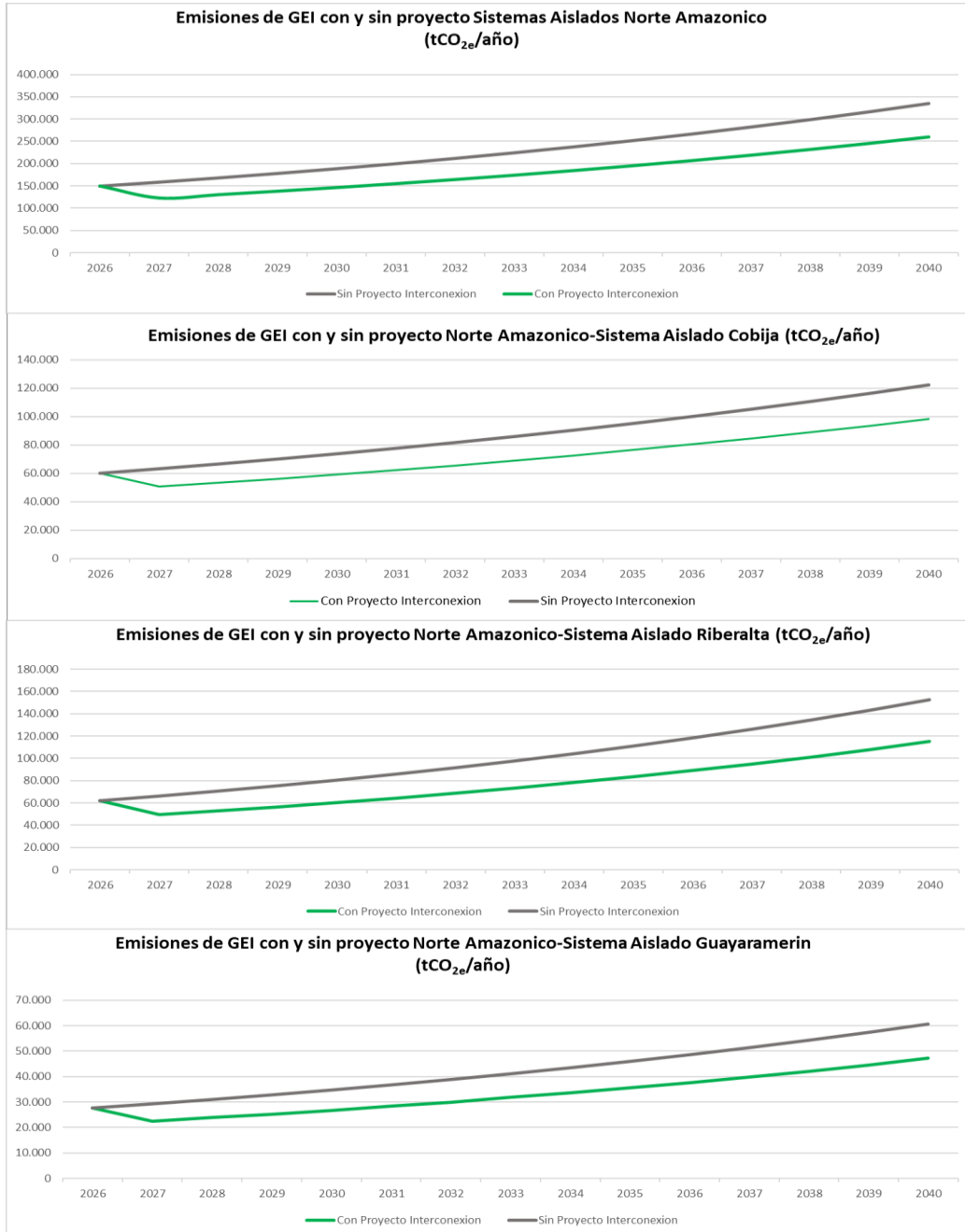


Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Emisiones de Gases Efecto Invernadero con y sin proyecto

Las emisiones de GEI de estos tres (3) SA se reducirán por el efecto de su interconexión al SIN, dado que, a partir del año 2027, la energía que inyectaría el SIN sería menos intensiva en carbono que la generación con combustible fósil diésel, ver Figura 54 y Tabla 54.

**Figura 54: Reducción de emisiones de GEI por el efecto del proyecto**

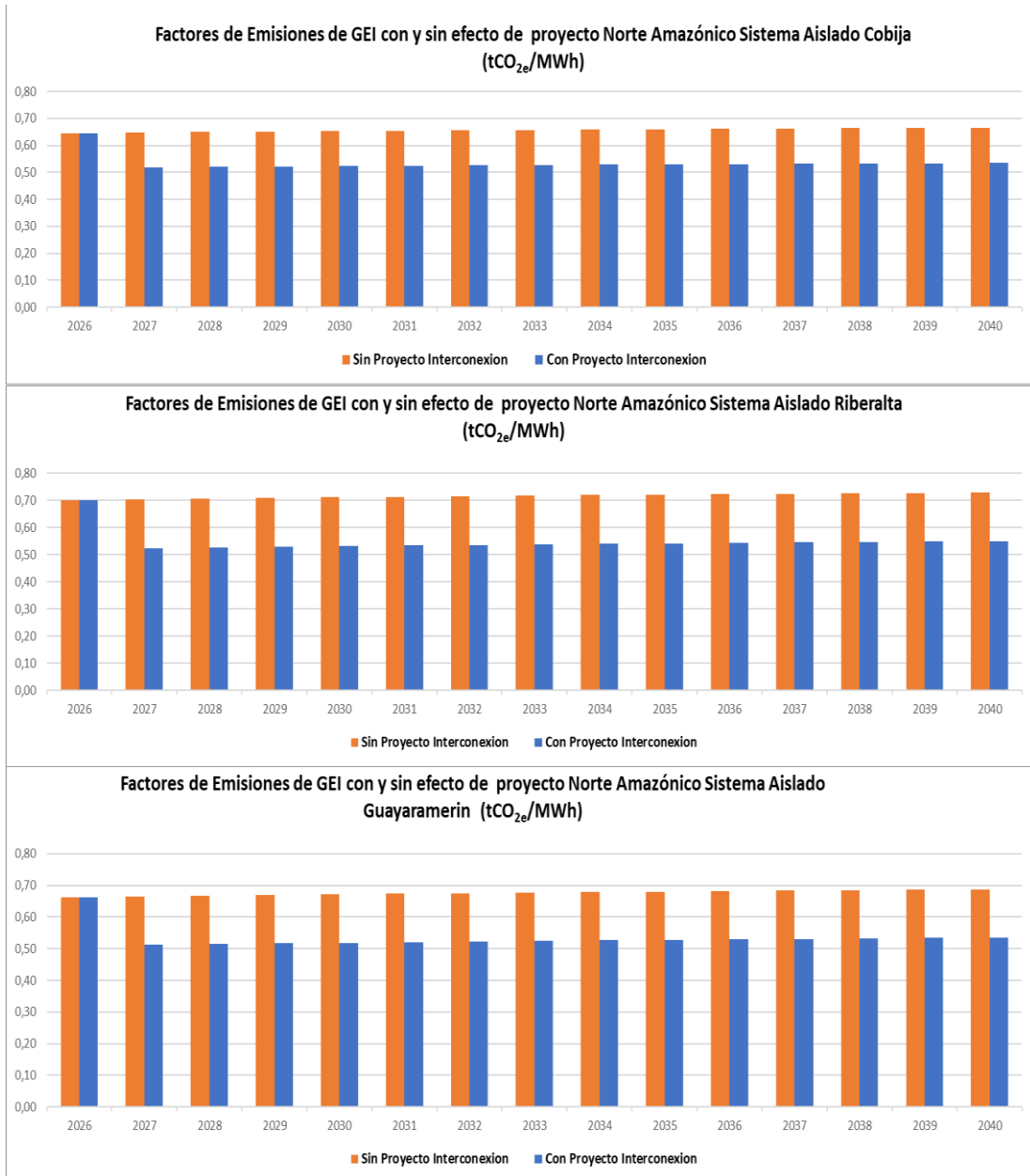


Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.

### Factores de Emisión de Gases Efecto Invernadero con y sin proyecto

Los factores de emisión de GEI de estos tres (3) SA se reducirán por el efecto de su interconexión al SIN, dado que, a partir del año 2027, la energía que inyectaría el SIN sería menos intensiva en carbono que la generación con combustible fósil diésel, ver Figura 55 a continuación y Tabla 55 (Anexo 9 de este documento).

**Figura 55: Reducción de los factores de emisión de GEI por el efecto del proyecto**



Fuente: Elaboración de gráficas-Ing. Eduardo Paz Castro con base en la información obtenida del VMEEA, AETN, ENDE.



## Inversiones y Costo de Combustible en Proyecto Norte Amazónico

La ejecución del proyecto requiere una inversión estimada de 203 MM\$us, lo cual tiene como resultado evitar el consumo de diésel y las inversiones en la expansión en generación.

En la figura 56 y tabla 56 (Anexo 9 de este documento).se detallan las inversiones en la Línea de Interconexión y las consideraciones estándares o unitarias de inversiones en generación, costo del diésel y tasa de descuento para inversiones públicas.

En la figura 57, se muestra los resultados de la evaluación financiera que compra la inversión en la línea de interconexión con el valor presente de inversiones en generación y costo diésel (2027-2040), descontados a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Planificación<sup>7</sup>.

Esta información deberá ser actualizada de acuerdo al comportamiento de los costos y valores de inversiones considerados<sup>8</sup>.

**Figura 56: Inversiones en la Línea de Interconexión e Inversiones en Generación**

INVERSIONES LINEAS DE TRANSMISION SIMPLE TERNA A PRECIO ESTANDAR							
Equipo	Proyectos	Tensión (Kv)	Longitud (Km)	Capacidad (MW)	\$us/Km	\$us/Bahía	Total (\$us)
LT	Tinidad - San Ramon	230	197	160	194.518		38.320.082
TR	San Ramon	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	San Ramon - Puerto Siles	230	89	160	194.518		17.401.597
TR	Puerto Siles	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	Puerto Siles - SE - Riberalta	230	237	160	194.518		46.108.590
LT	Riberalta - Guayaramerin	230	89	74	194.518		17.312.118
TR	Riberalta	230/115				1.810.278	1.810.278
LT	Riberalta - El Sena	230	220	160	194.518		42.794.001
TR	El Sena	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	El Sena - Porvenir	230	128,11	160	194.518		24.919.725
TR	Porvenir	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	Porvenir - Cobija	230	27,7	160	194.518		5.388.154
TR	Cobija	230/69				1.810.278	1.810.278
Fuente: Precios de referencia para líneas de interconexión				988		<b>Total</b>	<b>203.105.937</b>
INVERSIONES EQUIPOS DE GENERACION A PRECIO ESTANDAR							
	Motores a Diesel precio estandar		800			\$us/kW-instalado	
	Precio de Diesel Seleccionado		3,72			Bs/Litro (con IVA)	
1	Subsidiado para generacion sistemas aislados (Gas oil)				1,1	Bs/litro con IVA	
2	Diesel Subsidiado (Mercado Interno)				3,72	Bs/litro con IVA	
3	Diesel precio internacional (Fijado por la ANH)				8,88	Bs/litro con IVA	
Tasa de descuento utilizada Para Inversiones Públicas						12,67%	

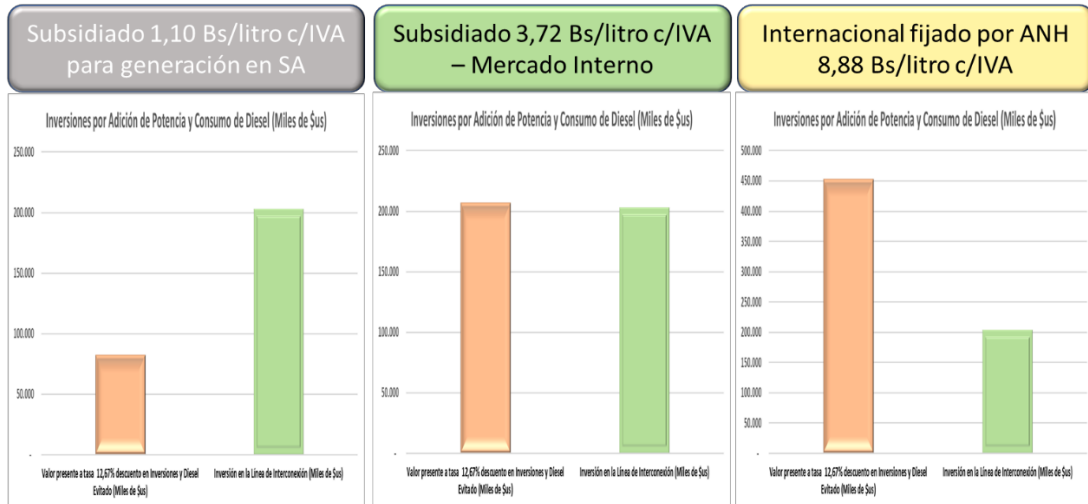
Fuente: Ing. Eduardo Paz Castro

<sup>7</sup> Ver: <http://www.iidee.net/archivos/Inversion/%20Fconv%20Bolivia.pdf>

<sup>8</sup> Costos de Inversión en líneas y Subestaciones, Autoridad de Electricidad, año 2016

1. Diesel Subsidiado generación SA (Gas oíl): 1,10 Bs/litro con IVA
2. Diesel Subsidiado (Mercado Interno): 3,72 Bs/litro con IVA
3. Diesel precio internacional (Fijado por la ANH): 8,88 Bs/litro con IVA

**Figura 57: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión.**



Fuente: Ing. Eduardo Paz Castro

El resumen de los resultados de la evaluación muestra que la viabilidad del proyecto depende del precio de diésel que se decida utilizar para comparar la inversión en la línea versus el valor presente de los costos por incurrir, ver cuadro 2 a continuación.

**Cuadro 2: Comparación Valor Presente Inversiones en la Línea de Interconexión versus Inversiones en Generación y diferentes Precios de Diesel**

Fuente: Elaboración Ing. Eduardo Paz

Detalle de escenarios	Diesel Subsidiado para generación sistemas aislados (Gas oil) 1,10Bs.litro con IVA	Diesel Subsidiado (Mercado Interno) 3,72Bs/litro con IVA	Diesel precio internacional (Fijado por la ANH) 8,88Bs/litro con IVA
<b>Valor presente a tasa 12,67% descuento en Inversiones y Diesel Evitado(Miles de \$us)</b>	82.352	207.046	452.627
<b>Inversión en la Línea de Interconexión (Miles de \$us)</b>	203.106	203.106	203.106
<b>Beneficio del Proyecto (Miles de \$us)</b>	-120.754	3.940	249.521

Fuente: Elaboración Ing. Eduardo Paz

### **Evolución de los Costos de Inversión Energías Renovables Solar y Eólica.**

La tendencia en los precios de los equipos e instalaciones de generación para energías alternativas ha venido decreciendo de manera acelerada, lo que los hace cada vez más competitivos.

Debido a que no tienen capacidad para hacer entrega de energía en firme, normalmente son utilizados para reducir el consumo de gas natural o diésel en Sistemas Aislados o Interconectados.

### **Evolución de los Costos de Inversión Solar**

En el cuadro 3 y la figura 58, muestran que en el periodo 2010-2018 esta tecnología ha reducido sus costos de instalación en un 77%, pasando de 4.160 a 939 \$us/kW-instalado.

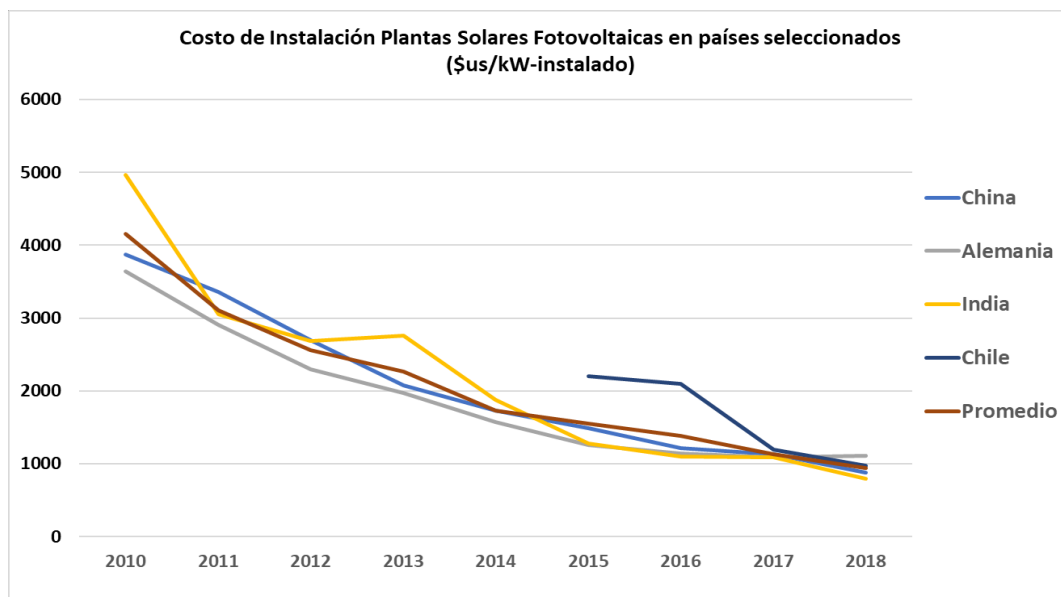
**Cuadro 3: Costos de instalación en tecnología solar**

<b>Tecnología Solar Fotovoltaica (\$us/kW-Instalado) (*)</b>					
	<b>China</b>	<b>Alemania</b>	<b>India</b>	<b>Chile</b>	<b>Promedio</b>
<b>2010</b>	3878	3640	4963	(**)	4160
<b>2011</b>	3357	2907	3057		3107
<b>2012</b>	2694	2300	2682		2559
<b>2013</b>	2080	1972	2761		2271
<b>2014</b>	1732	1572	1874		1726
<b>2015</b>	1486	1257	1277	2200	1555
<b>2016</b>	1212	1141	1099	2100	1388
<b>2017</b>	1137	1095	1091	1200	1131
<b>2018</b>	879	1113	793	970	939
<b>Reducción (2010-2018)</b>	<b>77%</b>	<b>69%</b>	<b>84%</b>	<b>56%</b>	<b>77%</b>

(\*) Fuente: Irena-Renewable Power Generation Costs in 2018

(\*\*) Fuente: Chile, solo tiene datos oficiales a partir de 2015 (ver. [www.cne.cl](http://www.cne.cl))

**Figura 58: Costos de instalación en tecnología solar**



Fuente: Elaboración Ing. Eduardo Paz

### Evolución de los Costos de Inversión Eólica

En el cuadro 4 y la figura 60 muestran que en el periodo 2010-2018 esta tecnología ha reducido sus costos de instalación en un 20%, pasando de 2.056 a 1.644 \$us/kW-instalado.

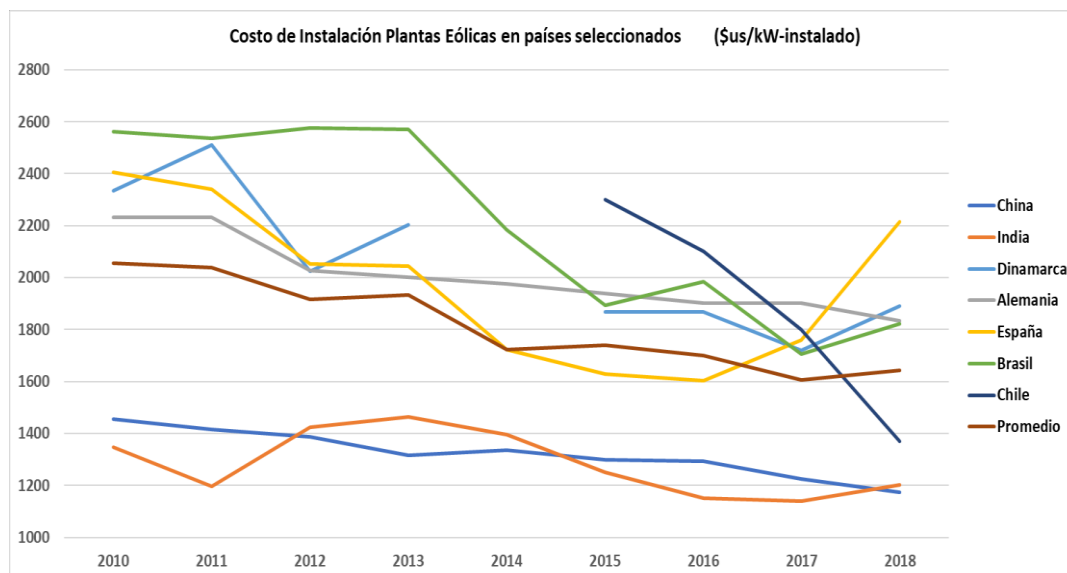
**Cuadro 4: Costos de instalación en tecnología eólica**

Tecnología Eólica (\$us/kW-Instalado) (*)								
	China	India	Dinamarca	Alemania	España	Brasil	Chile	Promedio
<b>2010</b>	1456	1346	2334	2231	2407	2562	(**)	2056
<b>2011</b>	1417	1196	2510	2231	2341	2538		2039
<b>2012</b>	1386	1425	2023	2027	2054	2577		1915
<b>2013</b>	1316	1465	2202	2003	2045	2570		1933
<b>2014</b>	1337	1395		1976	1722	2183		1722
<b>2015</b>	1298	1252	1867	1939	1628	1894	2300	1740
<b>2016</b>	1293	1151	1867	1902	1604	1986	2100	1700
<b>2017</b>	1225	1139	1720	1902	1761	1704	1800	1607
<b>2018</b>	1173	1201	1891	1833	2214	1823	1370	1644
<b>Reducción (2010-2018)</b>	<b>19%</b>	<b>11%</b>	<b>19%</b>	<b>18%</b>	<b>8%</b>	<b>29%</b>	<b>40%</b>	<b>20%</b>

(\*) Fuente: Irena-Renewable Power Generation Costs in 2018

(\*\*) Fuente: Chile, solo tiene datos oficiales a partir de 2015 (ver. www.cne.cl)

**Figura 59: Costos de instalación en tecnología eólica**



Fuente: Elaboración propia con base en la información obtenida IRENA (International Renewable Energy Agency)

## 7 CONCLUSIONES

Bolivia, a diciembre 2018, tienen sistemas aislados en cuatro de nueve departamentos, y opera veintiséis (26) sistemas aislados dedicados a abastecer hogares, de los cuales, diez (10) tienen un suministro las 24 horas del día desde el año 2017, tienen altas tasas de crecimiento, están muy dispersos y a grandes distancias de los centros urbanos, por lo que garantizar el suministro requiere de altos costos y grandes esfuerzos.

Estos sistemas operan con dos tipos de combustibles fósiles Diesel y gas natural. Quince (15) operan con Diesel y once (11) con gas natural. La energía renovable más usada es la solar, que está presente en cuatro (4) de los veinte y seis (26) sistemas.

Del total de los sistemas aislados, siete (7) corresponde a la categoría gran escala (> a 15 MW instalados) y los restantes 19 de pequeña escala, por lo que las metodologías utilizadas para la determinación de su línea de base fueron AM0045 para gran escala y para el resto AMS-I.A.

La línea de base de emisiones y factor de emisión, para cada uno de los sistemas muestra que, de no ejecutarse proyectos de energía renovable, el consumo de Diesel pasaría de 51,8 a 72,2 Millones de litros/año, y el consumo

de gas natural de 3.166,2 a 4.578,0 MMpc/año, crecerían un 45% en el horizonte de análisis de siete años.

Las emisiones de GEI pasarían de 300.690 en el 2018 a 441.119 tCO<sub>2</sub>/año el año 2025, crecerían a una tasa del 5,6% anual. El departamento que Santa Cruz emite el 55,7%, le sigue el Beni con 21,5%, Pando con 13,6% y Tarija aporta el 9,3%.

Las líneas de base de los factores de emisión de los SA en Bolivia el 2018 es de 0,69 tCO<sub>2</sub>/MWh y, de seguir la práctica común, llegaría a 0,68 tCO<sub>2</sub>/MWh el año 2025. El departamento con el mayor factor de emisión es Beni con 0,74, le sigue Tarija con 0,72, Santa Cruz tiene un factor de 0,66 y Pando el de menor factor de emisión con 0,65 tCO<sub>2</sub>/MWh, por la participación de energía renovable con la Planta Solar Cobija.

El escenario de expansión informado por los organismos, instituciones y empresas responsables de la administración de los SA para el periodo 2019-2025, considera la instalación de 8,3 MW solares distribuidos en cinco (5) Plantas en el departamento del Beni y cuatro (4) interconexiones por extensión de líneas del SIN para Santa Cruz y Tarija.

El primer efecto de esta expansión es la reducción en el uso de combustible fósil, en el caso del Diesel y considerando el periodo 2019-2025, alcanzaría a 41,6 Millones de litros, 69% en Santa Cruz y 31% en el Beni. En el gas natural, la reducción alcanzaría a 6.057,2 MMpc en el mismo periodo, de los cuales el 76% sería en Santa Cruz y 24% en Tarija.

Las emisiones de GEI también se reducirían en 139.972 tCO<sub>2</sub> para el periodo 2019-2025, de las cuales el 59% sería en Santa Cruz, 23% en Beni y 18% en Tarija. Los factores de emisión también mejorarían de 0,68 a 0,62 tCO<sub>2</sub>/MWh para el año 2025, en Tarija se reducirían en 0,11, en Santa Cruz en 0,06 y en Beni en 0,05 tCO<sub>2</sub>/MWh.

El proyecto de Interconexión "Norte Amazónico", el cual de acuerdo a la información analizada y los tres escenarios de precios de diésel considerados (escenario 1 a precio de gas oíl para generación en SA a 1,10 Bs/litro con IVA, escenario 2 a precio de mercado interno 3,72 Bs/litro con IVA y escenario 3 a precio internacional 8,88 Bs/litro con IVA y considerando los parámetros indicados en el informe. El proyecto en un horizonte de catorce (14) años (2027-2040) evitaría el consumo de 925 Millones de litros de Diesel y evitaría inversiones en nueva generación por 68,3 MM\$us, lo que comparado con la inversión estimada 203,1 MM\$us, tendría un resultado positivo en los escenarios 2 y 3 (VAN de 3.9 y 249.5 MM\$us respectivamente) y en el

escenario 1 tendría como resultado un VAN negativo de -120.8 MM\$us. Este documento será actualizado y se realizarán ajustes periódicamente.

Otro aspecto evaluado es el costo de inversión en Plantas de Energía Solar y Eólica, que de acuerdo con información internacional para el periodo 2010-2018, han tenido una reducción muy importante. En el caso de Plantas Solares la reducción ha sido del 77%, desde 4.160 a 939 \$us/kW-instalado, en el caso de Plantas Eólicas es de 20%, desde 2.056 a 1.644 \$us/kW-instalado para el periodo considerado.

## 8 FUENTES

- Clean Development Mechanism: 'AM0045, Large-scale methodology Grid connection of isolated electricity systems Version 03.0'.
- Clean Development Mechanism: 'AMS-I.A, Small-scale Methodology Electricity generation by the user Version 17.0'
- Clean Development Mechanism: CDM METHODOLOGY BOOKLET Tenth edition, Information updated as of EB 101 November 2018.
- Estado Plurinacional de Bolivia (2018), Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear: 'Anuario estadístico 2018'.
- Estado Plurinacional de Bolivia, Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas: Proyectos de Energías Renovables e Interconexiones de Sistemas Aislados.
- Estado Plurinacional de Bolivia, Comité Nacional de Despacho de Carga, ENDE Corporación, ENDE Transmisión S.A., Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. ENDE Corporación: Interconexiones de Sistemas Aislados.
- IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2018, <https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>.



Tabla 1: Potencia Instalada en Sistemas Aislados por Departamento

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Potencia Instalada (MW)			
							Hidro	Termo	E. Alternativas	Total
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija		22,56		22,56
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena		2,22		2,22
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel			1,35		2,22
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel			0,90		1,35
S1	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija			5,10	5,10
S2	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena			0,40	
						<b>Total Pando</b>		<b>27,03</b>	<b>5,50</b>	<b>33,44</b>
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar		16,12		16,12
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín		17,26		17,26
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza		0,65		0,65
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata		0,97		0,97
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez		0,19		0,19
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures		1,81		1,81
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista		1,43		1,43
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje		0,46		0,46
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez		0,13		0,13
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación		0,28		0,28
						<b>Total Beni</b>		<b>39,28</b>	<b>0,00</b>	<b>39,28</b>
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías		8,68		8,68
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera		12,67		12,67
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones		21,35		21,35
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos		7,54		7,54
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco		7,84		7,84
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles		11,64		11,64
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua		2,55		2,55
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch		23,20		23,20
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino		0,06	0,06	0,12
						<b>Total Santa Cruz</b>		<b>95,54</b>	<b>0,06</b>	<b>95,60</b>
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo		14,44		14,44
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Rios	SETAR	Gas	Entre Ríos		2,70		2,70
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente		1,92		1,92
						<b>Total Tarija</b>		<b>19,06</b>	<b>0,00</b>	<b>19,06</b>
						<b>Total Bolivia</b>		<b>180,91</b>	<b>5,56</b>	<b>187,39</b>

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

Tabla 2: Análisis y selección de las metodologías aplicables

Características	AMS-I.A	AMS – I.D	AMS- I.F.	AMS-I.L	AMS-III.AW	AMS-III.BB	AMS-III.BL	AM0045	AM0104
Escala	Pequeña Escala							Gran Escala	
El Proyecto desplaza electricidad en un SA intensivo en emisiones de GEI por la introducción de energía renovable	SI	Se aplica a proyectos dedicados a inyectar la energía a una red troncal (SIN)	Se aplica a proyectos que desplazan electricidad de una red o mini red (SIN)(*)	Se aplica cuando las comunidades no cuentan con electricidad antes de la implementación del proyecto	Se aplica a proyectos de electrificación de comunidades rurales por extensión de red	Se aplica a proyectos de electrificación de una comunidad a través de la extensión de una o construcción de una nueva red	Se aplica a comunidades rurales que reciben electricidad de sistemas de energía renovables y/o híbridos o de la red	SI	Se aplica a proyectos de interconexión de redes eléctricas en países con despacho de orden de mérito económico
Considera la existencia de un SA que abstace a hogares que cuentan con electricidad	SI								
El proyecto considera la interconexión al SIN para proveer a la población	NO aplicable a proyectos de interconexión							SI	
(*) Ver página 11 de la metodología AMS -IF									

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 3: Datos de crecimiento y Demanda SA Cobija**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	52.005	60.849	61.363	62.745	63.152	66.294	69.592	73.054	76.688	80.503	84.508	88.712
Generación Energía Renovable	MWh	0	4.794	5.628	5.776	5.320	5.575	5.557	5.484	5.538	5.526	5.516	5.527
Generación	MWh	52.005	56.054	55.735	56.969	57.832	60.719	64.035	67.570	71.150	74.977	78.992	83.185
Combustible Fósil	Miles de Litros	13.406	14.382	14.612	14.854	15.909	16.155	17.037	17.978	18.931	19.949	21.017	22.133
Energía Vendida	MWh	42.283	48.573	51.458	52.483	55.108	59.467	62.425	65.531	68.791	72.213	75.806	79.577
Cantidad de Usuarios		13.895	14.516	15.424	15.589	17.092							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	254	279	278	281	269							
Demanda Máxima	MW			11,57	11,45	12,36							
Potencia Instalada	MW	20,61	25,00	25,00	24,16	22,56							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	15,96	19,26	19,66	19,20	19,5							
Factor de Planta		0,37	0,33	0,32	0,34	0,34							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Cobija**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG y =	MWh	52.005	60.849	61.363	62.745	63.152	66.294	69.592	73.054	76.688	80.503	84.508	88.712
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	52.005	56.054	55.735	56.969	57.832	60.719	64.035	67.570	71.150	74.977	78.992	83.185
F <sub>ij,bl</sub> =	MMBTU	451.920	484.821	492.557	500.718	536.276	544.594	574.333	606.041	638.148	672.474	708.487	746.098
EF <sub>bl,ini</sub> =	tCO2/MWh			0,67	0,67	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
BE y =	tCO2/año	34.760	37.467	37.253	38.220	39.731	41.714	43.992	46.421	48.880	51.510	54.268	57.149
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh	0,67	0,62	0,61	0,61	0,63	0,63	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Adiciones de capacidad	MW							2,4	0,0	2,8	0,0	3,1	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 4: Datos de crecimiento y Demanda SA El Sena**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generacion Total	MWh	646	1.248	1.678	1.881	2.309	2.436	2.570	2.711	2.861	3.018	3.184	3.359
Generacion Energia Renovable	MWh					96	203	203	203	203	203	203	203
Generacion	MWh	646	1.248	1.678	1.881	2.213	2.233	2.367	2.508	2.657	2.815	2.981	3.156
Combustible Fossil	Miles de Litros	207	380	519	585	698	697	739	783	829	878	930	985
Energia Vendida	MWh	327	870	1.342	1.672	2.106	2.161	2.280	2.405	2.537	2.677	2.824	2.980
Cantidad de Usuarios		238	447	647	883	976							
Demanda Maxima	MW			0,43	0,45	0,67							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	115	162	173	158	180							
Potencia Instalada	MW		1,42	2,22	2,22	2,22							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW		1,10	1,30	1,30	1,3							
Factor de Planta			0,13	0,15	0,17	0,19							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Sena**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh	646	1.248	1.678	1.881	2.309	2.436	2.570	2.711	2.861	3.018	3.184	3.359
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	646	1.248	1.678	1.881	2.213	2.233	2.367	2.508	2.657	2.815	2.981	3.156
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de litros	207	380	519	585	698	697	739	783	829	878	930	985
NCV <sub>j</sub> =	Btu/litro	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	535	982	1.339	1.510	1.802	1.799	1.907	2.021	2.141	2.268	2.402	2.543
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh	0,83	0,79	0,80	0,80	0,78	0,74	0,74	0,75	0,75	0,75	0,75	0,76
Adiciones de capacidad	MW							0,2	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 5: Datos de crecimiento y Demanda SA Gonzalo Moreno**

	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	176	185	195	206	218	229	242
Generación Energía Renovable	MWh							
Generación	MWh	176	185	195	206	218	229	242
Combustible Fósil	Miles de Litros	52	55	58	61	65	68	72
Energía Vendida	MWh	132	139	147	155	163	172	182
Cantidad de Usuarios		20						
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	550						
Demanda Máxima	MW							
Potencia Instalada	MW	1,35						
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	0,79						
Factor de Planta								

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Gonzalo Moreno**

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh	176	185	195	206	218	229	242
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	176	185	195	206	218	229	242
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros	52	55	58	61	65	68	72
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	135	142	150	158	167	176	186
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Adiciones de capacidad	MW				0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 6: Datos de crecimiento y Demanda SA Villa Nueva**

	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generacion Total	MWh	60	64	67	71	75	79	83
Generacion Energia Renovable	MWh							
Generacion	MWh	60	64	67	71	75	79	83
Combustible Fossil	Miles de Litros	60	29	30	32	34	36	38
Energia Vendida	MWh	40	42	44	47	49	52	55
Cantidad de Usuarios		196						
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes							
Demanda Maxima	MW							
Potencia Instalada	MW							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW							
Factor de Planta								

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Villa Nueva**

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh	60	64	67	71	75	79	83
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	60	64	67	71	75	79	83
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros	60	29	30	32	34	36	38
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	156	75	79	83	88	92	97
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh	2,58	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Adiciones de capacidad	MW				0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 7: Datos de crecimiento y Demanda SA Riberalta**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	39.754	44.000	47.860	49.359	54.122	57.554	61.204	65.085	69.212	73.601	78.268	83.231
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	39.754	44.000	47.860	49.359	54.122	57.554	61.204	65.085	69.212	73.601	78.268	83.231
Combustible Fósil	Miles de Litros	11.267	15.214	14.038	14.174	15.702	16.700	17.759	18.885	20.083	21.356	22.710	24.151
Energía Vendida	MWh	35.107	39.793	42.339	43.253	47.214	50.849	54.073	57.502	61.148	65.026	69.149	73.534
Cantidad de Usuarios		17.883	19.044	19.779	20.120	21.407							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	164	174	178	179	184							
Demanda Máxima	MW			8,92	9,16	9,82							
Potencia Instalada	MW	10,08	10,08	15,75	16,05	16,12							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	9,27	9,27	15,26	15,71	15,78							
Factor de Planta		0,49	0,54	0,36	0,36	0,39							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Riberalta**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG y =	MWh	39.754	44.000	47.860	49.359	54.122	57.554	61.204	65.085	69.212	73.601	78.268	83.231
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	39.754	44.000	47.860	49.359	54.122	57.554	61.204	65.085	69.212	73.601	78.268	83.231
F <sub>i,j,bl</sub> =	MMBTU	379.818	512.871	473.211	477.813	529.301	562.959	598.657	636.619	676.988	719.917	765.568	814.114
EF <sub>bl,ini</sub> =	tCO2/MWh	0,73	0,89	0,79	0,79	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
BE y =	tCO2/año	31.602	34.977	38.045	39.192	40.550	43.121	45.856	48.763	51.855	55.144	58.640	62.359
Adiciones de capacidad	MW									2,6	0,0	2,9	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 8: Datos de crecimiento y Demanda SA Guayaramerin**

	<b>Unidades</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Generación Total	MWh	20.893	24.000	23.650	25.987	27.108	28.599	30.172	31.832	33.582	35.430	37.378	39.434
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	20.893	24.000	23.650	25.987	27.108	28.599	30.172	31.832	33.582	35.430	37.378	39.434
Combustible Fósil	Miles de Litros	6.069	7.018	6.654	7.188	7.290	7.875	8.308	8.765	9.247	9.756	10.292	10.858
Energía Vendida	MWh	17.487	20.307	19.481	20.652	22.378	23.583	24.880	26.249	27.692	29.215	30.822	32.518
Cantidad de Usuarios		7.956	8.351	8.468	8.840	9.030							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	183	203	192	195	207							
Demanda Máxima	MW			4,32	5,08	5,14							
Potencia Instalada	MW	9,46	9,46	9,46	12,57	17,26							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	7,82	7,82	7,82	12,23	15,45							
Factor de Planta		0,30	0,35	0,35	0,24	0,20							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Guayaramerin**

		<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
EG y =	MWh	20.893	24.000	23.650	25.987	27.108	28.599	30.172	31.832	33.582	35.430	37.378	39.434
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	20.893	24.000	23.650	25.987	27.108	28.599	30.172	31.832	33.582	35.430	37.378	39.434
F <sub>ij,bl</sub> =	MMBTU	204.584	236.581	224.307	242.311	245.749	265.464	280.064	295.468	311.718	328.863	346.950	366.033
EF <sub>bl,ini</sub> =	tCO2/MWh	0,75	0,76	0,74	0,73	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
BE y =	tCO2/año	15.538	17.848	17.588	19.009	19.274	20.334	21.452	22.632	23.877	25.190	26.575	28.037
Adiciones de capacidad	MW						0,0	0,0	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz



**Tabla 9: Datos de crecimiento y Demanda SA Cachuela Esperanza**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	0	0	0	49	349	368	388	410	432	456	481	507
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh				49	349	368	388	410	432	456	481	507
Combustible Fósil	Miles de Litros				19	72	85	89	94	99	105	111	117
Energía Vendida	MWh				36	137	144	152	160	169	179	188	199
Cantidad de Usuarios					127	148							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes				23	77							
Demanda Máxima	MW				0,040	0,047							
Potencia Instalada	MW				0,12	0,65							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW				0,10	0,52							
Factor de Planta					0,05	0,08							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Cachuela Esperanza**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh				49	349	368	388	410	432	456	481	507
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh				49	349	368	388	410	432	456	481	507
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros				19	72	85	89	94	99	105	111	117
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l				33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU				0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año				50	187	219	231	243	257	271	286	302
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh				1,01	0,54	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 10: Datos de crecimiento y Demanda SA Rosario del Yata**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh				59	172	181	191	201	212	224	236	249
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh				59	172	181	191	201	212	224	236	249
Combustible Fósil	Miles de Litros				25	79	82	86	91	96	101	107	113
Energía Vendida	MWh				46	132	139	147	155	164	173	182	192
Cantidad de Usuarios					131	148							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes				29	74							
Demanda Máxima	MW				0,036	0,048							
Potencia Instalada	MW				0,20	0,97							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW				0,18	0,77							
Factor de Planta					0,04	0,03							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Rosario del Yata**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh				59	172	181	191	201	212	224	236	249
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh				59	172	181	191	201	212	224	236	249
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros				25	79	82	86	91	96	101	107	113
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l				33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU				0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año				65	204	212	223	235	248	262	276	292
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh				1,11	1,19	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Adiciones de capacidad	MW						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 11: Datos de crecimiento y Demanda SA Puerto Ustarez**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	0	0	0	0	28	59	62	66	69	73	77	81
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh					28	59	62	66	69	73	77	81
Combustible Fósil	Miles de Litros					27	45	47	50	53	56	59	62
Energía Vendida	MWh					18	34	41	43	45	48	50	53
Cantidad de Usuarios						38	45						
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes					40	63						
Demanda Máxima	MW					0,089							
Potencia Instalada	MW					0,19							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW					0,14							
Factor de Planta						0,02							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Puerto Ustarez**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh					28	59	62	66	69	73	77	81
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh					28	59	62	66	69	73	77	81
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros					27	45	47	50	53	56	59	62
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l					33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU					0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año					69	116	123	129	136	144	152	160
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh					2,47	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
Adiciones de capacidad	MW							0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 12: Datos de crecimiento y Demanda SA Baures**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	0	0	0	1.120	1.346	1.420	1.498	1.580	1.667	1.759	1.856	1.958
Generación Energía Renovable	MWh						190	190	190	190	190	190	190
Generación	MWh				1.120	1.346	1.230	1.308	1.390	1.477	1.569	1.666	1.768
Combustible Fossil	Miles de Litros				432	321	294	312	332	353	375	398	422
Energía Vendida	MWh				976	1.059	1.172	1.236	1.304	1.376	1.452	1.532	1.616
Cantidad de Usuarios					843	953							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes				97	93							
Demanda Máxima	MW				0,19	0,21							
Potencia Instalada	MW				1,26	1,81							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW				1,24	1,43							
Factor de Planta					0,10	0,11							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Baures**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh				1.120	1.346	1.420	1.498	1.580	1.667	1.759	1.856	1.958
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh				1.120	1.346	1.230	1.308	1.390	1.477	1.569	1.666	1.768
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros				432	321	294	312	332	353	375	398	422
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l				33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU				0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año				1.116	830	758	806	857	911	967	1.027	1.090
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh				1,00	0,62	0,53	0,54	0,54	0,55	0,55	0,55	0,56
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 13: Datos de crecimiento y Demanda SA Bella Vista**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	0	0	200	834	901	975	1.054	1.140	1.232	1.332	1.441	1.558
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh			200	834	901	975	1.054	1.140	1.232	1.332	1.441	1.558
Combustible Fósil	Miles de Litros				337	264	285	308	334	361	390	422	456
Energía Vendida	MWh				698	715	793	858	927	1.003	1.084	1.173	1.268
Cantidad de Usuarios					673	702							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes				86	85							
Demanda Máxima	MW				0,20	0,20							
Potencia Instalada	MW				0,77	1,43							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW				0,67	1,11							
Factor de Planta					0,14	0,09							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Bella Vista**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh				834	901	975	1.054	1.140	1.232	1.332	1.441	1.558
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh				834	901	975	1.054	1.140	1.232	1.332	1.441	1.558
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros				337	264	285	308	334	361	390	422	456
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l				33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU				0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año				871	681	737	796	861	931	1.007	1.089	1.177
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh				1,04	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
Adiciones de capacidad	MW						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 14: Datos de crecimiento y Demanda SA Huacaraje**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	0	0	190	679	680	681	682	683	684	686	687	688
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh			190	679	680	681	682	683	684	686	687	688
Combustible Fósil	Miles de Litros				285	213	213	213	214	214	214	215	215
Energía Vendida	MWh			153	576	596	587	588	589	590	591	592	593
Cantidad de Usuarios				406	490	505							
Consumo por usuario	kWh/usuario- mes			31	98	98							
Demanda Máxima	MW				0,17	0,16							
Potencia Instalada	MW			0,57	0,70	0,46							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW			0,13	0,65	0,40							
Factor de Planta				0,17	0,12	0,20							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Huacaraje**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh			190	679	680	681	682	683	684	686	687	688
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh			190	679	680	681	682	683	684	686	687	688
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros				285	213	213	213	214	214	214	215	215
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l				33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU				0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año				735	549	550	551	552	552	553	554	555
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh				1,08	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 15: Datos de crecimiento y Demanda SA El Carmen del Itenez**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	0	0	0	199	233	246	260	274	289	305	322	339
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh				199	233	246	260	274	289	305	322	339
Combustible Fósil	Miles de Litros				82	88	93	98	103	109	115	121	128
Energía Vendida	MWh				165	203	210	221	233	246	260	274	289
Cantidad de Usuarios					213	218							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes				65	78							
Demanda Máxima	MW				0,08	0,08							
Potencia Instalada	MW				0,13	0,13							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW				0,14	0,10							
Factor de Planta					0,16	0,28							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Carmen del Itenez**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh				199	233	246	260	274	289	305	322	339
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh				199	233	246	260	274	289	305	322	339
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros				82	88	93	98	103	109	115	121	128
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l				33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU				0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año				211	227	239	252	266	281	296	312	330
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh				1,06	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Adiciones de capacidad	MW							0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 16: Datos de crecimiento y Demanda SA Exaltación**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generacion Total	MWh	0	0	0	72	217	229	241	255	269	283	299	315
Generacion Energia Renovable	MWh												
Generacion	MWh				72	217	229	241	255	269	283	299	315
Combustible Fossil	Miles de Litros				82	88	93	98	103	109	115	121	128
Energia Vendida	MWh				85	205	216	228	241	254	268	282	298
Cantidad de Usuarios					334	159							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes				21	107							
Demanda Maxima	MW				0,094	0,074							
Potencia Instalada	MW				0,28	0,28							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW				0,23	0,23							
Factor de Planta					0,04	0,11							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Exaltación**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh				72	217	229	241	255	269	283	299	315
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh				72	217	229	241	255	269	283	299	315
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros				82	88	93	98	103	109	115	121	128
NCV <sub>j</sub> =	Btu/l				33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU				0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año				211	227	239	252	266	281	296	312	330
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh				2,92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz



**Tabla 17: Datos de crecimiento y Demanda SA German Bush**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	57.328	60.887	60.284	55.369	57.412	60.569	63.901	67.415	71.123	75.035	79.162	83.516
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	57.328	60.887	60.284	55.369	57.412	60.569	63.901	67.415	71.123	75.035	79.162	83.516
Combustible Fósil gas natural	MPC	744.219	784.929	795.439	748.755	787.872	816.178	861.068	908.426	958.390	1.011.101	1.066.712	1.125.381
Energía Vendida	MWh	49.864	55.850	55.786	50.335	52.819	55.626	58.685	61.913	65.318	68.911	72.701	76.699
Cantidad de Usuarios		8.646	9.004	9.991	10.406	10.771							
Consumo por usuario	kWh/usuario- mes	481	517	465	403	409							
Demanda Máxima	MW			10,94	9,70	10,25							
Potencia Instalada	MW	21,00	21,00	21,00	21,00	23,20							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	17,40	17,40	17,40	17,40	19,10							
Factor de Planta		0,38	0,40	0,40	0,36	0,34							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA German Bush**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	57.328	60.887	60.284	55.369	57.412	60.569	63.901	67.415	71.123	75.035	79.162	83.516
F <sub>ij,bl</sub> =	MMBTU (gas)	699.566	737.833	747.713	703.830	740.600	767.207	809.404	853.921	900.886	950.435	1.002.709	1.057.858
EF <sub>bl,ini</sub> =	tCO2/MWh	0,70	0,69	0,70	0,71	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	40.078	42.270	42.278	39.339	41.662	43.953	46.371	48.921	51.612	54.450	57.445	60.604
Adiciones de capacidad	MW						0,0	4,2	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 18: Datos de crecimiento y Demanda SA Las Misiones**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	45.835	51.150	55.241	59.495	58.425	62.080	65.963	70.089	74.473	79.132	84.082	89.342
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	45.835	51.150	55.241	59.495	58.425	62.080	65.963	70.089	74.473	79.132	84.082	89.342
Generación Fósil Gas	MWh	45.415	49.662	53.151	46.841	45.374	52.115	55.375	58.839	62.520	66.430	70.586	75.001
Generación Fósil Diesel	MWh	420	1.488	2.090	12.653	13.051	9.965	10.588	11.250	11.954	12.702	13.496	14.340
Combustible Fósil gas natural	MPC	571.963	612.921	663.158	620.082	640.148	689.550	732.684	778.516	827.215	878.960	933.942	992.363
Combustible Fósil Diesel	Miles de Litros	116	413	579	3.507	3.617	2.762	2.935	3.118	3.313	3.521	3.741	3.975
Energía Vendida	MWh	37.833	41.947	46.627	48.821	52.337	52.982	56.296	59.818	63.559	67.535	71.760	76.249
Cantidad de Usuarios		18.188	20.295	22.711	25.616	28.263							
Consumo por usuario	kWh/usuario- mes	173	172	171	159	154							
Demanda Máxima	MW			10,16	11,06	11,74							
Potencia Instalada	MW	17,15	17,15	21,35	21,35	21,35							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	15,00	15,00	19,05	19,05	19,05							
Factor de Planta		0,35	0,39	0,33	0,36	0,35							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Las Misiones**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$GEN_{j,bl} =$	MWh	45.835	51.150	55.241	59.495	58.425	62.080	65.963	70.089	74.473	79.132	84.082	89.342
$F_{ij,bl} =$	MMBTU (gas)	537.646	576.145	623.369	582.877	601.739	648.177	688.723	731.805	777.582	826.222	877.905	932.821
$F_{ij,bl} =$	MMBTU (Diesel)	3.921	13.906	19.532	118.230	121.941	93.106	98.930	105.118	111.694	118.681	126.105	133.993
$EF_{bl,ini} =$	tCO2/MWh	0,68	0,67	0,67	0,71	0,75	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$BE_y =$	tCO2/año	31.102	34.072	37.209	42.449	43.814	44.266	47.035	49.977	53.103	56.425	59.954	63.705
Adiciones de capacidad	MW						0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 19: Datos de crecimiento y Demanda SA Camiri**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	26.931	29.770	31.023	32.519	33.217	35.006	36.891	38.878	40.971	43.177	45.503	47.953
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	26.931	29.770	31.023	32.519	33.217	35.006	36.891	38.878	40.971	43.177	45.503	47.953
Combustible Fossil gas natural	MPC	294.214	320.544	324.808	317.579	339.259	349.784	368.619	388.469	409.388	431.433	454.665	479.148
Combustible Fossil Diesel	Miles de Litros		27	14									
Energía Vendida	MWh	23.095	25.545	26.937	27.086	26.870	29.266	30.842	32.503	34.253	36.097	38.041	40.089
Cantidad de Usuarios		11.277	11.944	13.230	14.167	14.957							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	171	178	170	159	150							
Demanda Máxima	MW			6,08	6,04	6,38							
Potencia Instalada	MW	7,25	7,90	9,06	10,87	12,67							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	6,50	7,10	8,25	10,00	11,75							
Factor de Planta		0,47	0,48	0,43	0,37	0,32							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Camiri**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$GEN_{j,bl} =$	MWh	26.931	29.770	31.023	32.519	33.217	35.006	36.891	38.878	40.971	43.177	45.503	47.953
$F_{ij,bl} =$	MMBTU (gas)	276.561	301.311	305.320	298.525	318.904	328.797	346.502	365.161	384.824	405.547	427.385	450.399
$F_{ij,bl} =$	MMBTU (Diesel)	0	904	469	0	0							
$EF_{bl,ini} =$	tCO2/MWh	0,59	0,58	0,58	0,56	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
$BE_y =$	tCO2/año	15.844	17.331	17.931	18.108	18.161	19.138	20.169	21.255	22.400	23.606	24.877	26.217
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 20: Datos de crecimiento y Demanda SA Valles**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	24.963	27.357	30.775	33.038	34.244	37.060	40.108	43.406	46.976	50.839	55.019	59.544
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	24.963	27.357	30.775	33.038	34.244	37.060	40.108	43.406	46.976	50.839	55.019	59.544
Generación Fósil Gas	MWh	24.963	27.357	30.666	33.033	34.225	37.047	40.094	43.391	46.959	50.821	55.000	59.523
Generación Fósil Diesel	MWh	0	0	109	5	19	13	14	15	16	18	19	21
Combustible Fósil gas natural	MPC	284.155	313.266	353.773	355.513	360.016	404.542	437.810	473.814	512.779	554.948	600.585	649.975
Combustible Fósil Diesel	Miles de Litros	0	0	30	1	5	4	4	4	5	5	5	6
Energía Vendida	MWh	21.251	23.114	25.843	27.838	28.619	31.105	33.663	36.431	39.427	42.670	46.179	49.976
Cantidad de Usuarios		18.160	18.933	20.497	21.942	23.104							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	98	102	105	106	103							
Demanda Máxima	MW			6,29	6,44	6,34							
Potencia Instalada	MW	7,64	7,64	9,64	11,64	11,64							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	6,48	6,48	8,13	8,50	9,56							
Factor de Planta		0,44	0,48	0,43	0,44	0,41							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Valles**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$GEN_{j,bl} =$	MWh	24.963	27.357	30.775	33.038	34.244	37.060	40.108	43.406	46.976	50.839	55.019	59.544
$F_{ij,bl} =$	Mpc (gas)	284.155	313.266	353.773	355.513	360.016	404.542	437.810	473.814	512.779	554.948	600.585	649.975
$F_{ij,bl} =$	Miles de Litros (Diesel)	0	0	30	1	5	4	4	4	5	5	5	6
$NCV_j =$	Btu/pc (gas)	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940
$NCV_j =$	Btu/litro (Diesel)	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
$EF_{co2,j} =$	gCO2/BTU (gas)	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573
$EF_{co2,j} =$	gCO2/BTU (Diesel)	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766
$BE_y =$	tCO2/año	15.302	16.870	19.129	19.149	19.401	21.795	23.587	25.527	27.626	29.898	32.357	35.018
$EF_{bl} =$	tCO2/MWh	0,61	0,62	0,62	0,60	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Adiciones de capacidad	MW						1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 21: Datos de crecimiento y Demanda SA San Matías**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	6.546	7.412	7.854	8.744	8.061	8.491	8.945	9.423	9.926	10.456	11.014	11.603
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	6.546	7.412	7.854	8.744	8.061	8.491	8.945	9.423	9.926	10.456	11.014	11.603
Generación (Gas)	MWh		6.128	6.081	8.557	7.630	8.179	8.616	9.076	9.561	10.071	10.609	11.176
Generación (Diesel)	MWh		1.284	1.772	187	431	312	329	346	365	384	405	427
Combustible Fósil gas natural	MPC	75.907	70.239	64.463	83.111	82.083	87.571	92.248	97.175	102.365	107.833	113.592	119.659
Combustible Fósil Diesel	Miles de Litros		356	491	52	120	87	91	96	101	107	112	118
Energía Vendida	MWh		6.007	6.550	6.947	7.013	7.063	7.440	7.837	8.256	8.697	9.161	9.651
Cantidad de Usuarios			2.480	2.690	2.750	2.875							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes		202	203	211	203							
Demanda Máxima	MW			1,51	1,63	1,68							
Potencia Instalada	MW	2,72	2,72	3,96	7,08	8,68							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	2,40	2,40	3,21	6,12	7,32							
Factor de Planta		0,31	0,35	0,28	0,16	0,13							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA San Matías**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	6.546	7.412	7.854	8.744	8.061	8.491	8.945	9.423	9.926	10.456	11.014	11.603
EG <sub>y</sub> =	MWh	6.546	7.412	7.854	8.744	8.061	8.491	8.945	9.423	9.926	10.456	11.014	11.603
FC <sub>j,y</sub> =	Mpc (gas)	75.907	70.239	64.463	83.111	82.083	87.571	92.248	97.175	102.365	107.833	113.592	119.659
FC <sub>j,y</sub> =	Miles de Litros (Diesel)	0	356	491	52	120	87	91	96	101	107	112	118
NCV <sub>j</sub> =	Btu/pc (gas)	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940
NCV <sub>j</sub> =	Btu/litro (Diesel)	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU (gas)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU (Diesel)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	4.088	4.702	4.740	4.609	4.729	4.939	5.203	5.481	5.774	6.082	6.407	6.749
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh	0,62	0,63	0,60	0,53	0,59	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 22: Datos de crecimiento y Demanda SA Chiquitos**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	16.495	18.493	19.606	21.046	22.088	23.436	24.865	26.382	27.992	29.700	31.512	33.435
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	16.495	18.493	19.606	21.046	22.088	23.436	24.865	26.382	27.992	29.700	31.512	33.435
Combustible Fósil	MPC	178.081	202.608	217.565	229.197	238.334	255.907	271.520	288.086	305.662	324.311	344.098	365.091
Energía Vendida	MWh	13.815	15.455	16.493	17.568	18.401	19.597	20.792	22.061	23.407	24.835	26.350	27.958
Cantidad de Usuarios		6.760	7.040	7.747	8.138	8.470							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	170	183	177	180	181							
Demanda Máxima	MW			4,10	4,52	4,38							
Potencia Instalada	MW	5,84	5,84	5,84	5,84	7,54							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	4,84	4,84	4,84	4,84	7,20							
Factor de Planta		0,39	0,44	0,46	0,50	0,35							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Chiquitos**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$GEN_{j,bl} =$	MWh	16.495	18.493	19.606	21.046	22.088	23.436	24.865	26.382	27.992	29.700	31.512	33.435
$FC_{j,y} =$	MPC	178.081	202.608	217.565	229.197	238.334	255.907	271.520	288.086	305.662	324.311	344.098	365.091
$NCV_j =$	Btu/pc	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940
$EF_{co2,j} =$	gCO2/BTU	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573
$BE_y =$	tCO2/año	9.590	10.911	11.716	12.343	12.835	13.781	14.622	15.514	16.461	17.465	18.530	19.661
$EF_{bl} =$	tCO2/MWh	0,58	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Adiciones de capacidad	MW									0,0	1,0	1,0	1,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 23: Datos de crecimiento y Demanda SA San Ignacio de Velasco**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	20.119	22.010	23.363	24.447	25.906	27.596	29.397	31.315	33.358	35.535	37.853	40.323
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	20.119	22.010	23.363	24.447	25.906	27.596	29.397	31.315	33.358	35.535	37.853	40.323
Combustible Fossil	Miles de litros	5.570	6.108	6.428	6.754	7.251	7.649	8.148	8.680	9.246	9.850	10.492	11.177
Energía Vendida	MWh	17.541	19.342	20.552	21.797	22.765	24.376	25.967	27.661	29.466	31.388	33.436	35.618
Cantidad de Usuarios		8.812	9.304	10.720	11.519	12.184							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	166	173	160	158	156							
Demanda Máxima	MW			4,58	4,67	5,05							
Potencia Instalada	MW	8,20	8,20	8,20	8,20	7,84							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	7,10	7,10	7,10	7,10	6,79							
Factor de Planta		0,32	0,35	0,38	0,39	0,44							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA San Ignacio de Velasco**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	20.119	22.010	23.363	24.447	25.906	27.596	29.397	31.315	33.358	35.535	37.853	40.323
F <sub>ij,bl</sub> =	MMBTU	187.753	205.887	216.674	227.678	244.431	257.855	274.679	292.601	311.692	332.029	353.692	376.769
EF <sub>bl,ini</sub> =	tCO2/MWh	0,71	0,72	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	14.381	15.770	16.666	17.439	18.541	19.751	21.040	22.412	23.875	25.433	27.092	28.860
Adiciones de capacidad	MW						0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 24: Datos de crecimiento y Demanda SA Charagua**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	2.913	3.281	3.702	4.634	4.976	5.249	5.538	5.843	6.164	6.503	6.861	7.238
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación Fósil	MWh	2.913	3.281	3.702	4.634	4.976	5.249	5.538	5.843	6.164	6.503	6.861	7.238
Generación Fósil Gas	MWh	2.913	3.281	3.669	4.634	4.942	5.223	5.510	5.813	6.133	6.470	6.826	7.201
Generación Fósil Diesel	MWh			34	0	33	26	28	29	31	33	35	36
Combustible Fósil gas natural	MPC	40.679	41.150	45.066	52.445	57.596	61.474	64.855	68.422	72.186	76.156	80.344	84.763
Combustible Fósil Diesel	Miles de Litros	0	0	9	0	9	7	8	8	9	9	10	10
Energía Vendida	MWh	2.687	2.846	3.236	3.999	4.255	4.531	4.780	5.043	5.321	5.613	5.922	6.248
Cantidad de Usuarios		1.970	2.115	2.463	2.897	3.253							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	114	112	109	115	109							
Demanda Máxima	MW			0,85	1,04	1,11							
Potencia Instalada	MW	1,19	1,19	2,19	2,19	2,55							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	0,95	0,95	1,95	1,95	2,19							
Factor de Planta		0,35	0,39	0,22	0,27	0,26							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Charagua**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	2.913	3.281	3.702	4.634	4.976	5.249	5.538	5.843	6.164	6.503	6.861	7.238
F <sub>ij,bl</sub> =	Mpc (gas)	40.679	41.150	45.066	52.445	57.596	61.474	64.855	68.422	72.186	76.156	80.344	84.763
F <sub>ij,bl</sub> =	Miles de Litros (Diesel)	0	0	9	0	9	7	8	8	9	9	10	10
NCV <sub>j</sub> =	Btu/pc (gas)	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940
NCV <sub>j</sub> =	Btu/litro (Diesel)	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU (gas)	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,0573	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU (Diesel)	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,0766	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	2.191	2.216	2.451	2.824	3.126	3.329	3.513	3.706	3.910	4.125	4.351	4.591
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh	0,75	0,68	0,69	0,64	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Adiciones de capacidad	MW									1,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz



**Tabla 25: Datos de crecimiento y Demanda SA El Espino**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	0	0	38	94	120	126	133	140	148	156	165	174
Generación Energía Renovable	MWh			38	48	49	49	49	49	49	49	49	49
Generación	MWh				46	71	77	84	92	99	107	116	125
Combustible Fósil	Miles de Litros				14	20	22	24	26	28	31	33	36
Energía Vendida	MWh				78	112	112	118	125	132	139	147	155
Cantidad de Usuarios					130	133							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes				50	70							
Demanda Máxima	MW				0,03	0,03							
Potencia Instalada	MW				0,06	0,06							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW				0,07	0,07							
Factor de Planta					0,08	0,12							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Espino**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$GEN_{j,bl} =$	MWh	0	0	0	46	71	77	84	92	99	107	116	125
$FC_{j,y} =$	Miles de litros	0	0	0	14	20	22	24	26	28	31	33	36
$NCV_j =$	Btu/litro	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710	33.710
$BE_y =$	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	36	52	57	62	68	73	79	86	92
$EF_{bl} =$	tCO <sub>2</sub> /MWh				0,78	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Adiciones de capacidad	MW							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 26: Datos de crecimiento y Demanda SA Bermejo**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	17.625	24.368	25.070	27.033	28.139	29.686	31.319	33.042	34.859	36.776	38.799	40.933
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	17.625	24.368	25.070	27.033	28.139	29.686	31.319	33.042	34.859	36.776	38.799	40.933
Combustible Fósil	MPC		282.967	292.904	368.663	401.645	393.349	414.983	437.807	461.887	487.291	514.092	542.367
Energía Vendida	MWh	19.097	19.975	20.153	21.584	22.920	23.921	25.236	26.624	28.088	29.633	31.263	32.983
Cantidad de Usuarios		10.731	11.261	11.717	12.254	12.941							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	148	148	143	147	148							
Demanda Máxima	MW			5,91	5,96	6,10							
Potencia Instalada	MW	10,20	9,23	12,22	15,42	14,44							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	8,15	7,35	9,60	12,40	11,55							
Factor de Planta		0,25	0,38	0,30	0,25	0,28							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Bermejo**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$GEN_{j,bl} =$	MWh	17.625	24.368	25.070	27.033	28.139	29.686	31.319	33.042	34.859	36.776	38.799	40.933
$F_{i,j,bl} =$	MMBTU		265.989	275.330	346.543	377.547	369.748	390.084	411.539	434.174	458.053	483.246	509.825
$EF_{bl,ini} =$	tCO2/MWh	-	0,63	0,63	0,67	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$BE_y =$	tCO2/año		15.238	15.726	17.981	20.078	21.183	22.348	23.577	24.874	26.242	27.685	29.208
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 27: Datos de crecimiento y Demanda SA Entre Ríos**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh	4.692	5.963	6.827	7.218	7.507	7.920	8.356	8.815	9.300	9.812	10.351	10.920
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh	4.692	5.963	6.827	7.218	7.507	7.920	8.356	8.815	9.300	9.812	10.351	10.920
Combustible Fósil	MPC		81.558	95.885	130.892	212.659	109.877	115.920	122.295	129.022	136.118	143.604	151.503
Energía Vendida	MWh	3.696	4.553	5.132	5.634	5.669	6.040	6.372	6.722	7.092	7.482	7.894	8.328
Cantidad de Usuarios		4.132	4.720	4.996	5.087	5.436							
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes	75	80	86	92	87							
Demanda Máxima	MW			1,50	1,62	1,70							
Potencia Instalada	MW	2,54	2,54	2,70	2,70	2,70							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW	2,12	2,12	2,28	2,28	2,28							
Factor de Planta		0,25	0,32	0,34	0,36	0,38							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA Entre Ríos**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh	4.692	5.963	6.827	7.218	7.507	7.920	8.356	8.815	9.300	9.812	10.351	10.920
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh	4.692	5.963	6.827	7.218	7.507	7.920	8.356	8.815	9.300	9.812	10.351	10.920
FC <sub>j,y</sub> =	MPC	0	81.558	95.885	130.892	212.659	109.877	115.920	122.295	129.022	136.118	143.604	151.503
NCV <sub>j</sub> =	Btu/pc	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940	940
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año	-	4.392	5.164	7.049	11.452	5.917	6.243	6.586	6.948	7.330	7.733	8.159
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh	-	0,74	0,76	0,98	1,53	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Adiciones de capacidad	MW						1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 28: Datos de crecimiento y Demanda SA El Puente**

	Unidades	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generación Total	MWh			10.136	3.014	3.471	3.662	3.864	4.076	4.300	4.537	4.787	5.050
Generación Energía Renovable	MWh												
Generación	MWh			10.136	3.014	3.471	3.662	3.864	4.076	4.300	4.537	4.787	5.050
Combustible Fósil	MPC			127.648	43.037	46.599	49.162	51.866	54.718	57.728	60.903	64.252	67.786
Energía Vendida	MWh						0	0	0	0	0	0	0
Cantidad de Usuarios													
Consumo por usuario	kWh/usuario-mes												
Demanda Máxima	MW												
Potencia Instalada	MW		7,86	7,86	1,92	1,92							
Pot. Efectiva a Temp. Media	MW		5,90	5,90	1,60	1,60							
Factor de Planta			0,00	0,20	0,22	0,25							

**Línea de Base de Emisiones y Factor de Emisión SA El Puente**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>y</sub> =	MWh			10.136	3.014	3.471	3.662	3.864	4.076	4.300	4.537	4.787	5.050
GEN <sub>j,bl</sub> =	MWh			10.136	3.014	3.471	3.662	3.864	4.076	4.300	4.537	4.787	5.050
FC <sub>j,y</sub> =	MPC			127.648	43.037	46.599	49.162	51.866	54.718	57.728	60.903	64.252	67.786
NCV <sub>j</sub> =	Btu/pc			940	940	940	940	940	940	940	940	940	940
EF <sub>co2,j</sub> =	gCO2/BTU			0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
BE <sub>y</sub> =	tCO2/año			6.874	2.318	2.509	2.647	2.793	2.947	3.109	3.280	3.460	3.650
EF <sub>bl</sub> =	tCO2/MWh			0,68	0,77	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Adiciones de capacidad	MW									0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 29: Generación histórica y proyectada combustible fósil**

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Generación Histórica (MWh)					Generación Proyectada (MWh)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	52.005	60.849	61.363	62.745	63.152	66.294	69.592	73.054	76.688	80.503	84.508	88.712
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	646	1.248	1.678	1.881	2.309	2.436	2.570	2.711	2.861	3.018	3.184	3.359
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	176	185	195	206	218	229	242
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	60	64	67	71	75	79	83
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El Sena												
						<b>Total Pando</b>	52.651	62.097	63.040	64.626	65.461	68.966	72.411	76.028	79.826	83.813	88.001	92.397
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	39.754	44.000	47.860	49.359	54.122	57.554	61.204	65.085	69.212	73.601	78.268	83.231
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	20.893	24.000	23.650	25.987	27.108	28.599	30.172	31.832	33.582	35.430	37.378	39.434
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0	0	0	49	349	368	388	410	432	456	481	507
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0	0	0	59	172	181	191	201	212	224	236	249
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez	0	0	0	0	28	59	62	66	69	73	77	81
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0	0	0	1.120	1.346	1.420	1.498	1.580	1.667	1.759	1.856	1.958
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0	0	200	834	901	975	1.054	1.140	1.232	1.332	1.441	1.558
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0	0	190	679	680	681	682	683	684	686	687	688
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0	0	0	199	233	246	260	274	289	305	322	339
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0	0	0	72	217	229	241	255	269	283	299	315
						<b>Total Beni</b>	60.647	68.000	71.900	78.359	85.157	90.312	95.753	101.525	107.650	114.149	121.044	128.361
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	6.546	7.412	7.854	8.744	8.061	8.491	8.945	9.423	9.926	10.456	11.014	11.603
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	26.931	29.770	31.023	32.519	33.217	35.006	36.891	38.878	40.971	43.177	45.503	47.953
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	45.835	51.150	55.241	59.495	58.425	62.080	65.963	70.089	74.473	79.132	84.082	89.342
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	16.495	18.493	19.606	21.046	22.088	23.436	24.865	26.382	27.992	29.700	31.512	33.435
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	20.119	22.010	23.363	24.447	25.906	27.596	29.397	31.315	33.358	35.535	37.853	40.323
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	24.963	27.357	30.775	33.038	34.244	37.060	40.108	43.406	46.976	50.839	55.019	59.544
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	2.913	3.281	3.702	4.634	4.976	5.249	5.538	5.843	6.164	6.503	6.861	7.238
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	57.328	60.887	60.284	55.369	57.412	60.569	63.901	67.415	71.123	75.035	79.162	83.516
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0	0	38	94	120	126	133	140	148	156	165	174
						<b>Total Santa Cruz</b>	201.130	220.358	231.887	239.385	244.448	259.614	275.741	292.891	311.132	330.533	351.171	373.126
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	17.625	24.368	25.070	27.033	28.139	29.686	31.319	33.042	34.859	36.776	38.799	40.933
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Rios	SETAR	Gas	Entre Rios	4.692	5.963	6.827	7.218	7.507	7.920	8.356	8.815	9.300	9.812	10.351	10.920
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0	0	10.136	3.014	3.471	3.662	3.864	4.076	4.300	4.537	4.787	5.050
						<b>Total Tarija</b>	22.317	30.331	42.032	37.264	39.117	41.269	43.539	45.933	48.459	51.125	53.937	56.903
						<b>Total Bolivia</b>	336.746	380.786	408.860	419.634	434.183	460.161	487.443	516.377	547.067	579.620	614.152	650.788

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 30: Generación histórica y proyectada fuente renovable**

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Generación Histórica (MWh)					Generación Proyectada (MWh)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija												
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena												
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel													
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel													
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija	0	4.794	5.628	5.776	5.320	5.575	5.557	5.484	5.538	5.526	5.516	5.527
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El Sena	0	0	0	0	96	203	203	203	203	203	203	203
						<b>Total Pando</b>	0	4.794	5.628	5.776	5.416	5.778	5.760	5.687	5.742	5.730	5.719	5.730
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar												
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín												
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza												
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata												
9	Beni	Mamore	Puerto Ustáñez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustáñez												
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0	0	0	0	0	190	190	190	190	190	190	190
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista												
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje												
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez												
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación												
						<b>Total Beni</b>	0	0	0	0	0	190	190	190	190	190	190	190
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías												
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera												
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones												
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos												
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco												
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles												
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua												
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch												
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0	0	38	48	49	49	49	49	49	49	49	49
						<b>Total Santa Cruz</b>	0	0	38	48	49	49	49	49	49	49	49	49
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo												
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos	SETAR	Gas	Entre Ríos												
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente												
						<b>Total Tarija</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
						<b>Total Bolivia</b>	0	4.794	5.666	5.825	5.465	6.017	5.999	5.926	5.981	5.969	5.959	5.969

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 31: Consumo de Diesel histórica y proyectada**

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empres	Combustible	Central	Consumo de Diesel Histórico (Miles de Litros)					Consumo de Diesel Proyectado sin ejecución de proyectos (Miles de Litros)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	13.406	14.382	14.612	14.854	15.909	16.155	17.037	17.978	18.931	19.949	21.017	22.133
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	207	380	519	585	698	697	739	783	829	878	930	985
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	52	55	58	61	65	68	72
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	60	29	30	32	34	36	38
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena												
						<b>Total Pando</b>	13.613	14.762	15.130	15.438	16.606	16.965	17.860	18.849	19.853	20.926	22.051	23.227
5	Beni	Vaca Díez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	11.267	15.214	14.038	14.174	15.702	16.700	17.759	18.885	20.083	21.356	22.710	24.151
6	Beni	Vaca Díez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	6.069	7.018	6.654	7.188	7.290	7.875	8.308	8.765	9.247	9.756	10.292	10.858
7	Beni	Vaca Díez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0	0	0	19	72	85	89	94	99	105	111	117
8	Beni	Vaca Díez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0	0	0	25	79	82	86	91	96	101	107	113
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez	0	0	0	0	27	45	47	50	53	56	59	62
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0	0	0	432	321	294	312	332	353	375	398	422
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0	0	0	337	264	285	308	334	361	390	422	456
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0	0	0	285	213	213	213	214	214	214	215	215
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0	0	0	82	88	93	98	103	109	115	121	128
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0	0	0	82	88	93	98	103	109	115	121	128
						<b>Total Beni</b>	17.336	22.232	20.692	22.624	24.143	25.764	27.320	28.971	30.723	32.582	34.555	36.649
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	0	356	491	52	120	87	91	96	101	107	112	118
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	0	27	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	116	413	579	3.507	3.617	2.762	2.935	3.118	3.313	3.521	3.741	3.975
18	Santa Cruz	Chiquitos	Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos												
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	5.570	6.108	6.428	6.754	7.251	7.649	8.148	8.680	9.246	9.850	10.492	11.177
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	0	0	30	1	5	4	4	4	5	5	5	6
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	0	0	9	0	9	7	8	8	9	9	10	10
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch												
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0	0	0	14	20	22	24	26	28	31	33	36
						<b>Total Santa Cruz</b>	5.686	6.903	7.552	10.328	11.023	10.531	11.210	11.933	12.702	13.522	14.393	15.322
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo												
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos	SETAR	Gas	Entre Ríos												
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente												
						<b>Total Tarija</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
						<b>Total Bolivia</b>	36.635	43.898	43.374	48.391	51.772	53.259	56.390	59.753	63.278	67.029	71.000	75.198

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 32: Consumo de Gas Natural histórica y proyectada**

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Consumo de Gas Natural Histórico (MPC/año)					Consumo de Gas Natural Proyectado con ejecución de proyectos (MPC/año)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija												
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena												
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel													
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel													
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El Sena												
						<b>Total Pando</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar												
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín												
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza												
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata												
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez												
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures												
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista												
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje												
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez												
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación												
						<b>Total Beni</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	75.907	70.239	64.463	83.111	82.083	87.571	92.248	97.175	102.365	107.833	113.592	119.659
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	294.214	320.544	324.808	317.579	339.259	349.784	368.619	184.523	122.816	129.430	136.399	143.744
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	571.963	612.921	663.158	620.082	640.148	689.550	689.944	233.555	248.164	263.688	280.183	297.709
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	178.081	202.608	217.565	229.197	238.334	255.907	271.520	288.086	305.662	324.311	344.098	365.091
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco												
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	284.155	313.266	353.773	355.513	360.016	404.542	437.810	473.814	512.779	554.948	600.585	649.975
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	40.679	41.150	45.066	52.445	57.596	61.474	64.855	68.422	72.186	76.156	80.344	84.763
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	744.219	784.929	795.439	748.755	787.872	816.178	861.068	908.426	958.390	1.011.101	1.066.712	1.125.381
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino												
						<b>Total Santa Cruz</b>	2.189.218	2.345.656	2.464.274	2.406.682	2.505.308	2.665.006	2.786.065	2.254.001	2.322.363	2.467.467	2.621.913	2.786.323
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0	282.967	292.904	368.663	401.645	393.349	414.983	361.191	138.566	146.187	154.227	162.710
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos	SETAR	Gas	Entre Ríos	0	81.558	95.885	130.892	212.659	109.877	115.920	122.295	129.022	136.118	143.604	151.503
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0	0	127.648	43.037	46.599	49.162	51.866	54.718	57.728	60.903	64.252	67.786
						<b>Total Tarija</b>	0	364.526	516.437	542.591	660.903	552.387	582.769	538.205	325.315	343.208	362.084	381.999
						<b>Total Bolivia</b>	2.189.218	2.710.182	2.980.711	2.949.274	3.166.211	3.217.393	3.368.833	2.792.206	2.647.678	2.810.674	2.983.997	3.168.322

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz



Tabla 33: Línea de Base emisiones de GEI histórica y proyectada

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Emisiones de GEI Historico (tCO2e/año)				Emisiones de GEI sin ejecucion de proyectos (tCO2e/año)							
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	34.760	37.467	37.253	38.220	39.731	41.714	43.992	46.421	48.880	51.510	54.268	57.149
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	535	982	1.339	1.510	1.802	1.799	1.907	2.021	2.141	2.268	2.402	2.543
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	135	142	150	158	167	176	186
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	156	75	79	83	88	92	97
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena												
						<b>Total Pando</b>	35.295	38.449	38.592	39.730	41.533	43.804	46.116	48.671	51.263	54.032	56.938	59.975
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	31.602	34.977	38.045	39.192	40.550	43.121	45.856	48.763	51.855	55.144	58.640	62.359
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	15.538	17.848	17.588	19.009	19.274	20.334	21.452	22.632	23.877	25.190	26.575	28.037
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0	0	0	50	187	219	231	243	257	271	286	302
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0	0	0	65	204	212	223	235	248	262	276	292
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez	0	0	0	0	69	116	123	129	136	144	152	160
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0	0	0	1.116	830	758	806	857	911	967	1.027	1.090
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0	0	0	871	681	737	796	861	931	1.007	1.089	1.177
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0	0	0	735	549	550	551	552	552	553	554	555
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0	0	0	211	227	239	252	266	281	296	312	330
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0	0	0	211	227	239	252	266	281	296	312	330
						<b>Total Beni</b>	47.139	52.825	55.633	61.460	62.797	66.524	70.542	74.805	79.330	84.130	89.225	94.631
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	4.088	4.702	4.740	4.609	4.729	4.939	5.203	5.481	5.774	6.082	6.407	6.749
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	15.844	17.331	17.931	18.108	18.161	19.138	20.169	21.255	22.400	23.606	24.877	26.217
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	31.102	34.072	37.209	42.449	43.814	44.266	47.035	49.977	53.103	56.425	59.954	63.705
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	9.590	10.911	11.716	12.343	12.835	13.781	14.622	15.514	16.461	17.465	18.530	19.661
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	14.381	15.770	16.666	17.439	18.541	19.751	21.040	22.412	23.875	25.433	27.092	28.860
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	15.302	16.870	19.129	19.149	19.401	21.795	23.587	25.527	27.626	29.898	32.357	35.018
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	2.191	2.216	2.451	2.824	3.126	3.329	3.513	3.706	3.910	4.125	4.351	4.591
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	40.078	42.270	42.278	39.339	41.662	43.953	46.371	48.921	51.612	54.450	57.445	60.604
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0	0	0	36	52	57	62	68	73	79	86	92
						<b>Total Santa Cruz</b>	132.576	144.143	152.121	156.297	162.320	171.010	181.601	192.861	204.833	217.563	231.100	245.496
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0	15.238	15.726	17.981	20.078	21.183	22.348	23.577	24.874	26.242	27.685	29.208
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos	SETAR	Gas	Entre Ríos	0	4.392	5.164	7.049	11.452	5.917	6.243	6.586	6.948	7.330	7.733	8.159
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0	0	6.874	2.318	2.509	2.647	2.793	2.947	3.109	3.280	3.460	3.650
						<b>Total Tarija</b>	0	19.631	27.764	27.348	34.040	29.747	31.383	33.110	34.931	36.852	38.879	41.017
						<b>Total Bolivia</b>	215.011	255.047	274.110	284.834	300.690	311.086	329.643	349.446	370.355	392.577	416.141	441.119

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 34: Línea de Base Factor de Emisiones de GEI histórica y proyectada**

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Factores de Emisiones Historico (tCO2e/MWh)					Factores de Emisiones Proyectados con ejecucion de proyectos (tCO2e/MWh)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	0,67	0,62	0,61	0,61	0,63	0,63	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	0,83	0,79	0,80	0,80	0,78	0,74	0,74	0,75	0,75	0,75	0,75	0,76
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,58	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena												
						<b>Total Pando</b>	0,67	0,62	0,61	0,61	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,65	0,65
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	0,79	0,79	0,79	0,79	0,75	0,75	0,75	0,71	0,69	0,69	0,69	0,70
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	0,74	0,74	0,74	0,73	0,71	0,71	0,71	0,67	0,65	0,65	0,66	0,66
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0,00	0,00	0,00	1,01	0,54	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0,00	0,00	0,00	1,11	1,19	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
9	Beni	Mamore	Puerto Ustáñez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustáñez	0,00	0,00	0,00	0,00	2,47	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0,00	0,00	0,00	1,00	0,62	0,53	0,54	0,54	0,55	0,55	0,55	0,56
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0,00	0,00	0,00	1,04	0,76	0,76	0,76	0,61	0,55	0,57	0,58	0,59
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0,00	0,00	0,00	1,08	0,81	0,81	0,81	0,61	0,52	0,52	0,52	0,52
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0,00	0,00	0,00	1,06	0,97	0,97	0,97	0,57	0,40	0,43	0,46	0,48
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0,00	0,00	0,00	2,92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
						<b>Total Beni</b>	0,78	0,78	0,77	0,78	0,74	0,74	0,74	0,69	0,67	0,68	0,68	0,68
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	0,62	0,63	0,60	0,53	0,59	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	0,59	0,58	0,58	0,56	0,55	0,55	0,55	0,52	0,51	0,51	0,51	0,51
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	0,68	0,67	0,67	0,71	0,75	0,71	0,70	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	0,58	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	0,71	0,72	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,69	0,56	0,56
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	0,61	0,62	0,62	0,60	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	0,75	0,68	0,69	0,64	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	0,70	0,69	0,70	0,71	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0,00	0,00	0,00	0,78	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
						<b>Total Santa Cruz</b>	0,66	0,65	0,66	0,65	0,66	0,66	0,66	0,62	0,62	0,61	0,60	0,60
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0,00	0,63	0,63	0,67	0,71	0,71	0,71	0,67	0,56	0,56	0,56	0,56
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos	SETAR	Gas	Entre Ríos	0,00	0,74	0,76	0,98	1,53	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0,00	0,00	0,68	0,77	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
						<b>Total Tarija</b>	0,00	0,65	0,66	0,73	0,87	0,72	0,72	0,69	0,61	0,61	0,61	0,61
						<b>Total Bolivia</b>	0,64	0,67	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67	0,64	0,63	0,63	0,62	0,62

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 35: Emisiones y Factor de Emisión SA Riberalta con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>i,y</sub> =	MWh								3.811	5.716	5.716	5.716	5.716
TDL =	%								11,65%	11,65%	11,65%	11,65%	11,65%
E <sub>BL,y</sub> =	MWh								4.313	6.470	6.470	6.470	6.470
EF <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh								0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
BE <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /año								2.855	4.283	4.283	4.283	4.283
Sin Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	31.602	34.977	38.045	39.192	40.550	43.121	45.856	48.763	51.855	55.144	58.640	62.359
Con Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	31.602	34.977	38.045	39.192	40.550	43.121	45.856	45.908	47.573	50.861	54.358	58.076
Factor Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /año	0,79	0,79	0,79	0,79	0,75	0,75	0,75	0,71	0,69	0,69	0,69	0,70

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 36: Emisiones y Factor de Emisión SA Guayaramerin con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>i,y</sub> =	MWh								1.905	2.858	2.858	2.858	2.858
TDL =	%								17,54%	17,54%	17,54%	17,54%	17,54%
E <sub>BL,y</sub> =	MWh								2.311	3.466	3.466	3.466	3.466
EF <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh								0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
BE <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /año								1.355	2.032	2.032	2.032	2.032
Sin Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	15.538	17.848	17.588	19.009	19.274	20.334	21.452	22.632	23.877	25.190	26.575	28.037
Con Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	15.538	17.848	17.588	19.009	19.274	20.334	21.452	21.277	21.845	23.158	24.543	26.005
Factor Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /año	0,74	0,74	0,74	0,73	0,71	0,71	0,71	0,67	0,65	0,65	0,66	0,66

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 37: Emisiones y Factor de Emisión SA Bella Vista con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>i,y</sub> =	MWh								274	412	412	412	412
TDL =	%								18,62%	18,62%	18,62%	18,62%	18,62%
E <sub>BL,y</sub> =	MWh								223	335	335	335	335
EF <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh								0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
BE <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /año								169	253	253	253	253
Sin Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	871	681	737	796	861	931	1.007	1.089	1.177
Con Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	871	681	737	796	692	678	754	836	924
Factor Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /MWh				1,04	0,76	0,76	0,76	0,61	0,55	0,57	0,58	0,59

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 38: Emisiones y Factor de Emisión SA Huacaraje con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>i,y</sub> =	MWh								191	286	286	286	286
TDL =	%								13,82%	13,82%	13,82%	13,82%	13,82%
E <sub>BL,y</sub> =	MWh								164	246	246	246	246
EF <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh								0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
BE <sub>CO<sub>2</sub>,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /año								133	199	199	199	199
Sin Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	735	549	550	551	552	552	553	554	555
Con Proyecto													
Emisiones de CO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	735	549	550	551	419	354	354	355	356
Factor Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /MWh				1,08	0,81	0,81	0,81	0,61	0,52	0,52	0,52	0,52

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 39: Emisiones y Factor de Emisión SA El Carmen del Itenez con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG <sub>i,y</sub> =	MWh								133	200	200	200	200
TDL =	%								14,80%	14,80%	14,80%	14,80%	14,80%
E <sub>BL,y</sub> =	MWh								114	170	170	170	170
EF <sub>CO2,y</sub> =	tCO2/MWh								0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
BE <sub>CO2,y</sub> =	tCO2/año								110	166	166	166	166
Sin Proyecto													
Emisiones de CO2e	tCO2/año	-	-	-	211	227	239	252	266	281	296	312	330
Con Proyecto													
Emisiones de CO2e	tCO2/año	-	-	-	211	227	239	252	156	115	130	147	164
Factor Emisiones con Proyecto	tCO2/MWh				1,06	0,97	0,97	0,97	0,57	0,40	0,43	0,46	0,48

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 40: Emisiones y Factor de Emisión SA Camiri con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG y(*) =	MWh								20.411	28.680	30.224	31.852	33.567
TL =	%								2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%
EF CO <sub>2,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh								0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
PE y =	tCO <sub>2</sub> /año								10.060	14.135	14.897	15.699	16.544
(*) Asumimos que un 70% de la demanda de energía vendría de la red (SIN)													
<b><math>ER_y = BE_y - PE_y - L_y</math></b>													
Sin Proyecto													
Emisiones Planta Sistema Aislado	tCO <sub>2</sub> /año	15.844	17.331	17.931	18.108	18.161	19.138	20.169	21.255	22.400	23.606	24.877	26.217
Con Proyecto													
Generación Combustible Fossil	MWh	26.931	29.770	31.023	32.519	33.217	35.006	36.891	18.467	12.291	12.953	13.651	14.386
Combustible Fósil	MPC	294.214	320.544	324.808	317.579	339.259	349.784	368.619	184.523	122.816	129.430	136.399	143.744
Emisiones Planta Interconectada	tCO <sub>2</sub> /año	15.844	17.331	17.931	18.108	18.161	19.138	20.169	10.096	6.720	7.082	7.463	7.865
Emisiones del Proyecto	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	-	-	-	-	10.060	14.135	14.897	15.699	16.544
Total Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /año	15.844	17.331	17.931	18.108	18.161	19.138	20.169	20.156	20.855	21.978	23.162	24.409
Factor Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,59	0,58	0,58	0,56	0,55	0,55	0,55	0,52	0,51	0,51	0,51	0,51
Emisiones Reducidas	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	-	-	-	-	1.099	1.544	1.627	1.715	1.807

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

Tabla 41: Emisiones y Factor de Emisión SA Bermejo con y sin Proyecto

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG y(*) =	MWh								5.782	24.401	25.743	27.159	28.653
TL =	%								2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%
EF <sub>CO2,y</sub> =	tCO2/MWh								0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
PE y =	tCO2/año								2.850	12.027	12.688	13.386	14.122
(*) Asumimos que un 70% de la demanda de energía vendría de la red (SIN)													
<b><math>ER_y = BE_y - PE_y - L_y</math></b>													
Sin Proyecto													
Emisiones Planta Sistema Aislado	tCO2/año	-	15.238	15.726	17.981	20.078	21.183	22.348	22.301	19.489	20.561	21.692	22.885
Factor Emisiones sin Proyecto	tCO2/MWh	-	0,63	0,63	0,67	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Con Proyecto													
Emisiones Planta Interconectada	tCO2/año	-	15.238	15.726	17.981	20.078	21.183	22.348	19.451	7.462	7.873	8.306	8.762
Emisiones del Proyecto	tCO2/año	-	-	-	-	-	-	-	2.850	12.027	12.688	13.386	14.122
Total Emisiones con Proyecto	tCO2/año	-	15.238	15.726	17.981	20.078	21.183	22.348	22.301	19.489	20.561	21.692	22.885
Factor Emisiones con Proyecto	tCO2/MWh	-	0,63	0,63	0,67	0,71	0,71	0,71	0,67	0,56	0,56	0,56	0,56
Emisiones Reducidas	tCO2/año	-	-	-	-	-	-	-	1.276	5.385	5.681	8.994	6.323

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 42: Emisiones y Factor de Emisión SA Las Misiones con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG y(*) =	MWh							3.848	49.062	52.131	55.392	58.857	62.539
TL =	%							2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%
EF <sub>CO2,y</sub> =	tCO2/MWh							0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
PE y =	tCO2/año							1.896	24.181	25.694	27.301	29.009	30.824
(*) Asumimos que un 70% de la demanda de energía vendría de la red (SIN)													
Sin Proyecto													
Emisiones Planta Sistema Aislado	tCO2/año	31.102	34.072	37.209	42.449	43.814	44.266	47.035	49.977	53.103	56.425	59.954	63.705
Con Proyecto													
Generación Combustible Fossil Gas	MWh	45.415	49.662	53.151	46.841	45.374	52.115	52.145	17.652	18.756	19.929	21.176	22.500
Combustible Fósil Gas	MPC	571.963	612.921	663.158	620.082	640.148	689.550	689.944	233.555	248.164	263.688	280.183	297.709
Generación Combustible Fossil Diesel	MWh	420	1.488	2.090	12.653	13.051	9.965	9.970	3.375	3.586	3.810	4.049	4.302
Combustible Fósil Diesel	Miles de Litros	116	413	579	3.507	3.617	2.762	2.764	935	994	1.056	1.122	1.192
Emisiones Planta Interconectada	tCO2/año	31.102	34.072	37.209	42.449	43.814	44.266	44.291	14.993	15.931	16.927	17.986	19.111
Emisiones del Proyecto	tCO2/año	-	-	-	-	-	-	1.896	24.181	25.694	27.301	29.009	30.824
Total Emisiones con Proyecto	tCO2/año	31.102	34.072	37.209	42.449	43.814	44.266	46.187	39.174	41.625	44.229	46.995	49.935
Factor Emisiones con Proyecto	tCO2/MWh	0,68	0,67	0,67	0,71	0,75	0,71	0,70	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Emisiones Reducidas													
	tCO2/año	-	-	-	-	-	-	847	10.802	11.478	12.196	12.959	13.770

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz



**Tabla 43: Emisiones y Factor de Emisión SA San Ignacio de Velasco con y sin Proyecto**

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EG y(*) =	MWh										4.146	26.497	28.226
TL =	%										2,68%	2,68%	2,68%
EF CO <sub>2,y</sub> =	tCO <sub>2</sub> /MWh										0,48	0,48	0,48
PE y =	tCO <sub>2</sub> /año										2.043	13.060	13.912
(*) Asumimos que un 70% de la demanda de energía vendría de la red (SIN)													
<b><math>ER_y = BE_y - PE_y - L_y</math></b>													
Sin Proyecto													
Emisiones Planta Sistema Aislado	tCO <sub>2</sub> /año	14.381	15.770	16.666	17.439	18.541	19.751	21.040	22.412	23.875	25.433	27.092	28.860
Con Proyecto													
Generación Combustible Fósil	MWh	20.119	22.010	23.363	24.447	25.906	27.596	29.397	31.315	33.358	31.389	11.356	12.097
Combustible Fósil	Miles de Litros	5.570	6.108	6.428	6.754	7.251	7.649	8.148	8.680	9.246	8.700	3.148	3.353
Emisiones Planta Interconectada	tCO <sub>2</sub> /año	14.381	15.770	16.666	17.439	18.541	19.751	21.040	22.412	23.875	22.465	8.128	8.658
Emisiones del Proyecto	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.043	13.060	13.912
Total Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /año	14.381	15.770	16.666	17.439	18.541	19.751	21.040	22.412	23.875	24.509	21.187	22.570
Factor Emisiones con Proyecto	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,71	0,72	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,69	0,56	0,56
Emisiones Reducidas	tCO <sub>2</sub> /año	-	-	-	-	-	-	-	-	-	924	5.905	6.290

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 44: Generación de Fuente Renovable (Solar) e Interconexiones**

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Generacion Historica (MWh)					Generacion Proyectada (MWh)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija												
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena												
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel													
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel													
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija	0	4.794	5.628	5.776	5.320	5.575	5.557	5.484	5.538	5.526	5.516	5.527
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena	0	0	0	0	96	203	203	203	203	203	203	203
						<b>Total Pando</b>	0	4.794	5.628	5.776	5.416	5.778	5.760	5.687	5.742	5.730	5.719	5.730
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	0	0	0	0	0	0	0	3.811	5.716	5.716	5.716	5.716
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	0	0	0	0	0	0	0	1.905	2.858	2.858	2.858	2.858
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza												
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata												
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez												
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0	0	0	0	190	190	190	190	190	190	190	190
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0	0	0	0	0	0	0	274	412	412	412	412
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0	0	0	0	0	0	0	191	286	286	286	286
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0	0	0	0	0	0	0	133	200	200	200	200
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación												
						<b>Total Beni</b>	0	0	0	0	0	190	190	6.505	9.662	9.662	9.662	9.662
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías												
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	0	0	0	0	0	0	0	20.411	28.680	30.224	31.852	33.567
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	0	0	0	0	0	0	3.848	49.062	52.131	55.392	58.857	62.539
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos												
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	0	0	0	0	0	0	0	0	4.146	26.497	28.226	28.226
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles												
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua												
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch												
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0	0	38	48	49	49	49	49	49	49	49	49
						<b>Total Santa Cruz</b>	0	0	38	48	49	49	3.897	69.522	80.860	89.811	117.255	124.381
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0	0	0	0	0	0	0	5.782	24.401	25.743	27.159	28.653
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Rios	SETAR	Gas	Entre Ríos												
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente												
						<b>Total Tarija</b>	0	0	0	0	0	0	0	5.782	24.401	25.743	27.159	28.653
						<b>Total Bolivia</b>	0	4.794	5.666	5.825	5.465	6.017	9.847	87.496	120.665	130.946	159.796	168.426

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 45: Consumo de diésel con actividades de proyectos**

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Consumo de Diésel Histórico (Miles de Litros)					Consumo de Diésel Proyectado con ejecución de proyectos (Miles de Litros)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	13.406	14.382	14.612	14.854	15.909	16.155	17.037	17.978	18.931	19.949	21.017	22.133
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	207	380	519	585	698	697	739	783	829	878	930	985
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	52	55	58	61	65	68	72
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	60	29	30	32	34	36	38
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El Sena												
						<b>Total Pando</b>	13.613	14.762	15.130	15.438	16.606	16.965	17.860	18.849	19.853	20.926	22.051	23.227
5	Beni	Vaca Díez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	11.267	15.214	14.038	14.174	15.702	16.700	17.759	17.779	18.424	19.698	21.052	22.492
6	Beni	Vaca Díez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	6.069	7.018	6.654	7.188	7.290	7.875	8.308	8.240	8.460	8.969	9.505	10.071
7	Beni	Vaca Díez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0	0	0	19	72	85	89	94	99	105	111	117
8	Beni	Vaca Díez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0	0	0	25	79	82	86	91	96	101	107	113
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez	0	0	0	0	27	45	47	50	53	56	59	62
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0	0	0	432	321	294	312	332	353	375	398	422
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0	0	0	337	264	285	308	253	240	269	301	335
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0	0	0	285	213	213	213	154	125	125	125	126
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0	0	0	82	88	93	98	53	33	39	46	52
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0	0	0	82	88	93	98	103	109	115	121	128
						<b>Total Beni</b>	17.336	22.232	20.692	22.624	24.143	25.764	27.320	27.150	27.992	29.852	31.825	33.918
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	0	356	491	52	120	87	91	96	101	107	112	118
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	0	27	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	116	413	579	3.507	3.617	2.762	2.764	935	994	1.056	1.122	1.192
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos												
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	5.570	6.108	6.428	6.754	7.251	7.649	8.148	8.680	9.246	8.700	3.148	3.353
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	0	0	30	1	5	4	4	4	5	5	5	6
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	0	0	9	0	9	7	8	8	9	9	10	10
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch												
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0	0	0	14	20	22	24	26	28	31	33	36
						<b>Total Santa Cruz</b>	5.686	6.903	7.552	10.328	11.023	10.531	11.039	9.750	10.383	9.908	4.430	4.715
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo												
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos	SETAR	Gas	Entre Ríos												
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente												
						<b>Total Tarija</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
						<b>Total Bolivia</b>	36.635	43.898	43.374	48.391	51.772	53.259	56.218	55.750	58.229	60.685	58.306	61.861

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 46: Consumo de gas natural con actividades de proyectos**

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Consumo de Gas Natural Historico (MPC/año)					Consumo de Gas Natural Proyectado con ejecucion de proyectos (MPC/año)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija												
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena												
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel													
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel													
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena												
						<b>Total Pando</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar												
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín												
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza												
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata												
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez												
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures												
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista												
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje												
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez												
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación												
						<b>Total Beni</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	75.907	70.239	64.463	83.111	82.083	87.571	92.248	97.175	102.365	107.833	113.592	119.659
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	294.214	320.544	324.808	317.579	339.259	349.784	368.619	184.523	122.816	129.430	136.399	143.744
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	571.963	612.921	663.158	620.082	640.148	689.550	689.944	233.555	248.164	263.688	280.183	297.709
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	178.081	202.608	217.565	229.197	238.334	255.907	271.520	288.086	305.662	324.311	344.098	365.091
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco												
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	284.155	313.266	353.773	355.513	360.016	404.542	437.810	473.814	512.779	554.948	600.585	649.975
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	40.679	41.150	45.066	52.445	57.596	61.474	64.855	68.422	72.186	76.156	80.344	84.763
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	744.219	784.929	795.439	748.755	787.872	816.178	861.068	908.426	958.390	1.011.101	1.066.712	1.125.381
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino												
						<b>Total Santa Cruz</b>	2.189.218	2.345.656	2.464.274	2.406.682	2.505.308	2.665.006	2.786.065	2.254.001	2.322.363	2.467.467	2.621.913	2.786.323
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0	282.967	292.904	368.663	401.645	393.349	414.983	361.191	138.566	146.187	154.227	162.710
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Rios	SETAR	Gas	Entre Ríos	0	81.558	95.885	130.892	212.659	109.877	115.920	122.295	129.022	136.118	143.604	151.503
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0	0	127.648	43.037	46.599	49.162	51.866	54.718	57.728	60.903	64.252	67.786
						<b>Total Tarija</b>	0	364.526	516.437	542.591	660.903	552.387	582.769	538.205	325.315	343.208	362.084	381.999
						<b>Total Bolivia</b>	2.189.218	2.710.182	2.980.711	2.949.274	3.166.211	3.217.393	3.368.833	2.792.206	2.647.678	2.810.674	2.983.997	3.168.322

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 47: Emisiones de Gases Efecto Invernadero con actividades de proyectos**

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Emisiones de GEI Historico (tCO2e/año)					Emisiones de GEI con ejecucion de proyectos (tCO2e/año)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	34.760	37.467	37.253	38.220	39.731	41.714	43.992	46.421	48.880	51.510	54.268	57.149
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	535	982	1.339	1.510	1.802	1.799	1.907	2.021	2.141	2.268	2.402	2.543
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	135	142	150	158	167	176	186
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0	0	0	0	0	156	75	79	83	88	92	97
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El Sena												
						<b>Total Pando</b>	35.295	38.449	38.592	39.730	41.533	43.804	46.116	48.671	51.263	54.032	56.938	59.975
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	31.602	34.977	38.045	39.192	40.550	43.121	45.856	45.908	47.573	50.861	54.358	58.076
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	15.538	17.848	17.588	19.009	19.274	20.334	21.452	21.277	21.845	23.158	24.543	26.005
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0	0	0	50	187	219	231	243	257	271	286	302
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0	0	0	65	204	212	223	235	248	262	276	292
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez	0	0	0	0	69	116	123	129	136	144	152	160
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0	0	0	1.116	830	758	806	857	911	967	1.027	1.090
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0	0	0	871	681	737	796	692	678	754	836	924
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0	0	0	735	549	550	551	419	354	354	355	356
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0	0	0	211	227	239	252	156	115	130	147	164
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0	0	0	211	227	239	252	266	281	296	312	330
						<b>Total Beni</b>	47.139	52.825	55.633	61.460	62.797	66.524	70.542	70.184	72.397	77.198	82.293	87.699
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	4.088	4.702	4.740	4.609	4.729	4.939	5.203	5.481	5.774	6.082	6.407	6.749
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	15.844	17.331	17.931	18.108	18.161	19.138	20.169	20.156	20.855	21.978	23.162	24.409
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	31.102	34.072	37.209	42.449	43.814	44.266	46.187	39.174	41.625	44.229	46.995	49.935
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	9.590	10.911	11.716	12.343	12.835	13.781	14.622	15.514	16.461	17.465	18.530	19.661
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	14.381	15.770	16.666	17.439	18.541	19.751	21.040	22.412	23.875	24.509	21.187	22.570
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	15.302	16.870	19.129	19.149	19.401	21.795	23.587	25.527	27.626	29.898	32.357	35.018
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	2.191	2.216	2.451	2.824	3.126	3.329	3.513	3.706	3.910	4.125	4.351	4.591
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	40.078	42.270	42.278	39.339	41.662	43.953	46.371	48.921	51.612	54.450	57.445	60.604
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0	0	0	36	52	57	62	68	73	79	86	92
						<b>Total Santa Cruz</b>	132.576	144.143	152.121	156.297	162.320	171.010	180.754	180.959	191.810	202.815	210.521	223.630
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0	15.238	15.726	17.981	20.078	21.183	22.348	22.301	19.489	20.561	21.692	22.885
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos	SETAR	Gas	Entre Ríos	0	4.392	5.164	7.049	11.452	5.917	6.243	6.586	6.948	7.330	7.733	8.159
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0	0	6.874	2.318	2.509	2.647	2.793	2.947	3.109	3.280	3.460	3.650
						<b>Total Tarija</b>	0	19.631	27.764	27.348	34.040	29.747	31.383	31.834	29.546	31.171	32.885	34.694
						<b>Total Bolivia</b>	215.011	255.047	274.110	284.834	300.690	311.086	328.795	331.648	345.016	365.216	382.637	405.997

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 48: Factores de Emisiones de GEI con actividades de proyectos**

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Factores de Emisiones Historico (tCO2e/MWh)					Factores de Emisiones Proyectados con ejecucion de proyectos (tCO2e/MWh)						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	0,67	0,62	0,61	0,61	0,63	0,63	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	0,83	0,79	0,80	0,80	0,78	0,74	0,74	0,75	0,75	0,75	0,75	0,76
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,58	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija												
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena												
						<b>Total Pando</b>	0,67	0,62	0,61	0,61	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,65	0,65
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	0,79	0,79	0,79	0,79	0,75	0,75	0,75	0,71	0,69	0,69	0,69	0,70
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	0,74	0,74	0,74	0,73	0,71	0,71	0,71	0,67	0,65	0,65	0,66	0,66
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0,00	0,00	0,00	1,01	0,54	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0,00	0,00	0,00	1,11	1,19	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
9	Beni	Mamore	Puerto Ustáñez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustáñez	0,00	0,00	0,00	0,00	2,47	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0,00	0,00	0,00	1,00	0,62	0,53	0,54	0,54	0,55	0,55	0,55	0,56
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0,00	0,00	0,00	1,04	0,76	0,76	0,76	0,61	0,55	0,57	0,58	0,59
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0,00	0,00	0,00	1,08	0,81	0,81	0,81	0,61	0,52	0,52	0,52	0,52
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0,00	0,00	0,00	1,06	0,97	0,97	0,97	0,57	0,40	0,43	0,46	0,48
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0,00	0,00	0,00	2,92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
						<b>Total Beni</b>	0,78	0,78	0,77	0,78	0,74	0,74	0,74	0,69	0,67	0,68	0,68	0,68
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	0,62	0,63	0,60	0,53	0,59	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	0,59	0,58	0,58	0,56	0,55	0,55	0,55	0,52	0,51	0,51	0,51	0,51
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	0,68	0,67	0,67	0,71	0,75	0,71	0,70	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	0,58	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	0,71	0,72	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,69	0,56	0,56
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	0,61	0,62	0,62	0,60	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	0,75	0,68	0,69	0,64	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	0,70	0,69	0,70	0,71	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0,00	0,00	0,00	0,78	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
						<b>Total Santa Cruz</b>	0,66	0,65	0,66	0,65	0,66	0,66	0,66	0,62	0,62	0,61	0,60	0,60
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0,00	0,63	0,63	0,67	0,71	0,71	0,71	0,67	0,56	0,56	0,56	0,56
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Rios	SETAR	Gas	Entre Ríos	0,00	0,74	0,76	0,98	1,53	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0,00	0,00	0,68	0,77	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
						<b>Total Tarija</b>	0,00	0,65	0,66	0,73	0,87	0,72	0,72	0,69	0,61	0,61	0,61	0,61
						<b>Total Bolivia</b>	0,64	0,67	0,67	0,68	0,69	0,68	0,67	0,64	0,63	0,63	0,62	0,62

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 49: Reducción de los Factores de Emisión de GEI por efecto de las actividades de proyectos**

	Departamento	Provincia	Sistema Electrico	Empresa	Combustible	Central	Factores de Emisiones Historico (tCO2e/MWh)					Factores de Emisiones Proyectados sin ejecucion de proyectos (tCO2e/MWh)							
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						<b>Total Pando</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	0,06	-0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,04	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,04	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
9	Beni	Mamore	Puerto Ustáñez	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustáñez	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Baures	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,15	-0,21	-0,19	-0,18	-0,16	
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,19	-0,29	-0,29	-0,29	-0,29	
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,40	-0,57	-0,54	-0,52	-0,49	
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Exaltación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						<b>Total Beni</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,05	-0,06	-0,06	-0,06	-0,05	
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	
18	Santa Cruz	Chiquitos	Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03	-0,16	-0,16	
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						<b>Total Santa Cruz</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,04	-0,04	-0,04	-0,06	-0,06	
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,04	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Rios	SETAR	Gas	Entre Ríos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
						<b>Total Tarija</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	
						<b>Total Bolivia</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,03	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 50: Necesidad de potencia con y sin el efecto del proyecto**

<b>Potencia Instalada sin Proyectos (MW)</b>															
<b>Central</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>
<b>Sin Proyecto Interconexion</b>															
Cobija	34,15	35,96	37,86	39,85	41,94	44,13	46,44	48,86	51,40	54,06	56,86	59,80	62,88	66,11	69,51
Riberalta	28,12	33,12	33,12	38,12	38,12	43,12	43,12	48,12	48,12	53,12	53,12	58,12	58,12	63,12	63,12
Guayaramerín	17,26	17,26	17,26	19,26	19,26	21,26	21,26	23,26	23,26	26,26	26,26	29,26	29,26	29,26	32,26
<b>Total Norte Amazonico</b>	<b>79,53</b>	<b>86,34</b>	<b>88,23</b>	<b>97,22</b>	<b>99,32</b>	<b>108,51</b>	<b>110,81</b>	<b>120,23</b>	<b>122,77</b>	<b>133,44</b>	<b>136,23</b>	<b>147,17</b>	<b>150,25</b>	<b>158,49</b>	<b>164,89</b>
<b>Potencia Instalada con Proyecto (MW)</b>															
<b>Central</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>
<b>Con Proyecto Interconexion</b>															
Cobija	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15	34,15
Riberalta	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12
Guayaramerín	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26
<b>Total Norte Amazonico</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>	<b>79,53</b>
<b>Potencia Instalada con - sin Proyecto (MW)</b>															
<b>Central</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>
<b>Diferencial (Sin - Con)</b>															
Cobija	0,00	-1,81	-3,70	-5,70	-7,79	-9,98	-12,29	-14,70	-17,24	-19,91	-22,71	-25,64	-28,73	-31,96	-35,36
Riberalta	0,00	-5,00	-5,00	-10,00	-10,00	-15,00	-15,00	-20,00	-20,00	-25,00	-25,00	-30,00	-30,00	-35,00	-35,00
Guayaramerín	0,00	0,00	0,00	-2,00	-2,00	-4,00	-4,00	-6,00	-6,00	-9,00	-9,00	-12,00	-12,00	-12,00	-15,00
<b>Total Norte Amazonico</b>	<b>0,00</b>	<b>-6,81</b>	<b>-8,70</b>	<b>-17,70</b>	<b>-19,79</b>	<b>-28,98</b>	<b>-31,29</b>	<b>-40,70</b>	<b>-43,24</b>	<b>-53,91</b>	<b>-56,71</b>	<b>-67,64</b>	<b>-70,73</b>	<b>-78,96</b>	<b>-85,36</b>

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz



**Tabla 51: Consumo de diésel con y sin el efecto del proyecto**

		Consumo de Combustible fosil Diesel sin la ejecucion del proyecto (Miles de Litros)														
Central		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Sin Proyecto Interconexion</b>																
Cobija		23.294	24.527	25.821	27.179	28.605	30.102	31.674	33.323	35.055	36.872	38.781	40.784	42.886	45.094	47.411
Riberalta		24.023	25.652	27.384	29.225	31.184	33.266	35.481	37.836	40.341	43.004	45.836	48.848	52.050	55.456	59.078
Guayaramerín		10.681	11.312	11.977	12.679	13.420	14.201	15.025	15.895	16.813	17.781	18.802	19.879	21.016	22.215	23.480
<b>Total Norte Amazonico</b>		<b>57.999</b>	<b>61.491</b>	<b>65.182</b>	<b>69.084</b>	<b>73.209</b>	<b>77.570</b>	<b>82.180</b>	<b>87.054</b>	<b>92.208</b>	<b>97.657</b>	<b>103.418</b>	<b>109.510</b>	<b>115.953</b>	<b>122.765</b>	<b>129.969</b>
		<b>Consumo de Combustible fosil Diesel con la ejecucion del proyecto (Miles de Litros)</b>														
Central		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Con Proyecto Interconexion</b>																
Cobija		23.294	7.358	7.746	8.154	8.582	9.031	9.502	9.997	10.516	11.062	11.634	12.235	12.866	13.528	14.223
Riberalta		24.023	6.535	7.054	7.607	8.194	8.819	9.483	10.190	10.941	11.740	12.590	13.493	14.454	15.476	16.562
Guayaramerín		10.681	2.843	3.042	3.253	3.475	3.709	3.957	4.218	4.493	4.783	5.090	5.413	5.754	6.114	6.493
<b>Total Norte Amazonico</b>		<b>57.999</b>	<b>16.735</b>	<b>17.843</b>	<b>19.013</b>	<b>20.251</b>	<b>21.559</b>	<b>22.942</b>	<b>24.404</b>	<b>25.950</b>	<b>27.585</b>	<b>29.314</b>	<b>31.141</b>	<b>33.074</b>	<b>35.118</b>	<b>37.279</b>
		<b>Reduccion del Consumo de Combustible fosil Diesel con - sin la ejecucion de proyectos (Miles de Litros)</b>														
Central		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Diferencial (Sin - Con)</b>																
Cobija		0	-17.169	-18.075	-19.026	-20.024	-21.072	-22.172	-23.326	-24.538	-25.811	-27.146	-28.549	-30.021	-31.566	-33.188
Riberalta		0	-19.117	-20.330	-21.619	-22.990	-24.447	-25.998	-27.646	-29.399	-31.264	-33.246	-35.354	-37.596	-39.980	-42.515
Guayaramerín		0	-8.469	-8.935	-9.426	-9.945	-10.492	-11.069	-11.677	-12.320	-12.997	-13.712	-14.466	-15.262	-16.101	-16.987
<b>Total Norte Amazonico</b>		<b>0</b>	<b>-44.755</b>	<b>-47.339</b>	<b>-50.071</b>	<b>-52.958</b>	<b>-56.011</b>	<b>-59.238</b>	<b>-62.650</b>	<b>-66.257</b>	<b>-70.072</b>	<b>-74.105</b>	<b>-78.369</b>	<b>-82.879</b>	<b>-87.647</b>	<b>-92.690</b>

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 52: Reducción de emisiones de GEI por el efecto del proyecto**

		Emisiones de GEI sin ejecución de proyectos (tCO2e/año)													
Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Sin Proyecto Interconexión</b>															
Cobija	60.148	63.331	66.672	70.180	73.862	77.727	81.784	86.044	90.515	95.208	100.135	105.307	110.737	116.437	122.420
Riberalta	62.031	66.236	70.707	75.463	80.519	85.897	91.615	97.696	104.163	111.040	118.353	126.129	134.399	143.193	152.544
Guayaramerín	27.579	29.208	30.926	32.739	34.651	36.669	38.797	41.043	43.412	45.911	48.548	51.330	54.265	57.361	60.628
<b>Total Norte Amazonico</b>	<b>149.758</b>	<b>158.775</b>	<b>168.306</b>	<b>178.381</b>	<b>189.032</b>	<b>200.292</b>	<b>212.197</b>	<b>224.783</b>	<b>238.090</b>	<b>252.159</b>	<b>267.036</b>	<b>282.767</b>	<b>299.401</b>	<b>316.991</b>	<b>335.592</b>
<b>Emisiones de GEI con ejecución de proyectos (tCO2e/año)</b>															
Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Con Proyecto Interconexión</b>															
Cobija	60.148	50.804	53.484	56.298	59.251	62.352	65.607	69.023	72.610	76.375	80.328	84.477	88.832	93.404	98.204
Rioberalta	62.031	49.346	52.746	56.363	60.208	64.298	68.647	73.271	78.189	83.419	88.980	94.894	101.183	107.871	114.982
Guayaramerín	27.579	22.499	23.848	25.272	26.773	28.358	30.029	31.793	33.653	35.616	37.686	39.871	42.175	44.607	47.172
<b>Total Norte Amazonico</b>	<b>149.758</b>	<b>122.649</b>	<b>130.079</b>	<b>137.932</b>	<b>146.233</b>	<b>155.007</b>	<b>164.282</b>	<b>174.087</b>	<b>184.452</b>	<b>195.409</b>	<b>206.994</b>	<b>219.241</b>	<b>232.190</b>	<b>245.882</b>	<b>260.358</b>
<b>Emisiones de GEI con - sin ejecución de proyectos (tCO2e/año)</b>															
Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Diferencial (Sin - Con)</b>															
Cobija	0	12.527	13.188	13.882	14.611	15.375	16.178	17.020	17.905	18.833	19.808	20.831	21.905	23.032	24.216
Riberalta	0	16.890	17.961	19.100	20.311	21.599	22.969	24.425	25.974	27.621	29.373	31.235	33.216	35.322	37.562
Guayaramerín	0	6.709	7.078	7.467	7.878	8.311	8.768	9.250	9.759	10.296	10.862	11.459	12.090	12.755	13.456
<b>Total Norte Amazonico</b>	<b>0</b>	<b>36.126</b>	<b>38.227</b>	<b>40.449</b>	<b>42.799</b>	<b>45.285</b>	<b>47.914</b>	<b>50.696</b>	<b>53.638</b>	<b>56.750</b>	<b>60.042</b>	<b>63.525</b>	<b>67.210</b>	<b>71.109</b>	<b>75.234</b>

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 53: Reducción de los factores de emisión de GEI por el efecto del proyecto**

		Factores de Emisiones Proyectados sin ejecución de proyectos (tCO2e/MWh)													
Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Sin Proyecto Interconexión</b>															
Cobija	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,67	0,67
Riberalta	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,73	0,73	0,73
Guayaramerín	0,66	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69
<b>Consumo de Combustible fosil Diesel con la ejecución del proyecto (Miles de Litros)</b>															
Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Con Proyecto Interconexión</b>															
Cobija	0,65	0,52	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Riberalta	0,70	0,52	0,53	0,53	0,53	0,53	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,55	0,55	0,55	0,55
Guayaramerín	0,66	0,51	0,51	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,54
<b>Diferencial (Sin - Con)</b>															
Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Cobija	0,00	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13
Riberalta	0,00	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18
Guayaramerín	0,00	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 54: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión, proyecto Norte Amazónico, escenario 1, precio diésel 1.10 Bs/litro con IVA**

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Potencia Instalada (MW) Potencia Instalada sin Proyectos (MW)																
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
<b>Sin Proyecto Interconexion</b>																							
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	34,15	35,96	37,86	39,85	41,94	44,13	46,44	48,86	51,40	54,06	56,86	59,80	62,88	66,11	69,51		
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	28,12	33,12	33,12	38,12	38,12	43,12	43,12	48,12	48,12	53,12	53,12	58,12	58,12	63,12	63,12		
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	17,26	17,26	17,26	19,26	19,26	21,26	21,26	23,26	23,26	26,26	26,26	29,26	29,26	29,26	32,26		
<b>Total Norte Amazónico</b>							79,53	86,34	88,23	97,22	99,32	108,51	110,81	120,23	122,77	133,44	136,23	147,17	150,25	158,49	164,89		
<b>Diesel por consumir</b>																							
	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central Diferencial (Sin - Con)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija		1,81	1,90	1,99	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54	2,67	2,80	2,94	3,08	3,24	3,40		
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar		5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00		
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín		0,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	3,00	0,00	3,00	0,00	0,00	3,00		
<b>Total Norte Amazónico</b>								6,81	1,90	8,99	2,09	9,19	2,30	9,42	2,54	10,67	2,80	10,94	3,08	8,24	6,40		
<b>Inversiones Evitadas (Miles de \$us)</b>								5.446	1.518	7.193	1.673	7.356	1.843	7.535	2.031	8.532	2.238	8.749	2.466	6.589	5.118		
<b>Diesel Evitado (Miles de Litros)</b>								44.755	47.339	50.071	52.958	56.011	59.238	62.650	66.257	70.072	74.105	78.369	82.879	87.647	92.690		
<b>Diesel Evitado (Miles de \$us)</b>								6.154	6.509	6.865	7.282	7.701	8.145	8.614	9.110	9.635	10.189	10.776	11336	12.051	12.745		
<b>Total, Inversiones + Diesel Evitados (Miles de \$us)</b>								11.600	8.027	14.078	8.954	15.057	9.988	16.149	11.141	18.167	12.428	19.525	13.862	18.641	17.863		
<b>Valor presente a tasa 12,67% descuento en Inversiones y Diesel Evitado (Miles de \$us)</b>							82.352																
<b>Inversión en la Línea de Interconexión (Miles de \$us)</b>							203.106																
<b>Beneficio del Proyecto (Miles de \$us)</b>							-120.754																

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

**Tabla 55: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión, proyecto Norte Amazónico, escenario 2, precio diésel 3.72 Bs/litro con IVA**

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Potencia Instalada (MW) Potencia Instalada sin Proyectos (MW)															
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
<b>Sin Proyecto Interconexion</b>																						
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	34,15	35,96	37,86	39,85	41,94	44,13	46,44	48,86	51,40	54,06	56,86	59,80	62,88	66,11	69,51	
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	28,12	33,12	33,12	38,12	38,12	43,12	43,12	48,12	48,12	53,12	53,12	58,12	58,12	63,12	63,12	
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	17,26	17,26	17,26	19,26	19,26	21,26	21,26	23,26	23,26	26,26	26,26	29,26	29,26	29,26	32,26	
<b>Total Norte Amazónico</b>							79,53	86,34	88,23	97,22	99,32	108,51	110,81	120,23	122,77	133,44	136,23	147,17	150,25	158,49	164,89	
<b>Diesel por consumir</b>																						
	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
<b>Diferencial (Sin - Con)</b>																						
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija		1,81	1,90	1,99	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54	2,67	2,80	2,94	3,08	3,24	3,40	
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar		5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín		0,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	3,00	0,00	3,00	0,00	0,00	3,00	
<b>Total Norte Amazónico</b>								6,81	1,90	8,99	2,09	9,19	2,30	9,42	2,54	10,67	2,80	10,94	3,08	8,24	6,40	
<b>Inversiones Evitadas (Miles de \$us)</b>								5.446	1.518	7.193	1.673	7.356	1.843	7.535	2.031	8.532	2.238	8.749	2.466	6.589	5.118	
<b>Diesel Evitado (Miles de Litros)</b>								44.755	47.339	50.071	52.958	56.011	59.238	62.650	66.257	70.072	74.105	78.369	82.879	87.647	92.690	
<b>Diesel Evitado (Miles de \$us)</b>								20.881	22.013	23.283	24.625	26.045	27.546	29.132	30.810	32.583	34.459	36.442	38.539	40.756	43.101	
<b>Total, Inversiones + Diesel Evitados (Miles de \$us)</b>								26.257	23.530	30.476	26.298	33.401	29.389	36.667	32.841	41.115	36.697	45.191	41.005	47.345	48.219	
<b>Valor presente a tasa 12,67% descuento en Inversiones y Diesel Evitado (Miles de \$us)</b>							207.046															
<b>Inversión en la Línea de Interconexión (Miles de \$us)</b>							208.106															
<b>Beneficio del Proyecto (Miles de \$us)</b>							3.940															

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

Tabla 56: Comparación Valor Presente de inversiones en generación y costo diésel versus inversión en la línea de interconexión, proyecto Norte Amazónico, escenario 3, precio diésel 8.88 Bs/litro con IVA

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Potencia Instalada (MW) Potencia Instalada sin Proyectos (MW)															
							2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
<b>Sin Proyecto Interconexión</b>																						
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	34,15	35,96	37,86	39,85	41,94	44,13	46,44	48,86	51,40	54,06	56,86	59,80	62,88	66,11	69,51	
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	28,12	33,12	33,12	38,12	38,12	43,12	43,12	48,12	48,12	53,12	53,12	58,12	58,12	63,12	63,12	
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	17,26	17,26	17,26	19,26	19,26	21,26	21,26	23,26	23,26	26,26	26,26	29,26	29,26	29,26	32,26	
<b>Total Norte Amazónico Diesel por consumir</b>							79,53	86,34	88,23	97,22	99,32	108,51	110,81	120,23	122,77	133,44	136,23	147,17	150,25	158,49	164,89	
	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
<b>Diferencial (Sin - Con)</b>																						
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija		1,81	1,90	1,99	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54	2,67	2,80	2,94	3,08	3,24	3,40	
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar		5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín		0,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	3,00	0,00	3,00	0,00	0,00	3,00	
<b>Total Norte Amazónico</b>								6,81	1,90	8,99	2,09	9,19	2,30	9,42	2,54	10,67	2,80	10,94	3,08	8,24	6,40	
<b>Inversiones Evitadas (Miles de \$us)</b>								5.446	1.518	7.193	1.673	7.356	1.843	7.535	2.031	8.532	2.238	8.749	2.466	6.589	5.118	
<b>Diesel Evitado (Miles de Litros)</b>								44.755	47.339	50.071	52.958	56.011	59.238	62.650	66.257	70.072	74.105	78.369	82.879	87.647	92.690	
<b>Diesel Evitado (Miles de \$us)</b>								49.678	52.546	55.578	58.783	62.172	65.754	69.541	73.546	77.779	82.256	86.990	91.995	97.288	102.886	
<b>Total, Inversiones + Diesel Evitados (Miles de \$us)</b>								55.124	54.064	62.772	60.456	69.528	67.597	77.076	75.577	86.312	84.494	95.739	94.462	103.877	108.004	
<b>Valor presente a tasa 12,67% descuento en Inversiones y Diesel Evitado (Miles de \$us)</b>							452.627															
<b>Inversión en la Línea de Interconexión (Miles de \$us)</b>							203.106															
<b>Beneficio del Proyecto (Miles de \$us)</b>							249.521															

Fuente: Elaborado por el Ing. Eduardo Paz

Título: Estudio de emisiones de gases efecto invernadero  
Sistemas aislados: Situación actual y proyectada en  
Bolivia - periodo 2019 – 2025

Desarrollado por: Eduardo Paz Castro

Ejecutado por: Eduardo Paz Castro

Programa: Programa de Energías Renovables (PEERR)

Programa No: 18.2024.0-001.00

Gestión: 2020

## Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central  
Teléfono: 2188800  
[www.minenergias.gob.bo](http://www.minenergias.gob.bo)

## Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza  
Teléfono: 2188800

## Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo  
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto  
Casilla 11400  
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)  
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto  
La Paz, Bolivia  
T +591 (2) 2119499  
F +591 (2) 2119499, int. 110  
E [johannes.kissel@giz.de](mailto:johannes.kissel@giz.de)  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

## Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn  
Dahlmannstraße 4  
53113 Bonn, Germany  
T +49 (0) 228 99 535 -0  
F +49 (0) 228 99 535-3500  
[poststella@bmz.bund.de](mailto:poststella@bmz.bund.de)  
[www.bmz.de](http://www.bmz.de)

BMZ Berlín  
Stresemannstraße 94  
10963 Berlin, Germany  
T +49 (0) 30 18 535 -0  
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

