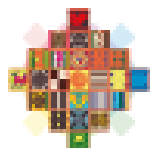


# Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia 2035

Viceministerio de Electricidad  
y Energías Renovables



ESTADO PLURINACIONAL DE  
**BOLIVIA**

MINISTERIO DE  
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS



**Luis Arce Catacora, PRESIDENTE DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA  
y Alejandro Gallardo Baldiviezo, MINISTRO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS.**

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 171-2025**

La Paz, 17 OCT 2025

**VISTOS Y CONSIDERANDO:**

Que el Parágrafo II del Artículo 20 de la Constitución Política del Estado señala: *"Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social"*.

Que el numeral 22 del Parágrafo I del Artículo 298 del Texto Constitucional señala que es competencia privativa del nivel central del Estado la Política económica y planificación nacional. Asimismo, el Numeral 8 del Parágrafo II del mismo Artículo señala que es competencia exclusiva del nivel central del Estado la Política de generación, producción, control, transmisión y distribución de energía en el sistema interconectado.

Que el Artículo 378 de la Norma Constitucional dispone: *"I. Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente. II. Es facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transporte y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social. La cadena productiva energética no podrá estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni podrá concesionarse. La participación privada será regulada por la ley"*.

Que el Artículo 379 de la Norma Constitucional determina que el Estado desarrollará y promoverá la garantizará la generación de energía para el consumo interno; la exportación de los excedentes de energía debe prever las reservas necesarias para el país.

Que el Artículo 2 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, define al Plan Referencial como el programa de costo mínimo de obras y proyectos de Generación y Transmisión, necesario para cubrir el crecimiento decenal de la demanda de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, que incluye los proyectos disponibles, independientemente de quien los hubiese propuesto.

Que el Artículo 11 de la ley referida dispone: *"(...) el Ministerio y la Secretaría ejercerán las funciones establecidas en la Ley. La Secretaría, a través del Ministerio, propondrá normas reglamentarias de carácter general, para su aprobación por el Poder Ejecutivo, y que serán aplicadas por la Superintendencia de Electricidad. La Secretaría elaborará el Plan Referencial para el Sistema interconectado Nacional y los Planes indicativo para los Sistemas Aislados"*.

Que la Ley N° 777, de 21 de enero de 2016, del Sistema de Planificación Integral del Estado, tiene por objeto establecer el Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE), que conducirá el proceso de planificación del desarrollo integral del Estado Plurinacional de Bolivia, en el marco del Vivir Bien.

Que el Numeral 2 del Artículo 12 de la Ley N° 777 (Sistema de Planificación Integral del Estado – SPIE), establece: *"Planificación Sectorial y Transversal. Los Ministerios que asumen la representación de uno o más sectores, en el marco de sus atribuciones, integrarán la planificación de su sector en el mediano y corto plazo, articulando a las entidades e instituciones públicas y empresas públicas bajo su dependencia, tuición o sujeción, según corresponda, a las características del sector. Los Ministerios con gestión transversal realizarán la planificación de mediano plazo en las temáticas y aspectos transversales de la gestión pública, de acuerdo a sus atribuciones"*.

**"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"**

Que los Parágrafos VI y VIII del Artículo 13 de la citada Ley dispone: "VI. El PGDES y el PDES son de cumplimiento obligatorio para las entidades públicas establecidas en el Artículo 4 de la presente Ley. (...) VIII. El PGDES se constituye en el Plan de mayor jerarquía de planificación del Estado, que se implementa a través del PDES, del cual se desprenden todos los planes de mediano plazo del Sistema de Planificación Integral del Estado. Los PTDI y PGTC tienen similar jerarquía y se articulan con los, PSDI, PEM y PMDI obliga a que los instrumentos sectoriales se enmarquen en el PGDES y PDES".

Que el Artículo 1 de la Ley N° 650, de 19 de enero de 2015, eleva a rango de Ley la Agenda Patriótica 2025, que contiene los 13 pilares de la Bolivia Digna y Soberana.

Que el Pilar 7 de la Agenda Patriótica 2025 señala: "Soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización, industrialización y comercialización en armonía y equilibrio con la Madre Tierra".

Que la Ley N° 1407 de 9 de noviembre de 2021, tiene por objeto aprobar el Plan de Desarrollo Económico y Social 2021-2025 "Reconstruyendo la Economía para Vivir Bien, hacia la Industrialización con Sustitución de Importaciones". El Eje 4 refiere: "Profundización del Proceso de Industrialización de los Recursos Naturales", su meta señala: "4.1. Impulsar la prospección, exploración y explotación sustentable de los recursos naturales con cuidado del medio ambiente en armonía con la madre tierra".

Que el Artículo 6 del Reglamento de Precios y Tarifas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, señala: "(Plan referencial) Es el programa de obras de generación y transmisión de mínimo valor actualizado de los costos de inversión, operación y racionamiento, que permite satisfacer los requerimientos de la demanda de los próximos diez años, en el Sistema Interconectado Nacional. El Viceministerio elaborará el Plan Referencial en base a proyectos de generación y transmisión factibles de realizar tanto técnica como económicamente, seleccionados de todos los proyectos disponibles los que podrán ser propios del Viceministerio, encargados por el Viceministerio a empresas consultoras y de terceros con independencia de quien los hubiese presentado. Los proyectos a considerar, deberán contar con un estudio que describirá y definirá su tamaño, localización, programa de ejecución, fecha de puesta en servicio, costos de inversión y operación y, en el caso de proyectos de generación, las características de su producción. El Viceministerio actualizará anualmente el Plan Referencial".

Que el Inciso h) del Artículo 38 del Decreto Supremo N° 4857 de 06 de enero de 2023, de Organización del Órgano Ejecutivo, establece como una de las atribuciones del Ministerio de Planificación del Desarrollo: "Proponer las políticas y estrategias de inversión y financiamiento para el desarrollo del país".

Que los incisos a), d), k), l), o), s), t) y bb) del Artículo 50 del Decreto Supremo N° 4857, establece entre las atribuciones del Ministro de Hidrocarburos y Energías: "a) Proponer y dirigir la Política Energética del país, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizar su soberanía; d) Planificar el desarrollo integral del sector energético y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la política energética del país, en coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo; k) Establecer políticas y estrategias, que garanticen el abastecimiento de hidrocarburos y energía para el consumo interno; l) Proponer proyectos de expansión del sector energético a través del aprovechamiento de los recursos naturales renovables y no renovables, respetando el medio ambiente; o) Proponer estrategias de desarrollo e integración energética regional y del país; s) Elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo a los servicios de electricidad; t) Diseñar, implementar y supervisar la política de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en atención a la soberanía e independencia energética; bb) Proponer planes, programas y proyectos para la cadena de recursos del sector energético..".

Que el Informe ENDE-IT-UPES-9/1-25 de 05 de septiembre de 2025, emitido por el Departamento de Planificación y Desarrollo de Proyectos de ENDE Corporación, concluye: "Durante la última década, el desarrollo de la infraestructura del sector eléctrico boliviano

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

estuvo basado en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 que considera la incorporación de proyectos renovables eólicos y solares, no obstante, el crecimiento de la demanda eléctrica nacional, nuevas metas de generación renovable, respaldan la necesidad de contar con un nuevo instrumento de planificación que contenga lineamientos actualizados para el desarrollo de la infraestructura del sector en el mediano y largo plazo para el desarrollo la planificación de la matriz energética. En el contexto planteado, y en el marco del artículo 12, numeral 2 del Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE), los lineamientos establecidos en el PDES 2025 (entre tanto no se emita una norma actualizada), los PSDI's y la ley de electricidad 1604 en sus artículos 2 y 11, es necesario dar continuidad a la planificación estratégica del sector eléctrico en sus componentes de Generación y Transmisión a través del instrumento denominado "Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia 2035" garantizando de esta manera el mandato constitucional del acceso universal al servicio de energía eléctrica para todos los bolivianos. Desde el punto de vista técnico, el Plan Referencial es un instrumento importante para la planificación estratégica del sector eléctrico boliviano, permite respaldar desde las gestiones de financiamiento, los estudios de diseño técnico de pre inversión y la inversión misma tanto en generación como en transmisión".

Que el Informe Legal ENDE-IL-DJUR-9/5-25 de 05 de septiembre de 2025, emitido por el Departamento Jurídico de ENDE Corporación, concluye: "Desde el punto de vista legal, habiendo analizado la normativa legal vigente se concluye que el Plan Referencial Eléctrico constituye un instrumento esencial de planificación estratégica para el sector eléctrico boliviano, respaldado por la Constitución Política del Estado y la Ley de Electricidad N.º 1604, que lo reconoce como requisito para orientar el desarrollo de la generación y transmisión eléctrica. La formulación y aprobación del Plan Referencial Eléctrico deben enmarcarse en el Sistema de Planificación Integral del Estado, donde el PGDES como plan de mayor jerarquía, se implementa a través del PDES, del cual derivan todos los planes sectoriales. En consecuencia, la planificación del sector eléctrico no es independiente en sus objetivos estratégicos, sino que debe articularse y alinearse con la visión y lineamientos nacionales, garantizando coherencia y unidad en la acción del Estado. Bajo este marco normativo, no existe impedimento legal para la aprobación del Plan Referencial Eléctrico".

Que el Informe CNDC GP-UAL N° 17/2025 de 10 de septiembre de 2025, emitido por la Asesora legal y el Gerente de Planificación del SIN del CNDC, concluye y recomienda: "En virtud del análisis técnico y jurídico desarrollado, se concluye que el Plan Referencial constituye un instrumento estratégico y operativo, cuya aprobación es competencia y responsabilidad del Ministerio de Hidrocarburos y Energías y del VMEEER, en el marco de la Ley N°1604 y su normativa conexas. El Plan Referencial garantiza la expansión ordenada y sostenible del sistema eléctrico para los siguientes 10 años, incorporando progresivamente fuentes de generación renovable, optimizando el uso de los recursos energéticos disponibles, reduciendo la dependencia del gas natural y contribuyendo al cumplimiento de compromisos ambientales del Estado Plurinacional de Bolivia. Su aprobación resulta imprescindible para garantizar la seguridad y continuidad de suministro eléctrico, la eficiencia de las inversiones en infraestructura y la coherencia en la planificación del sector eléctrico(...)".

Que el Informe MHE-VMEEER-DGER-INF/2025-0230 de 18 de septiembre de 2025, emitido por la Dirección General de Electricidad dependiente del Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables, concluye lo siguiente: "(...) El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 y el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025 culminan su vigencia este año. La ausencia de un nuevo plan generaría un vacío de planificación que pondría en riesgo la seguridad energética, la continuidad de proyectos en ejecución y la orientación estratégica de nuevas inversiones, comprometiendo la confiabilidad del sistema eléctrico nacional. A diferencia del PDES, de carácter político-estratégico, el Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia - 2035 es un instrumento técnico especializado que permite proyectar la demanda, definir proyectos de generación y transmisión, y garantizar su ejecución bajo criterios de eficiencia, sostenibilidad y seguridad. Por tanto, no duplica ni contradice los instrumentos de planificación integral del Estado, sino que los complementa y materializa en el sector eléctrico. El crecimiento de la demanda y la proyección de la misma, impulsada por nuevas industrias estratégicas (litio, siderurgia del Mutún, complejos mineros, entre otros), hace imprescindible la incorporación de proyectos de generación y transmisión

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

que pueden garantizarse a través del Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia - 2035. El Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia 2035 pretende cambiar la matriz energética de generación del sector eléctrico mediante la incorporación de proyectos a partir de fuentes renovables como (eólica, solar fotovoltaica, hidroeléctrica y geotérmica), proyectando una red robusta y confiable para un adecuado funcionamiento del SIN, incorporando refuerzos de transmisión entre áreas y al interior de las mismas, disminuyendo la generación a partir de combustibles fósiles y reduciendo del consumo de gas natural y gas oil en el parque termoeléctrico. La existencia de un Plan aprobado brinda el sustento técnico y jurídico indispensable para que entidades como ENDE Corporación, sus filiales y otros agentes del mercado eléctrico mayorista puedan gestionar financiamiento nacional e internacional para los proyectos de generación y transmisión. El Plan Referencial del sector eléctrico se encuentra plenamente respaldado por la Ley N° 1604 de Electricidad y sus reglamentos, que establecen de manera expresa la responsabilidad del Ministerio de Hidrocarburos y Energías y del Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables en su elaboración, aprobación y aplicación. La falta de aprobación del Plan afectaría directamente a la programación de mediano plazo, la evaluación oportuna de proyectos de transmisión y la definición de inversiones estratégicas, generando retrasos en la expansión del sistema y limitando la eficiencia en el uso de recursos energéticos”.

Que el Informe MHE-VMPDE-DGPEG-UPEE-INF/2025-0058 de 17 de septiembre de 2025, emitido por el Viceministerio de Planificación y Desarrollo Energético, concluye: “El Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), justifica la necesidad de realizar las gestiones para la aprobación mediante Resolución Ministerial del “Plan Eléctrico Referencial” del Estado Plurinacional de Bolivia - 2035. Considerando que, a la fecha, se encuentra vigente el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional - 2025, corresponde señalar que el nuevo Plan Referencial 2035 reemplazará dicho documento, estableciendo las bases para la incorporación de proyectos de generación y transmisión. La Constitución Política del Estado, la Ley de Electricidad (N° 1604) y el Decreto Supremo N° 4857 establecen competencias para la elaboración, actualización y aprobación del Plan Eléctrico Referencial 2035 por la autoridad sectorial competente”.

Que el Informe Jurídico MHE-DGAJ-UGJ-INF/2025-0403 de 14 de octubre de 2025, emitido por la Dirección General de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, concluye: “Por lo precedentemente expuesto, los instrumentos normativos analizados, y con base a los Informes ENDE-IT-UPES-9/1-25 de 05 de septiembre de 2025 y ENDE-IL-DJUR-9/5-25 de 05 de septiembre de 2025 emitidos por ENDE Corporación; Informe CNDC GP-UAL N° 17/2025 de 10 de septiembre de 2025 elaborado por el Comité Nacional de Despacho de Carga; Informe Técnico MHE-VMEER-DGER-INF/2025-0230 de 18 de septiembre de 2025, emitido por el Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables e Informe MHE-VMPDE-DGPEG-UPEE-INF/2025-0059 de 23 de septiembre de 2025 del Viceministerio de Planificación y Desarrollo Energético, se concluye que la aprobación del Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia – 2035 se encuentra plenamente respaldada por la normativa vigente (Constitución Política del Estado, Leyes N° 1604, 777, 650 y 1407, y Decretos Supremos N° 26094 y 4857) y por convencionalidad al principio de progresividad reconocida por la Corte Interamericana de Derechos Humanos, su formulación y aprobación asegura la coherencia sectorial, la continuidad de la planificación, la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico, la eficiencia de las inversiones y el acceso universal a la energía eléctrica, en cumplimiento de los lineamientos estratégicos y técnicos del Estado”.

#### POR TANTO:

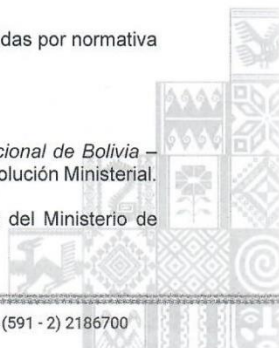
El Ministro de Hidrocarburos y Energías, en uso de las atribuciones conferidas por normativa vigente.

#### RESUELVE:

**ARTÍCULO 1.-** Aprobar el “Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia – 2035”, que en Anexo forma parte integrante e indivisible de la presente Resolución Ministerial.

**ARTÍCULO 2.-** El Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ministerio de

“2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA”





Hidrocarburos y Energías, queda encargado de la publicación de la presente Resolución Ministerial, en la página web del Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

**ARTÍCULO 3.-** La Dirección General de Asuntos Jurídicos queda encargada de la notificación con la presente Resolución Ministerial.

**ARTÍCULO 4.-** Se derogan y abrogan todas las disposiciones contrarias a la presente Resolución Ministerial

Regístrese, comuníquese y archívese.



  
Alejandro C. Morales  
MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS  
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



  
Jesús Heruán Márquez Narváez  
MINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS  
RENOVABLES INTERINO  
MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS



# **Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia 2035**

**LA PAZ - BOLIVIA 2025**



© Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables

La Paz

Septiembre 2025

**“Estamos convencidos de que la electrificación es sinónimo de progreso y de desarrollo, contar con este servicio de manera permanente en los hogares cambia la vida de las familias”**

**Luis Alberto Arce Catacora**



**Luis Alberto Arce Catacora**  
PRESIDENTE DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

# ÍNDICE

<b>PRESENTACIÓN .....</b>	<b>12</b>
1. INTRODUCCIÓN .....	14
2. ANTECEDENTES .....	16
3. ENERGÍA COMO PILAR DE LA SOBERANÍA Y EL MODELO ECONÓMICO PRODUCTIVO .....	21
4. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO .....	23
4.1. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	23
4.2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CATEGORÍA DE CONSUMO .....	23
4.3. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SIN .....	25
4.4. OFERTA DE GENERACIÓN .....	27
4.5. OFERTA DE TRANSMISIÓN .....	29
4.6. PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO .....	30
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	31
6. EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA .....	38
6.1. PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN .....	38
6.1.1. Estudio Eléctrico para Refuerzos de Transmisión .....	45
6.1.1.1. Análisis año de corte 2029 .....	46
6.1.1.2. Análisis año de corte 2031 .....	52
6.2. PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN .....	57
6.3. INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS AISLADOS .....	62
6.3.1. Descripción de Sistemas Aislados .....	62
6.3.2. Interconexión de Sistemas Aislados previstos .....	65
6.3.3. Evaluación económica de la interconexión de otros Sistemas Aislados .....	69
6.4. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES .....	71
6.4.1. Integración Eléctrica Bolivia-Brasil .....	72
6.4.2. Integración Eléctrica Bolivia-Paraguay .....	75
6.4.3. Integración Eléctrica Bolivia-Chile .....	78
<b>ANEXOS .....</b>	<b>81</b>
<b>SIGLAS .....</b>	<b>95</b>



## PRESENTACIÓN

El Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia 2035 es una guía estratégica para el desarrollo sostenible del sector eléctrico, sustentada en los principios establecidos en la Constitución Política del Estado, que promueve una Bolivia digna, soberana y productiva.

Este documento reafirma el compromiso del Estado con la universalización del acceso a la electricidad, concebida como derecho fundamental, motor de progreso social y herramienta clave para impulsar la industrialización del país. En coherencia con la visión del Vivir Bien, la planificación

incorpora criterios de equidad, sostenibilidad ambiental y armonía con la Madre Tierra, priorizando la integración creciente de energías renovables para avanzar en la transición energética y garantizar la seguridad de suministro.

El Plan presenta un análisis integral de la demanda de energía eléctrica, proyectando el crecimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados. Asimismo, identifica los proyectos estratégicos de generación y transmisión para atender la demanda interna y exportar excedentes. La diversificación de la matriz energética y el aprovechamiento de recursos hidroeléctricos, solares, eólicos y geotérmicos permitirán que, para el año 2035, más del 75 % de la generación provenga de fuentes renovables, reduciendo así la dependencia de combustibles fósiles.

Con este enfoque, el Plan Eléctrico Referencial 2035 no solo busca garantizar el abastecimiento confiable y a mínimo costo, sino también fortalecer el desarrollo productivo y social del país, integrar a las comunidades y posicionar a Bolivia como centro energético estratégico en Sudamérica.

**Alejandro Gallardo Baldiviezo**

MINISTRO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS



## 1. INTRODUCCIÓN

La Constitución Política del Estado (CPE) establece que toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos. Corresponde al Estado, en todos sus niveles, garantizar la provisión de estos servicios a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En el caso específico de la electricidad, el servicio también puede prestarse mediante contratos con la empresa privada. La provisión debe cumplir criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, tarifas equitativas y cobertura adecuada; con participación y control social.

El Plan incorpora y armoniza los principios de acceso y provisión del servicio de electricidad establecidos en la CPE, integrando criterios de eficiencia y sostenibilidad para el crecimiento del parque generador y de transmisión. Su objetivo es asegurar el abastecimiento de la demanda al menor costo posible, considerando los compromisos

asumidos por el país frente al Cambio Climático, Acuerdo de París. Asimismo, se alinea con las metas de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC), que incluyen la ampliación de la cobertura eléctrica y una mayor participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica.

**Ing. Jesús Hernán Marqués Narváez**  
VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS  
RENOVABLES

## 2. ANTECEDENTES

El Artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE) establece:

*“I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.*

*II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social...”*

El numeral I del Artículo 298, de la Constitución Política del Estado señala que son competencias privativas del Nivel Central del Estado la Política Económica y la Planificación Nacional.

El numeral 8 del Parágrafo II del Artículo 298 de la Constitución Política del Estado, establece que es competencia exclusiva del nivel central del Estado, la política de generación, producción, control, transmisión y distribución de energía en el sistema interconectado.

El Parágrafo I del Artículo 378 de la Constitución Política del Estado, señala que:

*“Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente”.*

El párrafo II del Artículo 379 de la Constitución Política del Estado, señala que:

*“El Estado garantizara la generación de energía para el consumo interno; la exportación de excedentes de energía debe prever las reservas necesarias para el país”.*

La Ley N° 300, Ley Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral Para Vivir Bien, de 15 de octubre de 2012, en el Artículo 30 (ENERGÍA) del Título III, Capítulo I “Bases y orientaciones del Vivir Bien a través del desarrollo integral en armonía y equilibrio con la Madre Tierra”, establece las bases y orientaciones del Vivir Bien, a través del desarrollo integral en energía, definidos en cinco incisos:

*“1) Establecer la política energética y las medidas para lograr el cambio gradual de la matriz energética proveniente de recursos naturales no renovables a través de la sustitución paulatina de combustibles líquidos por gas natural, así como el incremento gradual de las energías renovables en sustitución de las provenientes de recursos no renovables.*

*2) Garantizar que se incorpore al Sistema Interconectado Nacional (SIN), un porcentaje de generación de energía proveniente de fuentes de energías alternativas renovables, que será incrementado gradualmente de forma sostenida.*

*3) Desarrollar, planes y programas de generación de energías alternativas renovables e incentivos para la producción y uso doméstico, priorizando las energías: solar y eólica, y las micro centrales hidroeléctricas y el ahorro energético nacional.*

*4) Promover la implementación de tecnologías y prácticas que garanticen la mayor eficiencia en la producción y uso de energía en armonía y equilibrio con los sistemas de vida y la Madre Tierra, de acuerdo a Ley específica.*

*5) Desarrollar políticas de importación, producción y comercialización de tecnologías, equipos y productos de eficiente consumo energético.”*

Los artículos 3 y 11 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece lo siguiente:

*“...ARTICULO 3. (PRINCIPIOS) Las actividades relacionadas con la Industria Eléctrica se regirán por principios de eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, adaptabilidad y neutralidad...”*

**ARTICULO 11 (DEL MINISTERIO Y DE LA SECRETARÍA)**

*...La Secretaría, a través del Ministerio propondrá normas reglamentarias de carácter general, para su aprobación por el Poder Ejecutivo, y que serán aplicadas por la Superintendencia de Electricidad. La Secretaría elaborará el Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional y los Planes Indicativos para los Sistemas Aislados.”.*

El artículo 6 del Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece:

*“ARTÍCULO 6.- (PLAN REFERENCIAL). Es el programa de obras de generación y transmisión de mínimo valor actualizado de los costos de inversión, operación y racionamiento, que permite satisfacer los requerimientos de la demanda de los próximos diez años, en el Sistema Interconectado Nacional.*

*El Viceministerio elaborará el Plan Referencial en base a proyectos de generación y transmisión factibles de realizar tanto técnica como económicamente, seleccionados de todos los proyectos disponibles los que podrán ser propios del Viceministerio, encargados por el Viceministerio a empresas consultoras y de terceros con independencia de quien los hubiese presentado. Los proyectos a considerar deberán contar con un estudio que describirá y definirá su tamaño, localización, programa de ejecución, fecha de puesta en servicio, costos de inversión y operación y, en el caso de proyectos de generación, las características de su producción. El Viceministerio actualizará anualmente el Plan Referencial.”.*

El artículo 50 del Decreto Supremo N° 4857 de 6 de enero de 2023, establece entre algunas de sus atribuciones del Ministerio de Hidrocarburos y Energías:

*“a) Proponer y dirigir la Política Energética del país, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizar su soberanía;*

*d) Planificar el desarrollo integral del sector energético y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la política energética del país, en*

*coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo;*

*k) Establecer políticas y estrategias, que garanticen el abastecimiento de hidrocarburos y energía para el consumo interno;*

*l) Proponer proyectos de expansión del sector energético a través del aprovechamiento de los recursos naturales renovables y no renovables, respetando el medio ambiente;*

*o) Proponer estrategias de desarrollo e integración energética regional y del país;*

*s) Elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo a los servicios de electricidad;*

*t) Diseñar, implementar y supervisar la política de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en atención a la soberanía e independencia energética;*

*bb) Proponer planes, programas y proyectos para la cadena de recursos del sector energético;"*

El artículo 55 del Decreto Supremo N° 4857 de 6 de enero de 2023, establece entre algunas de sus atribuciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables:

*"a) Formular y evaluar políticas para el sector eléctrico y energías renovables, de acuerdo con los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria;*

*d) Formular políticas, planes, programas y proyectos para la electrificación de todo el país;*

*e) Establecer las directrices para la elaboración de la planificación del desarrollo del sector eléctrico y energías renovables en el mediano y largo plazo..."*

El artículo 14 del Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008 "Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga" señala para el CNDC, la siguiente función:

*"...u) Participar en la planificación de la expansión del SIN, de acuerdo*

*a requerimiento y lineamientos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías u otras entidades llamadas por ley...”*

La planificación de la expansión del SIN se ha realizado siguiendo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energías tal como lo dispone la Resolución Ministerial N° 074 del 29 de abril de 2009 “Directrices para la Elaboración del Plan Sectorial de Electricidad (2010-2050)”.

En el marco de la asistencia técnica de la Cooperación Alemana al Desarrollo (GIZ) al sector eléctrico boliviano, a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), para el impulso de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE), las empresas consultoras DigSILENT & PSR en coordinación con las entidades del sector, elaboraron el “Plan de Expansión del SIN con Participación de Energías Renovables” con un horizonte de 20 años al 2042. Sobre esta base, se actualizó el análisis efectuando nuevos estudios energéticos y eléctricos, aplicando la metodología propuesta por los consultores.

El “Plan de Expansión del SIN con Participación de Energías Renovables período 2024 -2050, presenta una visión de desarrollo del sector eléctrico hasta el año 2050, describe la situación actual de la oferta y la demanda eléctrica con relación a sus variables más relevantes, la dinámica de funcionamiento y las perspectivas de su crecimiento con miras a la transición energética orientada a un sistema eléctrico flexible y con mayor participación de fuentes de generación renovable.

Este documento “Plan Eléctrico Referencial del Estado Plurinacional de Bolivia 2035” presenta un plan de obras de generación y transmisión necesarios para satisfacer la demanda proyectada de forma segura, confiable y a costo mínimo, considerando el cambio de la matriz energética y el proceso de industrialización del país. En este sentido, este documento sentará las bases para los próximos diez años, que constituyen el Plan Referencial de Electricidad establecido en la Ley de Electricidad.

### 3. ENERGÍA COMO PILAR DE LA SOBERANÍA Y EL MODELO ECONÓMICO PRODUCTIVO

La planificación del sector eléctrico en Bolivia es ante todo una decisión política de Estado, no se trata solamente de responder a proyecciones de demanda o evaluar alternativas técnicas de inversión, sino de definir una visión soberana y estratégica, sobre cómo la energía eléctrica se convierte en herramienta de transformación estructural del país.

En este sentido el Plan Eléctrico Referencial al 2035 es una expresión concreta de la visión del Estado Plurinacional, que entiende a la electricidad como un derecho humano, un bien común y un motor de desarrollo con justicia social. En ese marco, el Plan no se limita a ser únicamente una proyección técnica, sino un instrumento de planificación de política energética de Estado, que orienta las inversiones y la expansión de infraestructura bajo principios de equidad territorial y sostenibilidad. Este enfoque permite al Estado anticiparse a los desafíos estructurales frente a la creciente demanda industrial y a los compromisos internacionales en materia de cambio climático.

La Constitución Política del Estado (CPE), define que el acceso universal y equitativo a la electricidad es una necesidad ineludible. El artículo 20 de la CPE garantiza el derecho de todas las personas a servicios básicos, y el artículo 378 considera a la energía como un recurso estratégico para el desarrollo integral del país. Bajo este criterio, la planificación del sector eléctrico no solo busca cerrar brechas de cobertura, sino hacerlo de forma equitativa, descentralizada y respetando la diversidad geográfica, cultural y económica de Bolivia.

El Plan Eléctrico Referencial 2035 tiene como propósito, consolidar un sistema eléctrico soberano, robusto, inclusivo y sostenible para los próximos diez años y proyectar una transformación profunda de la matriz energética nacional, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y potenciar el uso planificado de fuentes renovables: hidroeléctrica, solar, eólica, biomasa y geotérmica. Esta decisión se alinea con los compromisos internacionales asumidos en el marco del

Acuerdo de París, pero sobre todo, responde a la visión de país de una Bolivia que se desarrolla en armonía con la Madre Tierra y ejerce control soberano sobre sus recursos.

La planificación del sector eléctrico también da continuidad a los objetivos de la Agenda Patriótica 2025 y la política de industrialización con sustitución de importaciones. En los próximos años, se proyecta el ingreso de demandas industriales en sectores estratégicos como el litio, el acero, entre otros; por ello el suministro eléctrico a estas industrias no es solo una necesidad técnica, sino también una decisión política.

El Plan Eléctrico Referencial 2035 prioriza el abastecimiento interno de energía eléctrica basándose en el principio fundamental de que “primero es el pueblo”

Uno de los pilares fundamentales del Plan Eléctrico Referencial 2035 es la interconexión de los sistemas aislados. En este sentido, el Plan analiza la interconexión de sistemas alejados del SIN, como el Norte Amazónico, Chiquitos, Charagua, Germán Busch entre otros; los cuales deben ser incorporados progresivamente al sistema eléctrico nacional cuando las condiciones técnico y económicas lo viabilicen.

Asimismo, la planificación contempla el fortalecimiento del Sistema Troncal de Interconexión y la incorporación de equipamiento especializado como compensadores sincrónicos y sistemas de regulación dinámica, para asegurar una operación confiable en escenarios de alta penetración renovable. De esta manera, Bolivia avanza hacia una transición energética adaptada a su realidad y al entorno regional.

Finalmente, el Plan Eléctrico Referencial 2035 reafirma el rol del Estado de garantizar el derecho a la energía. En los próximos diez años, el sector eléctrico no solo responderá a la demanda energética del país, sino que será un actor central en un proyecto político más amplio, construcción de una Bolivia digna, productiva, solidaria y en equilibrio con la Madre Tierra.

## 4. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO

El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA).

### 4.1. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

El SIN es un sistema eléctrico conformado por instalaciones de generación, transmisión y distribución que operan de manera integrada y coordinada para suministrar energía eléctrica a cuatro grandes áreas de Bolivia: Norte (Departamentos del Beni y La Paz), Centro (Departamentos de Cochabamba y Oruro), Sur (Departamentos de Potosí, Chuquisaca y Tarija) y Oriental (Santa Cruz).

El sistema Troncal de Interconexión (STI) está conformado por líneas de alta tensión en 500, 230, 115 y 69 kV y subestaciones asociadas.

### 4.2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CATEGORÍA DE CONSUMO

Los registros históricos de demanda eléctrica, segmentados por categoría de consumo, se organizan en tres grupos principales y seis categorías específicas.

Los grupos corresponden a: Distribuidoras (91% de la demanda total), Sistemas Aislados (3%) y Consumidores No Regulados (6%). Tanto las empresas Distribuidoras como los Consumidores No Regulados forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mientras que los sistemas aislados operan bajo esquemas verticalmente integrados fuera del SIN.

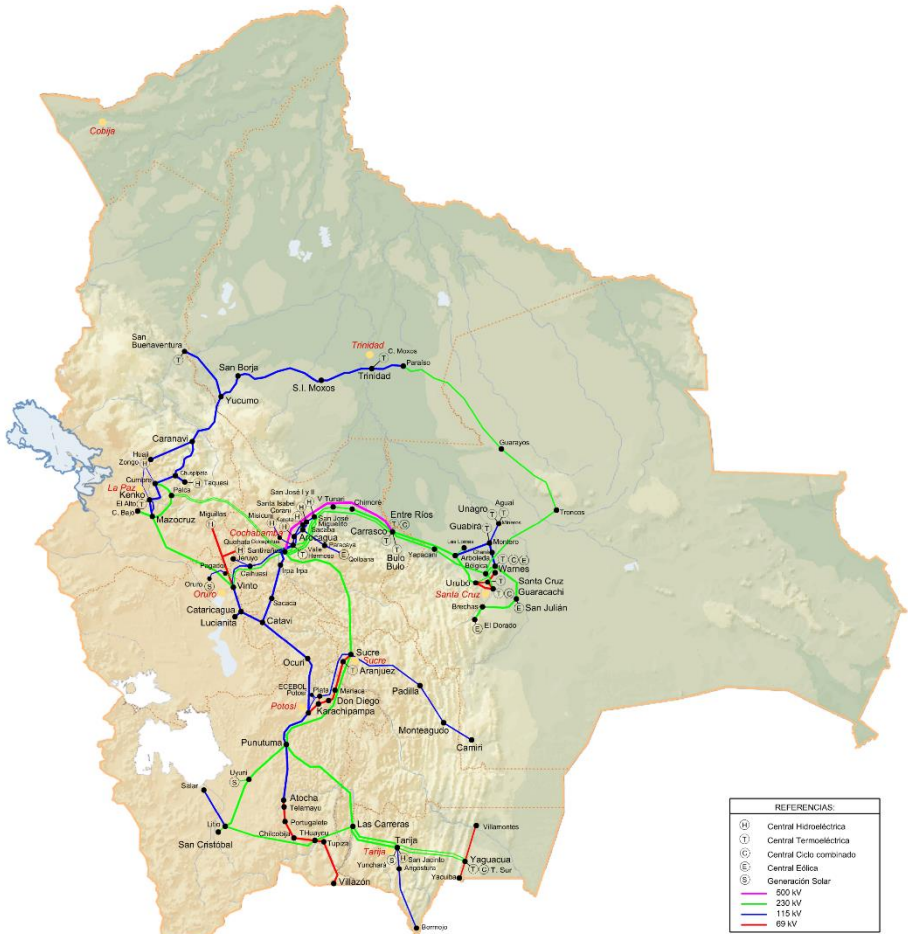


Figura 1 – Mapa del Sistema Interconectado Nacional 2024.

La clasificación por categorías de consumo incluye: Residencial, General, Industrial, Minería, Alumbrado Público y Otros.

Cada categoría presenta perfiles de demanda característicos, definidos por factores y variables de carácter económico, social y productivo, que determinan su comportamiento y evolución en el tiempo.

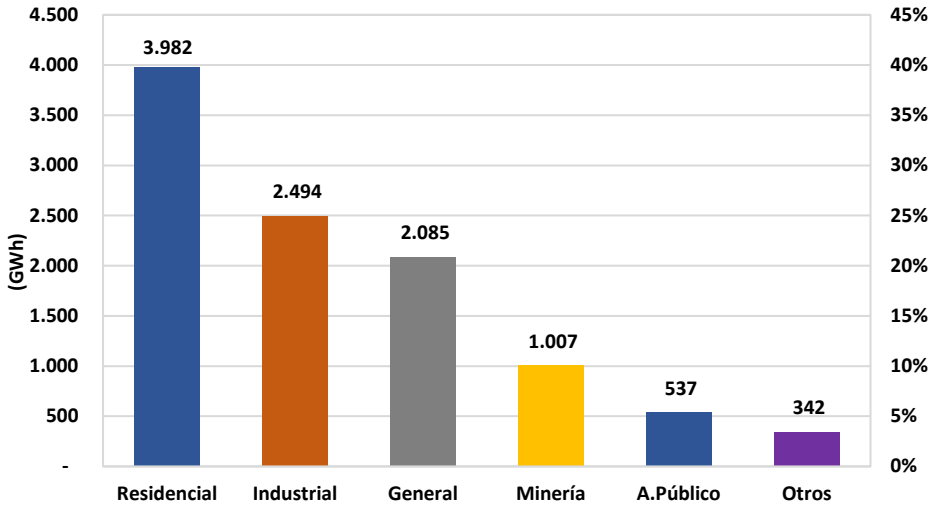


Figura 2 - Participación por categoría de consumo 2024 (GWh)

La siguiente figura muestra la composición por categorías a nivel departamental.

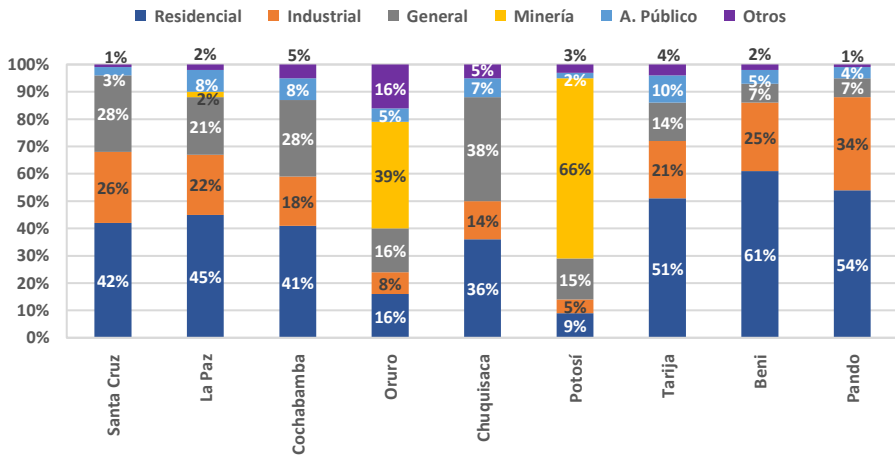


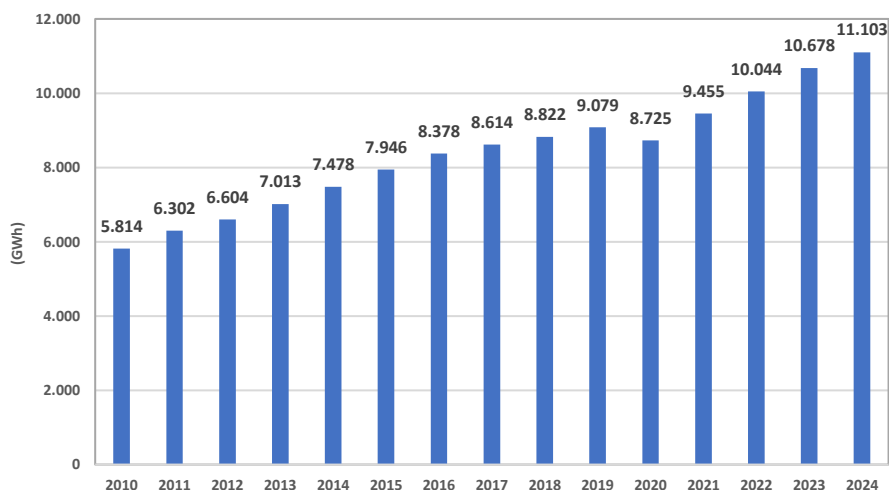
Figura 3 - Participación de demanda de consumo por departamento y categoría 2024

### 4.3. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SIN

La demanda de electricidad del SIN está conformada por los Consumidores Regulados, atendidos por las empresas de distribución (CRE, DELAPAZ, ELFEC, ENDE DEORURO, SEPSA, CESSA, ENDE, SETAR,

ENDE DELBENI y EMDEECRUZ) y por los Consumidores No Regulados (Metalúrgica Vinto, Siderúrgica Las Lomas, Cementera COBOCE, Empresa Minera San Cristóbal, La Empresa Yacimientos de Lito Boliviano (YLB), EMPACAR y Cerámica Guadalquivir (ECG), quienes se abastecen a través de la compra de energía del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda de electricidad del SIN para el período 2010 - 2024:



*Figura 4 - Evolución de la demanda de energía (GWh)*

Durante el año 2024 la demanda de energía eléctrica en el SIN alcanzó los 11,103 GWh, distribuida de la siguiente manera: 71% en las distribuidoras de los departamentos del eje troncal (La Paz, Cochabamba y Santa Cruz), 23% en el resto de las distribuidoras y 6% en grandes consumos mineros e industriales.

Se observa cuatro periodos en la evolución de la demanda desde el año 2010, el primero comprendido entre el 2010 y el 2015 caracterizado por un alto crecimiento de la demanda con una tasa promedio de 6.4 %, seguido de un periodo con menor tasa de crecimiento entre el 2016 y el 2019 con una tasa promedio de crecimiento de 2.7%, el 2020 se observa una caída del 3.9% fenómeno derivado de la disminución de las actividades comerciales, de servicios e industriales durante la pandemia

del COVID-19. A partir del 2021 se observa un periodo de recuperación, registrándose una tasa promedio de crecimiento del 5.5% el año 2024.

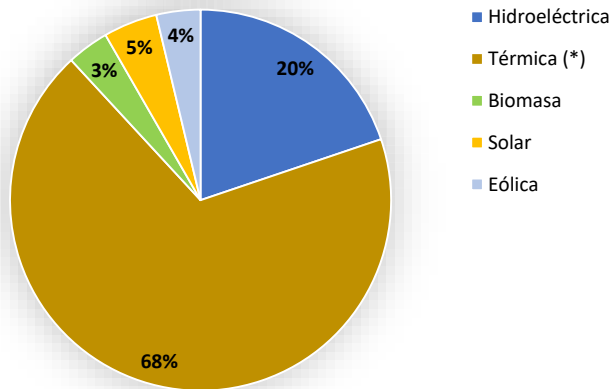
#### 4.4. OFERTA DE GENERACIÓN

La oferta de capacidad de generación en el SIN al año 2024 se ilustra en la siguiente tabla y figura.

*Tabla 1 – Capacidad efectiva por tecnología.*

Tecnología	Capacidad efectiva [MW]
Hidroeléctrica	716
Térmica (*)	2,467
Biomasa	129
Solar	165
Eólica	135
<b>Total</b>	<b>3,612</b>

(\*) A temperatura media anual



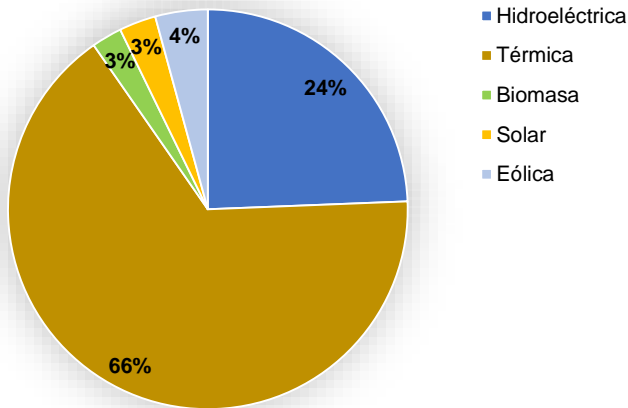
*Figura 5 – Participación de la capacidad por tecnología (%)*

Como se puede observar, el SIN cuenta con un parque de generación diversificado con una gran participación de generación térmica (ciclos combinados y ciclos abiertos) y generación hidroeléctrica (con embalse y de pasada), además de otras fuentes de generación con menor participación como la eólica, solar fotovoltaica y biomasa.

A continuación, la energía producida el año 2024 por tecnología de generación:

*Tabla 2 – Producción de energía por tecnología (GWh)*

Tecnología	Energía producida [GWh]
Hidroeléctrica	2,853
Térmica	7,720
Biomasa	287
Solar	349
Eólica	496
<b>Total</b>	<b>11,705</b>



*Figura 6 – Participación de la generación por tecnología (%)*

En la figura anterior se observa una mayor participación de la generación térmica principalmente con ciclos combinados, seguida de la generación hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa.

A continuación, se muestra la evolución de oferta de generación y la demanda máxima coincidental para el periodo 2010 - 2024.

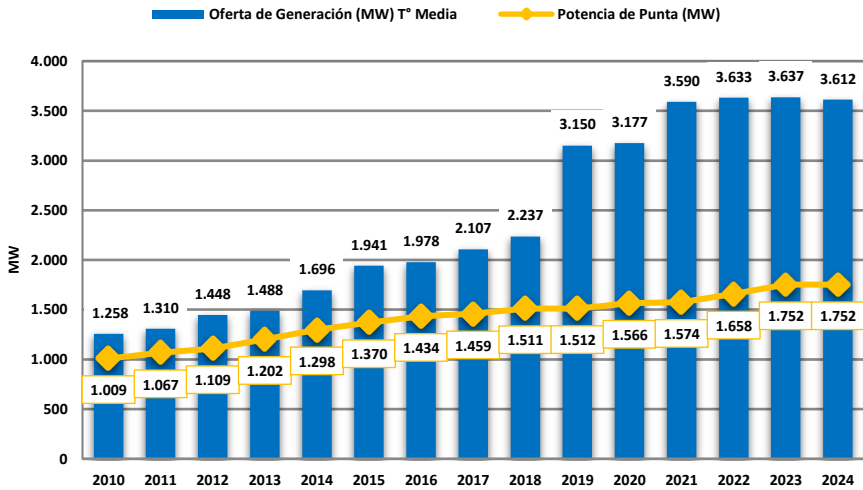


Figura 7 - Evolución de la oferta y demanda máxima (MW)

#### 4.5. OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) a fines del año 2024 tiene 236 km de líneas en 500 kV; 4,612 km de líneas en 230 kV; 1,964 km de líneas en 115 kV y 214 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 7,026 km.

En la siguiente figura se muestra la evolución de la longitud de líneas de transmisión pertenecientes al STI para el periodo 2010 - 2024.

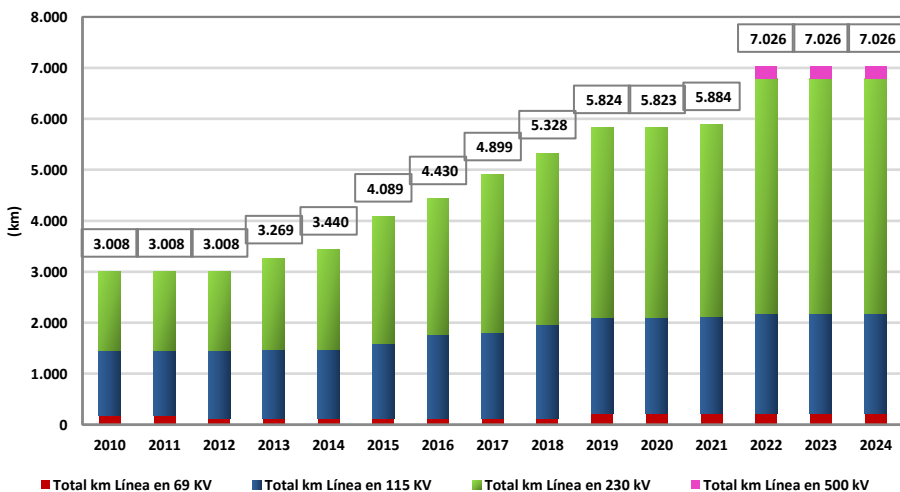


Figura 8 - Evolución Longitud de líneas STI por nivel de tensión (km)

#### 4.6. PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

En el marco del proceso de transición energética, orientado a incrementar la participación de fuentes de generación renovable, el estudio de programación de mediano plazo<sup>1</sup> prevé para el año 2029 la incorporación de 1,094 MW de capacidad efectiva proveniente de proyectos renovables, conforme al siguiente detalle:

*Tabla 3 – Proyectos hidroeléctricos de Mediano Plazo*

Año	Proyecto	Tecnología	Departamento	Capacidad (MW)
2025	Juntas (JUN01)	Hidro	Cochabamba	46
2026	Juntas (JUN02)	Hidro	Cochabamba	46
2026	Umopalca	Hidro	La Paz	86
2026	Sehuencas	Hidro	Cochabamba	198
2028	Palillada	Hidro	La Paz	119
<b>Total</b>				<b>495</b>

*Tabla 4 – Proyectos renovables no convencionales de Mediano Plazo*

Año	Proyecto	Tecnología	Departamento	Capacidad (MW)
2026	Viru Viru	Solar	Santa Cruz	20
2026	Warnes 2	Eólica	Santa Cruz	45
2027	Santiváñez	Solar	Cochabamba	66
2027	Contorno Bajo I	Solar	La Paz	40
2027	El Dorado 2	Eólica	Santa Cruz	54
2027	Patacamaya	Solar	La Paz	80
2028	Santa Cruz	Eólica	Santa Cruz	162
2028	Vinto	Solar	Oruro	132
<b>Total Solar</b>				<b>338</b>

<sup>1</sup> Fechas actualizadas o rectificadas por los Agentes en reuniones de seguimiento realizadas en mayo y junio de 2025 por la AETN.

Total Eólica	261
--------------	-----

*Tabla 5 – Principales proyectos de transmisión de Mediano Plazo*

Fecha de ingreso	Proyecto	Características
2025	Línea Carrasco - Brechas	500 kV, 188 km
2025	Línea Santiváñez II - Sehuencas	230 kV, 175 km
2026	Línea San Buenaventura - Ixiamas	115 kV, 96 km
2026	Línea Guanay - Apolo	115 kV, 118 km
2026	Línea Vinto Capacitor - Patacamaya <sup>(*)</sup>	230 kV, 118 km
	Línea Patacamaya - Mazocruz <sup>(*)</sup>	230 kV, 76 km
2026	Línea Sehuencas - Sucre	230 kV, 210 km
2026	Línea Troncos-San Ignacio de Velasco	230 kV, 235 km
2026	Línea Santiváñez - Umapalca	230 kV, 189 km
	Línea Umapalca - Cumbre	230 kV, 131 km
2027	Línea Santiváñez - Solar Santiváñez	115 kV, 3 km
	Línea Umapalca - Palca	230 kV, 87 km
	Línea Umapalca - Palillada <sup>(**)</sup>	230 kV, 12 km
	Línea Palillada - Cumbre <sup>(**)</sup>	230 kV, 118 km
	Línea Santiváñez - Palillada <sup>(**)</sup>	230 kV, 176 km
2028	Línea Vinto - Solar Vinto	230 kV, 4 km

(\*) Corresponde a la división de la actual línea Vinto-Mazocruz 230 kV

(\*\*) Corresponde al ingreso de la subestación Palillada

## 5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La planificación de la demanda no solo responde a necesidades técnicas, sino que está alineada con la política de industrialización y el mandato constitucional de garantizar acceso universal a la electricidad.

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica, desarrollado bajo un enfoque “sectorial”, consideró el análisis de la serie histórica de demanda por categoría de consumo y su relación con diversas variables explicativas de carácter socioeconómico o demográfico; tales como, PIB

nacional, PIB industrial, PIB de manufactura, PIB por servicios, PIB per cápita, consumo privado y población.

El procedimiento utilizado siguió los siguientes pasos:

- a) Elección de variables significativas.
- b) Análisis exploratorio de datos, estacionariedad y verificación del orden de cointegración.
- c) Selección del Modelo Matemático con mayor significancia.
- d) Evaluación econométrica del Modelo.
- e) Proyección por categorías de consumo.
- f) Revisión de demandas propuestas de CNR's y grandes demandas.
- g) Determinación de pérdidas a nivel de proyecto o por empresa.
- h) Proyección de demanda a nivel de retiros.

En la evaluación de la serie de categoría de consumo y de las variables significativas, se empleó el siguiente árbol de decisión, para determinar la formulación matemática más adecuada. Esta metodología permitió seleccionar de entre varios modelos matemáticos, la formulación con el mejor ajuste y significancia estadística para cada sector.

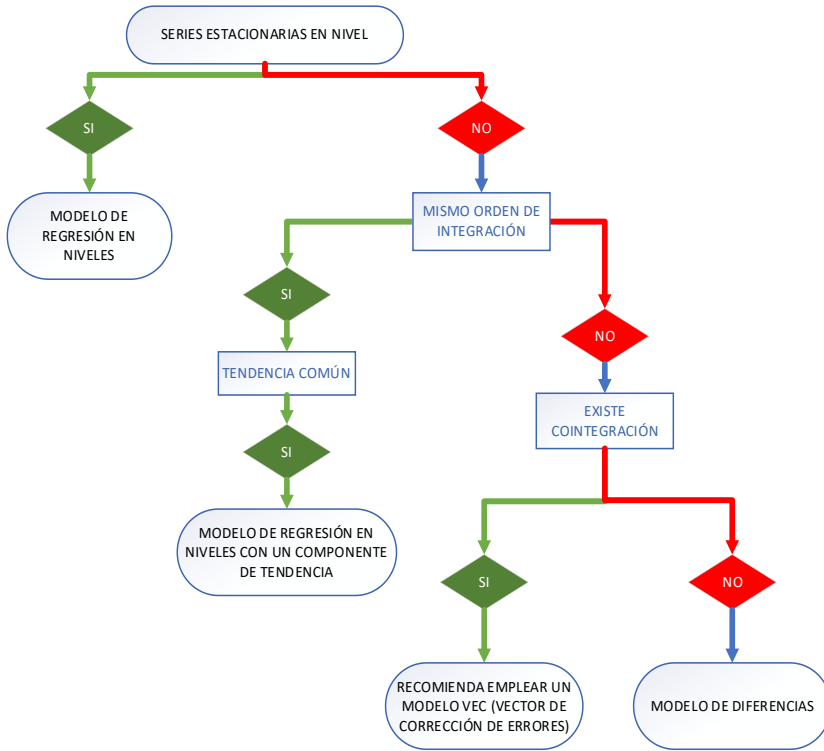


Figura 9 - Selección de modelo proyección de demanda

De acuerdo a las características específicas de cada serie de demanda, se adoptó uno de los siguientes modelos.

Tabla 6 - Modelos de proyección de demanda

Regresión en niveles	Lineal	$Y_t = a_0 + a_1X_{1,t} + a_2X_{2,t} + \dots + a_nX_{n,t} + \epsilon_t$
	Log-Log	$\log Y_t = a_0 + a_1 \log X_{1,t} + a_2 \log X_{2,t} + \dots + a_n \log X_{n,t} + \epsilon_t$
Regresión en diferencias	Lineal	$\Delta Y_t = a_0 + a_1\Delta X_{1,t} + a_2\Delta X_{2,t} + \dots + a_n\Delta X_{n,t} + \epsilon_t$
	Log-Log	$\log \Delta Y_t = a_0 + a_1 \log \Delta X_{1,t} + a_2 \log \Delta X_{2,t} + \dots + a_n \log \Delta X_{n,t} + \epsilon_t$
Corrección de errores (VEC)	Log-Log	$\log \Delta Y_t = a \log \Delta X_{1,t-1} + \dots + a_n \log \Delta X_{n,t-1} + \delta \log \Delta Y_{t-1} + \theta \epsilon_t$
		$ECT = \log Y_{t-1} + \beta_1 \log X_{1,t} + \dots + \beta_n \log X_{n,t} + \gamma$

**Donde:**

$\Delta$	Coefficiente de diferenciación, donde $Z$ es una variable genérica y $\Delta Z_t = Z_t - Z_{t-1}$
$n$	Número de variables explicativas
$Y_t$	Variable dependiente en el año $t$
$X_{i,t}$	Variable explicativa $i \in \{1..n\}$ en el año $t$
$a_i$	Coefficiente de la variable explicativa $i \in \{1..n\}$
$a_0$	Intercepto
$\gamma$	
ETC	Término de corrección de errores, también llamado de término de corto plazo en un modelo VEC
$\beta_i$	Coefficiente de la variable explicativa $i \in \{1..n\}$ en la ecuación de corto plazo del modelo VEC
$\delta$	Coefficiente de la variable dependiente en la ecuación de largo plazo del modelo VEC
$\theta$	Coefficiente del componente de corrección de errores (ETC) del modelo VEC

A continuación, para cada categoría de consumo, se presentan las variables explicativas resultado del análisis:

- Residencial: Se estableció la correlación entre el consumo y la población.
- Comercial o general: Se estableció una correlación entre el consumo y el gasto privado del PIB.
- Industrial: Se estableció una correlación entre el consumo y el PIB industrial.
- Minería: Se utilizó la proyección de consumo informada.
- Alumbrado público: Se determinó una correlación entre el consumo y la población.

La demanda total es la suma de la proyección de consumo por categoría, la demanda asociada a los proyectos de industrialización y la demanda de CNR's.

En la siguiente tabla se presenta el detalle de las demandas de industrialización con sus valores máximos previstos hasta el año 2035.

Tabla 7 - Demanda máxima proyectos de industrialización

Demanda	Departamento	Tipo de demanda	Demanda máxima estimada (MW)
EMDEECRUZ (dem. adicional)	Santa Cruz	Industrial	40
YLB Espejo de cielo	Potosí	Industrial	95
YLB Coipasa (Tunupa)	Oruro	Industrial	47
YLB Uyuni	Potosí	Industrial	58
YLB Pastos Grandes	Potosí	Industrial	48
Yong Li	La Paz	Minera	13
Complejo Zinc Potosí	Potosí	Minera	40
Complejo Zinc EMVinto	Oruro	Industrial	46
Siderúrgica Mutún	Santa Cruz	Industrial-Minera	156
German Busch	Santa Cruz	Sistema aislado	20
Emp. Asoc. G. Busch	Santa Cruz	Industrial	61
Química Básica	Potosí	Industrial	14
Planta de Urea	Cochabamba	Industrial	20

YLB: Yacimientos de Litio Boliviano

La demanda de energía total del SIN proyectada, considerada en el estudio, se presenta en la siguiente figura:

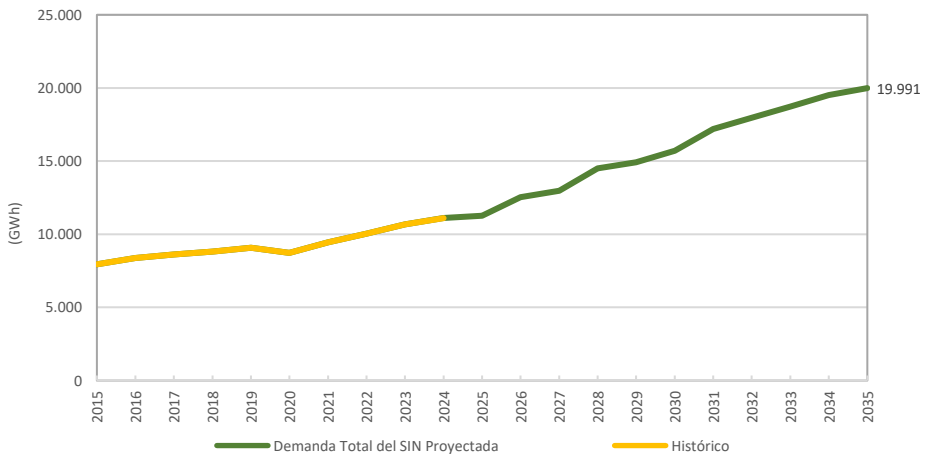


Figura 10 - Evolución proyección de demanda Total del SIN (GWh).

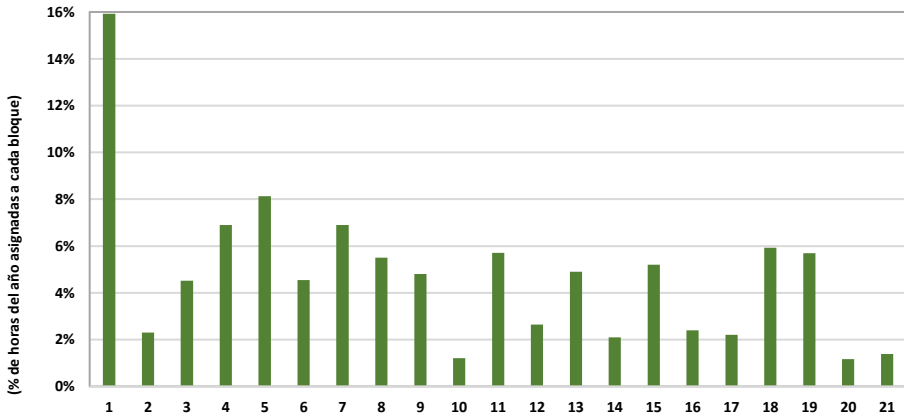
En la siguiente tabla se presenta la demanda total en energía y potencia proyectada al año 2035:

*Tabla 8 – Proyección de la Demanda Total del SIN*

Año	Demanda Mercado Interno			
	Energía		Potencia	
	(GWh)	Tc	(MW)	Tc
2026	12,536		2,041	
2027	12,970	3%	2,120	4%
2028	14,512	12%	2,369	12%
2029	14,928	3%	2,439	3%
2030	15,707	5%	2,555	5%
2031	17,194	9%	2,750	8%
2032	17,952	4%	2,863	4%
2033	18,725	4%	2,978	4%
2034	19,504	4%	3,095	4%
2035	19,991	2%	3,177	3%

La demanda fue modelada con resolución horaria en el modelo SDDP, agrupando las horas en 21 bloques semanales de demanda, que representan días característicos, tales como: día laboral de la semana, día de máxima demanda, sábados y domingos. Este agrupamiento se obtiene mediante un mapeo hora-bloque, que asigna cada hora de las 52 semanas del año a un segmento correspondiente.

Este esquema de modelación representa escenarios característicos de operación como: máxima generación solar tanto en días hábiles como sábados y domingos; también escenarios de máxima y mínima demanda con diferentes niveles de participación de generación renovable, entre otros.



*Figura 11 – Distribución de la asignación de horas del año a bloques de demanda.*

La figura muestra el porcentaje de horas semanales asignado a cada bloque horario. Cada bloque representa una condición particular de demanda o generación considerada en la simulación. Por ejemplo: el bloque 1 corresponde a las horas de la madrugada de un día hábil (baja demanda), mientras que el bloque 15 representa el periodo de horas 09:00 a 17:00 horas de un domingo, caracterizado por baja demanda y generación solar presente.

Esta proyección integra el consumo residencial, comercial, alumbrado público y principalmente, el aumento de la demanda industrial y minera, evidenciando el compromiso del Estado con la industrialización como motor de la soberanía económica.

## 6. EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

### 6.1. PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Este Plan responde a una visión que articula tres objetivos fundamentales:

- Garantizar el abastecimiento seguro y sostenible para todas las familias bolivianas.
- Impulsar la industrialización nacional.
- Convertir a Bolivia en centro energético regional, generando excedentes para la exportación.

Para lo cual, en esta sección, se presenta los resultados de los análisis energéticos realizados con los modelos OPTGEN y SDDP, orientados a determinar la alternativa de expansión de la generación de costo mínimo, considerando tanto los costos de inversión como los costos de operación.

Las simulaciones energéticas de esta etapa se desarrollaron utilizando una representación simplificada de la red, que modela los enlaces de transmisión entre áreas. Esta aproximación permite evaluar las capacidades de transferencia entre regiones y proponer los refuerzos de transmisión necesarios, de manera coherente con los proyectos de generación seleccionados, asegurando así el aprovechamiento integral de su potencial.

En este sentido, el presente plan de expansión de generación considera la proyección de la demanda, así como las premisas establecidas respecto a la participación de energías renovables en dos etapas: alcanzando el 65% de participación renovable el año 2029 y el 75% el 2035.

A continuación, se presenta el cronograma de incorporación de capacidad de generación adicional, resultado de las simulaciones, que permitirá cubrir la demanda proyectada hasta el año 2035.

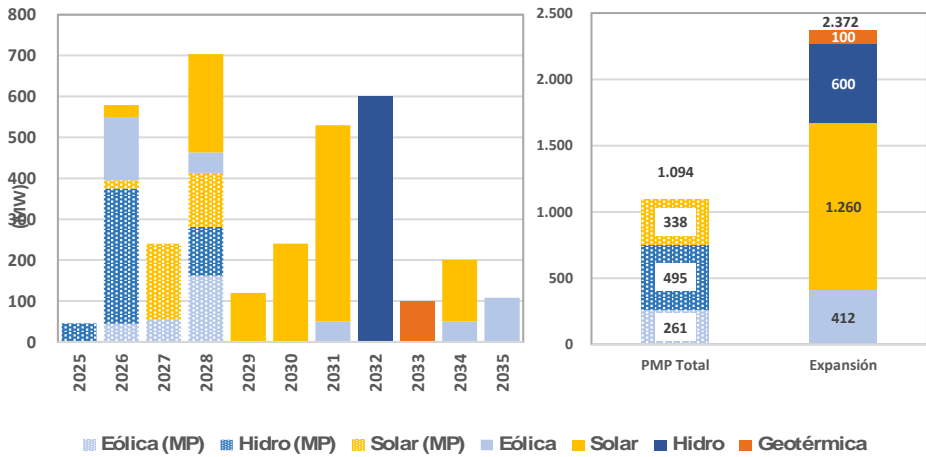


Figura 12 - Cronograma de ingreso de capacidad

En la figura anterior, las barras con textura representan los proyectos que están en proceso de construcción y forman parte de la Programación de Mediano Plazo. Las barras de color entero representan los proyectos producto de la optimización.

A continuación, se presenta el detalle de los proyectos del plan de generación:

Tabla 9 - Cronograma de ingreso del parque generador

Año	Proyecto	Ubicación	Tecnología	Inversión c/conexión (MMUS\$)	Capacidad (MW)
2026	La Guardia I	Santa Cruz	Eólica	87	50
2026	Andrés Ibáñez (Cabezas I) (*)	Santa Cruz	Eólica	180	104
2026	Occidente (Yamparáez) (*)	Chuquisaca	Solar	28	30
2028	Cabezas (Cabezas II) (*)	Santa Cruz	Eólica	88	50
2028	Colcha K (Colcha K I) (*)	Potosí	Solar	103	120
2028	Chichas	Potosí	Solar	105	120
2029	Calerías (Tomave II) (*)	Potosí	Solar	106	120
2030	Antonio Quijarro (Uyuni III) (*)	Potosí	Solar	107	120
2030	Aroma (Aroma I) (*)	La Paz	Solar	108	120
2031	Nor Lipez (Colcha K II) (*)	Potosí	Solar	108	120
2031	Corque	Oruro	Solar	112	120
2031	Toledo	Oruro	Solar	113	120

Año	Proyecto	Ubicación	Tecnología	Inversión c/conexión (MMUS\$)	Capacidad (MW)
2031	S. Quillacas	Oruro	Solar	120	120
2031	Zanja Honda (Eólica 2031) (*)	Santa Cruz	Eólica	82	50
2032	Rositas	Santa Cruz	Hidro	1,370	600
2033	Laguna Colorada	Potosí	Geotérmica	648	100
2034	Cordillera (La Guardia II) (*)	Santa Cruz	Eólica	88	50
2034	Umala (Aroma II) (*)	La Paz	Solar	45	50
2034	Calamarca (Aroma III) (*)	La Paz	Solar	48	50
2034	Toco (Toco I) (*)	Cochabamba	Solar	61	50
2035	Basilo (Cabezas III) (*)	Santa Cruz	Eólica	89	50
2035	Brechas (Eólica 2035) (*)	Santa Cruz	Eólica	95	58
<b>Total</b>				<b>3,891</b>	<b>2,372</b>

(\*) Se actualizó la denominación de los proyectos. El texto entre paréntesis indica el nombre utilizado en el: "Plan de Expansión del SIN con participación de Energías Renovables 2024-2050"

El cronograma muestra el desarrollo de generación eólica, solar, geotérmica e hidroeléctrica por etapas, en una primera etapa hasta el año 2031 el desarrollo de la capacidad de generación es solar y eólica.

En la segunda etapa a partir del año 2032 se registra un importante incremento en la capacidad de la generación renovable debido principalmente al ingreso de la central hidroeléctrica Rositas y al proyecto geotérmico Laguna Colorada, sobrepasando la meta del 75% al año 2033.

En la siguiente figura se presenta el desarrollo de la participación de las diferentes tecnologías de generación.

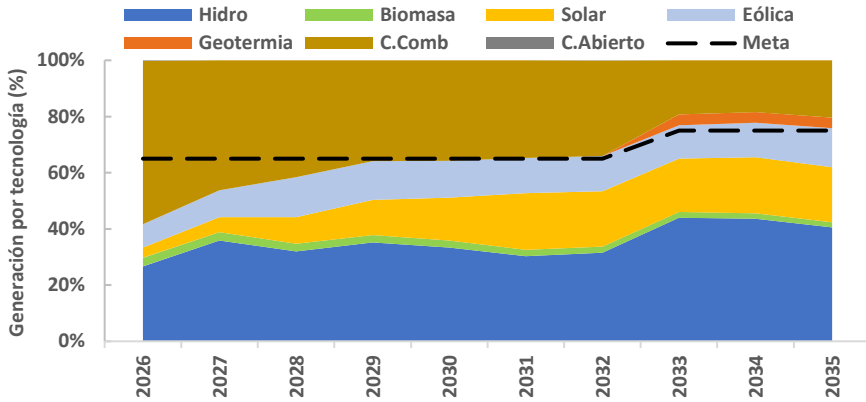


Figura 13 - Participación anual por tecnología.

En la figura se aprecia una reducción en la participación de la generación térmica en el mediano y largo plazo y un incremento considerable de la participación de la generación renovable (eólica, solar, geotérmica e hidroeléctrica). El total de la generación renovable se encuentra alrededor del 65% desde el año 2029 hasta el 2032 y superior al 75% desde el año 2033 en adelante. La generación geotérmica tiene participación a partir del año 2033.

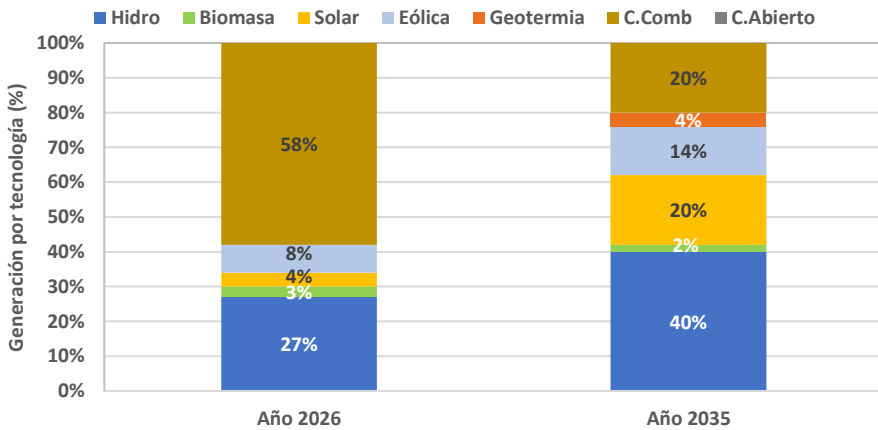


Figura 14 - Participación por tecnología.

En la siguiente figura se muestra el incremento de la generación renovable de diferentes tecnologías que acompaña de manera sostenible el crecimiento de la demanda.

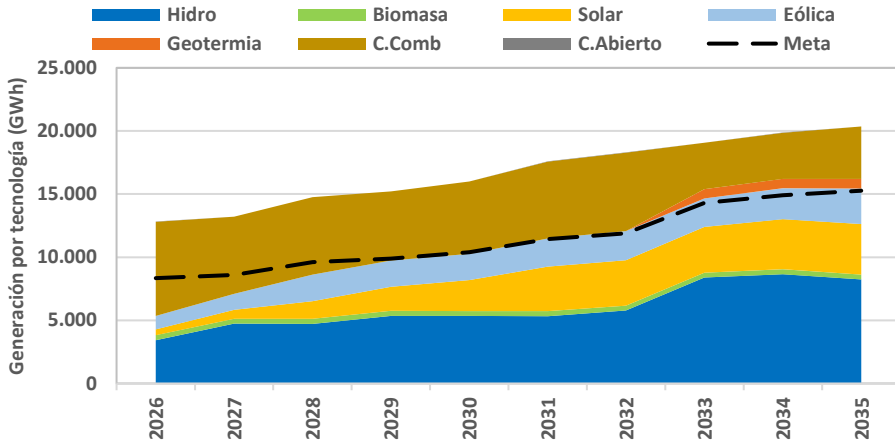


Figura 15 – Generación anual por tecnología.

También se muestra, en la siguiente figura, la variación estacional de la generación renovable de las diferentes tecnologías, siendo mayor la variación de la generación hidroeléctrica (periodo seco y periodo lluvioso). Este aspecto es de mucha relevancia ya que muestra la importancia de contar con una matriz de generación diversificada y con generación de respaldo que afirme potencia ante eventuales años secos (cambio climático).

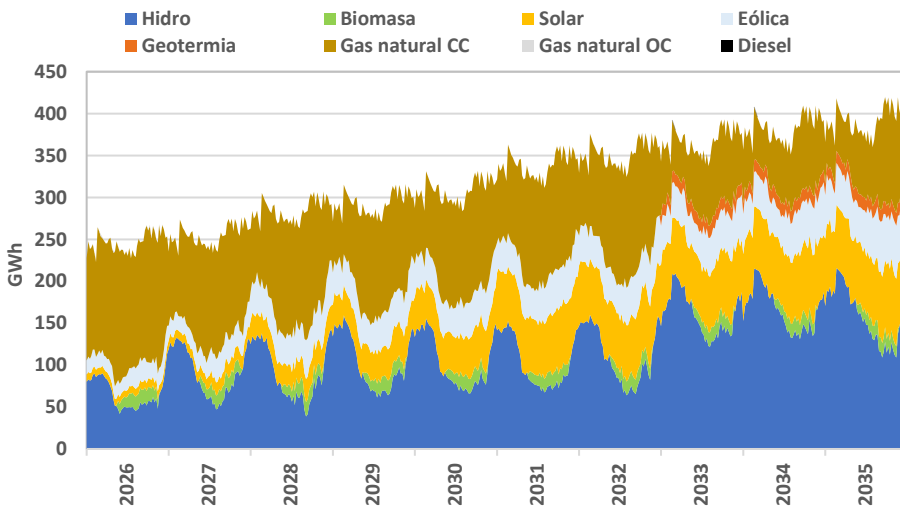


Figura 16 – Generación semanal por tecnología

A partir de la definición del parque generador, se realiza la simulación de la operación con el precio de gas de 1.13 US\$/MPC sin IVA. El resultado muestra un costo marginal promedio anual entre 15 y 16 US\$/MWh durante todo el periodo.

A continuación, se presenta el consumo de combustible en el periodo de análisis, el mismo refleja una disminución en el mediano y largo plazo desde 5.4 MMm<sup>3</sup>/día el año 2026 a 3.5 MMm<sup>3</sup>/día el año 2035. La reducción notable del consumo el año 2027, se debe al ingreso de proyectos renovables, principalmente hidroeléctricos (Ivirizu y Miguillas) y el año 2033 al ingreso del proyecto geotérmico Laguna Colorada y el incremento de generación del proyecto hidroeléctrico Rositas.

*Tabla 10 – Consumo de Gas*

Año	Consumo Gas (MMm <sup>3</sup> /día)
2026	5.4
2027	4.5
2028	4.2
2029	4.0
2030	4.0
2031	4.3
2032	4.6
2033	3.3
2034	3.3
2035	3.5

El comportamiento del consumo de gas muestra el acompañamiento del desarrollo de la generación renovable al crecimiento de la demanda y el cambio de la matriz energética.

La planificación de generación prioriza la transición hacia energías renovables, incrementando la participación de fuentes hidroeléctricas, solares, eólicas y geotérmicas hasta alcanzar el 75% de generación limpia en 2035. Esta estrategia reafirma el compromiso del Gobierno con la sostenibilidad ambiental y la mitigación del cambio climático, en armonía con la Madre Tierra, cumpliendo además los compromisos internacionales asumidos en el Acuerdo de París.

## 6.2. PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

La planificación de la expansión de la infraestructura de transmisión no solo permite interconectar de manera eficiente las áreas Central, Norte, Sur y Oriental del Sistema Interconectado Nacional (SIN), sino que también posibilita el aprovechamiento integral de las energías renovables, incrementando la participación de la generación eólica, solar e hidroeléctrica en la matriz energética.

Los principales refuerzos de transmisión entre áreas fueron determinados mediante simulaciones energéticas con el modelo OPTGEN, utilizando una representación simplificada de la red. Estos refuerzos son necesarios para viabilizar el intercambio de energía entre áreas, garantizando la solución óptima del problema de expansión de la generación eléctrica. Estos refuerzos de transmisión se presentan en la siguiente tabla.

*Tabla 11 – Proyectos de transmisión entre áreas definidos en las simulaciones del OPTGEN*

Interconexión	Proyecto	Año de ingreso
Central-Norte	Línea Pagador - Contorno Bajo 230 kV	2028
Central-Oriental	Línea Mizque - Brechas 230 kV (*)	2028
Central-Sur	Segundo circuito Mizque - Sucre II 230kV (segunda terna)	2035

(\*) Construida en 500 kV, inicialmente operaría en 230 kV.

El proyecto Mizque-Brechas será construido en 500 kV, considerando que en el horizonte de planificación de largo plazo se prevé un aumento significativo del flujo de energía entre las áreas Central y Oriental, debido a la incorporación de nuevos proyectos hidroeléctricos en la cuenca del Rio Grande.

Además, se realizaron simulaciones energéticas con el modelo NETPLAN para definir los refuerzos de transmisión dentro de cada área del sistema, basados en los resultados de despacho económico obtenidos con el modelo SDDP, el cual incorpora los proyectos contemplados en el plan de generación.

Asimismo, se realizaron estudios eléctricos utilizando el modelo PowerFactory, con el objetivo de verificar la fortaleza o robustez de la

red y el comportamiento del sistema en régimen permanente y ante escenarios de contingencia, considerando los siguientes años de corte:

- Los años 2029 y 2031 se caracterizan por el importante ingreso de generación eólica y solar.

Para los estudios eléctricos se definieron los siguientes escenarios operativos representativos, seleccionados por su relevancia para evaluar la fortaleza de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la capacidad de la transmisión:

- Escenario 01\_GenMax\_IBGMax: corresponde a la condición de Máxima generación del sistema durante la hora de punta.
- Escenario 05\_IBGMax: corresponde a la condición de máxima generación eólica y solar.

El análisis de estos escenarios permitió identificar los refuerzos de transmisión requeridos para el SIN, así como la necesidad de establecer generación mínima térmica por área, con el fin de asegurar la estabilidad operativa del sistema.

Asimismo, se determinó la incorporación de equipamiento complementario como Compensadores Sincrónicos, necesarios para mantener niveles adecuados de fortaleza de la red, especialmente en situaciones de alta penetración de energías renovables variables.

Cabe señalar que estas necesidades se establecieron bajo condiciones conservadoras, dado que se analizaron escenarios de operación más exigentes. En otros escenarios no considerados en los presentes estudios, es probable que los requerimientos de generación mínima térmica y equipamiento complementario resulten menores.

#### 6.1.1. Estudio Eléctrico para Refuerzos de Transmisión

Los estudios eléctricos fueron realizados para verificar la capacidad de la transmisión y definir nuevos refuerzos que serían necesarios para garantizar el suministro confiable de la demanda en las diferentes áreas del SIN. La evaluación incluyó el desarrollo de estudios estáticos de flujos de potencia y análisis de contingencias N-1 en la red de transmisión; así como la verificación de la fortaleza de la red, a fin de comprobar la estabilidad del control de la generación eólica, solar y del

sistema eléctrico en su conjunto. Además, se realizaron estudios dinámicos ante contingencias de líneas y generación, los cuales permitieron evaluar las condiciones de estabilidad transitoria y de frecuencia del sistema.

Estos análisis se desarrollaron para los años de corte 2029 y 2031, según se describe a continuación.

### 6.1.1.1. Análisis año de corte 2029

De acuerdo con los resultados del plan de generación, el año de corte 2029 corresponde al escenario con mayor incorporación de generación renovable variable (eólica y solar). En la siguiente tabla se presentan las principales características de la generación eléctrica consideradas en cada uno de los escenarios operativos seleccionados para el análisis.

Tabla 12 – Escenarios de operación del año 2029 – generación por tecnología

Escenario de Operación	01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax
<i>Generación [MW]</i>		
<i>Térmica</i>	895.3	589.3
<i>Hidro</i>	619.5	158.3
<i>Solar (PV)</i>	-	430.5
<i>Eólica</i>	572.4	253.2
<i>Total</i>	2,087.2	1,431.4
<i>Síncrona</i>	1,514.8	747.7
<i>IBG</i>	572.4	683.7
<i>Renovable</i>	1,284.4	934.5
<i>No renovable</i>	802.8	496.9
<i>Generación [%]</i>		
<i>Térmica</i>	42.9	41.2
<i>Hidro</i>	29.7	11.1
<i>Solar (PV)</i>	-	30.1
<i>Eólica</i>	27.4	17.7
<i>Total</i>	100	100
<i>Síncrona</i>	72.6	52.2
<i>IBG</i>	27.4	47.8

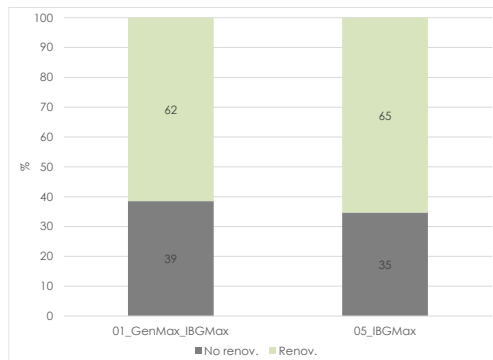


Figura 17 – Generación Renovable y No Renovable – año 2029

Escenario de Operación	01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax
<i>Renovable</i>	61.5	65.3
<i>No renovable</i>	38.5	34.7

El escenario 05\_IBGMax es el que presenta mayor generación eólica y solar igual a 47.8% de la generación total del sistema.

### Fortaleza de red

Con el objetivo de mejorar la fortaleza de la red, se determinó la necesidad de instalar un Compensador Sincrónico con una capacidad de 100 MVA y una constante de inercia superior a 7 segundos en la Subestación Brechas 230 kV, en el departamento de Santa Cruz

En la siguiente figura se muestra el nivel de fortaleza de la red, mediante la Relación de Cortocircuito Equivalente (ESCR, por sus siglas en inglés de Equivalent Short-Circuit Ratio), en los puntos de conexión de generación eólica y solar. El escenario más crítico corresponde al escenario 05\_IBGMax, en el cual fue necesario incorporar el despacho de generación mínima térmica, mediante la operación de dos Ciclos Combinados en las centrales Warnes y Termoeléctrica del Sur, y un Ciclo Combinado en la central Entre Ríos, con el fin de mantener adecuados niveles de fortaleza y estabilidad operativa.

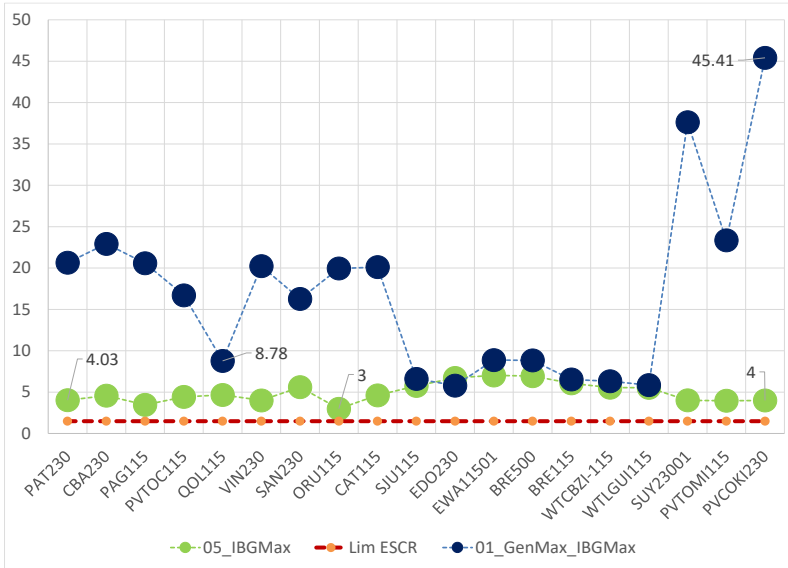


Figura 18 – Niveles ESCR – año 2029. La Tabla de valores se muestra en Anexo 2.

Se observa que los niveles de ESCR son superiores al valor mínimo requerido de ESCR=1.5.

### Análisis de contingencias

El resumen de los resultados del análisis de contingencias se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 13 – Análisis de contingencias – año 2029

Contingencia (N-1)	Observación	Escenario de operación		Medida Correctiva
		01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax	
LT SJU-GCH230	Sobrecarga en la línea BEL-GCH230 (36%)	X	-	Adecuar el esquema DAC instalado en subestación Guaracachi.
AT VHE230/115	Sobrecarga en las líneas SIS-SJO115 (10%) y SIS-SAB115 (6%)	X	-	Redespacho de generación en centrales Corani, Santa Isabel y San José.
LT SUC-PUN230	Bajos voltajes y pérdida de estabilidad del sistema Sur.	X	X	Readecuar el esquema de interdisparos del sistema Sur hasta el ingreso de la línea PUN-POTII 230 kV y ATPOTII <sup>(9)</sup> . Asimismo, la incorporación de la línea

Contingencia (N-1)	Observación	Escenario de operación		Medida Correctiva
		01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax	
				POTII-SUCII 230 kV será necesario para viabilizar el incremento de generación solar en la zona de Potosí el año 2030. Considerar el ingreso de un STATCOM 100 MVA en SE Punutuma 230 kV.
AT SUC230/115	Sobrecarga en el AT SUC230/69 (46%) y la línea SUC-ARJ069 (78%). Bajos voltajes en la red 115 kV del área Sucre (<0.9 pu)	X	-	Modificar el esquema suplementario de protección en el área Sucre hasta el ingreso del autotransformador SUC II 230/115 (**).
LT PUN-LCA230	Bajos voltajes en el sistema Sur	X	X	Considerar el ingreso de un STATCOM 100 MVA en SE Punutuma 230 kV.
LT LCA-THU230	Bajos voltajes en el sistema Sur	X	X	Considerar el ingreso de un STATCOM 100 MVA en SE Punutuma 230 kV.

(\*) El proyecto considera la línea POTII-POT 115 kV.

(\*\*) El distribuidor CESSA debe complementar con proyectos de subtransmisión en 115 kV desde subestación Sucre II.

## Inercia Sistémica y Estabilidad de Frecuencia

En la siguiente tabla se muestran los indicadores de fortaleza de red relacionados con la inercia del sistema, evaluados para cada uno de los escenarios operativos considerando la instalación del compensador sincrónico en la subestación Brechas 230 kV.

Tabla 14 - Inercia sistémica - año 2029

Escenario de Operación	01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax
Inercia (GVAs)	9.4	6.5
Pk (MW)	49.7	49.7
RoCoFmax (Hz/s)	0.13	0.19

Los resultados muestran que, en todos los escenarios, no se presenta déficit de inercia sistémica, dado que el valor máximo del indicador Rate of Change of Frequency (RoCoFmax) se mantiene por debajo de 0.8 Hz/s, cumpliendo con los criterios de estabilidad.

A continuación, se presentan los principales resultados del análisis de estabilidad de frecuencia, ante la desconexión salida de la unidad generadora con mayor potencia en cada uno de los escenarios de operación evaluados.

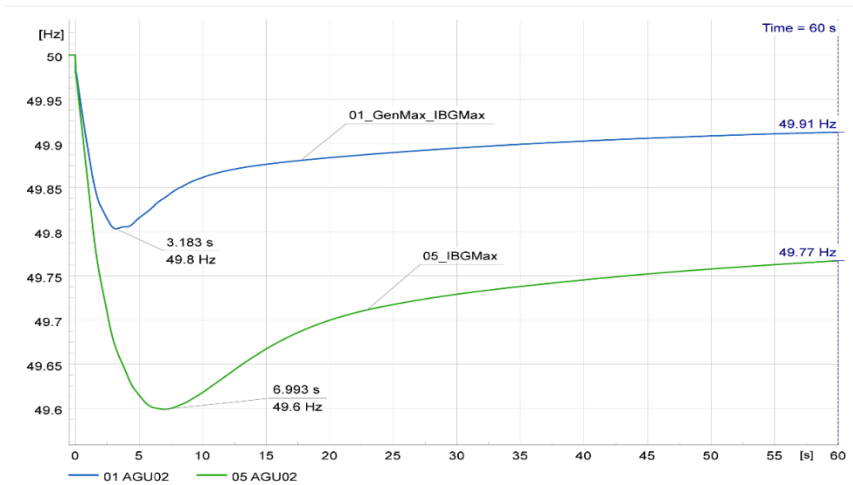


Figura 19 - Frecuencia SIN - desconexión de la unidad mayor en cada escenario - año 2029

### Condiciones de Operación Periodo 2029- 2030

En el año 2030 se prevé la incorporación de nuevos proyectos de generación solar en la zona de Uyuni, lo que ocasiona congestión en la línea Punutuma-Sucre 230 kV. Como solución a esta restricción operativa, se identificó la necesidad de incorporar la línea Potosí II-Sucre II 230 kV, alternativa seleccionada mediante la optimización realizada con el modelo NETPLAN. Este refuerzo complementa la línea Punutuma-Potosí II 230 kV, cuya entrada en operación está prevista para el año 2028.

## Proyectos necesarios hasta el año 2030

En la siguiente tabla se muestra la lista de proyectos de transmisión requeridos:

*Tabla 15 – Proyectos de expansión del sistema de transmisión periodo 2029-2030*

Área	Proyecto	Año de Ingreso
Oriental	Implementar interruptores en cada terna de la Línea Brechas-El Dorado 230 kV	2028
Oriental	Línea San Julián-Guaracachi 230 kV	2028
Oriental	Transformadores 2x150MVA_230/69 kV en subestación Guaracachi	2028
Sur	Línea Punutuma-Potosí II 230 kV (DTI)	2028
Sur	Autotransformador Potosí II 150 MVA_230/115 kV <sup>(a)</sup>	2028
Inter. Central-Norte	Línea Pagador-Contorno Bajo 230 kV	2028
Inter. Central-Oriental	Línea Mizque-Brechas 230 kV <sup>(b)</sup>	2028
Sur	STATCOM 100 MVA en Punutuma 230 kV (*)	2029
Oriental	CS 100 MVA en Brechas 230 kV (*)	2029
Sur	Línea Potosí II-Sucre II 230 kV (DTI)	2030
Sur	AT Sucre II 150 MVA_230/115 kV (**)	2030

(a) El proyecto considera la línea POTII-POT 115 kV.

(b) Construida en 500 kV, opera inicialmente en 230 kV.

(\*) Estudios más específicos deben ser realizados para determinar la conveniencia de distribuir la compensación reactiva dinámica y la capacidad del compensador síncrono a ser instalados en el SIN.

(\*\*) El distribuidor CESSA debe complementar con proyectos de subtransmisión en 115 kV desde subestación Sucre II.

CS es Compensador Síncrono; DTI Doble Terna Incompleta

6.1.1.2. Análisis año de corte 2031

En la siguiente tabla se muestran las características principales de la generación en cada uno de los escenarios operativos seleccionados para el análisis.

Tabla 16 – Escenarios de operación del año 2031– generación por tecnología

Escenario de Operación	01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax
<b>Generación [MW]</b>		
<i>Térmica</i>	1,012.8	580.4
<i>Hidro</i>	1,077.7	111.6
<i>Solar (PV)</i>	-	851.4
<i>Eólica</i>	560.9	176.8
<i>Total</i>	2,651.4	1,720.3
<i>Síncrona</i>	2,090.5	692.0
<i>IBG</i>	560.9	1,028.2
<i>Renovable</i>	1,715.6	1,164.6
<i>No renovable</i>	935.8	555.6
<b>Generación [%]</b>		
<i>Térmica</i>	38.2	33.7
<i>Hidro</i>	40.6	6.5
<i>Solar (PV)</i>	-	49.5
<i>Eólica</i>	21.2	10.3
<i>Total</i>	100	100
<i>Síncrona</i>	78.8	40.2
<i>IBG</i>	21.2	59.8
<i>Renovable</i>	64.7	67.7
<i>No renovable</i>	35.3	32.3

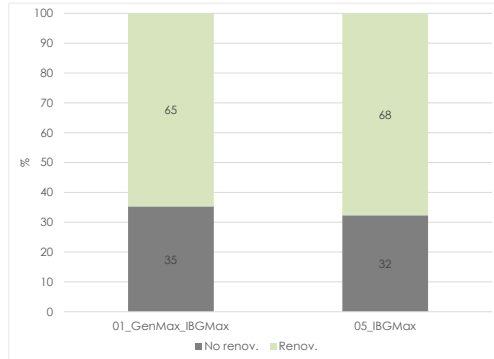


Figura 20 – Generación Renovable y No Renovable – año 2031

En el escenario 05\_IBGMax, se observa una participación del 59.8% de generación eólica y solar en el SIN, alcanzando un 67.7% de generación renovable respecto al total de la generación del sistema.

## Análisis en régimen permanente

El análisis en régimen permanente para el año 2031 evidencia que la incorporación de nueva generación solar en el área de Potosí provoca congestión en la línea Punutuma–Uyuni 230 kV. Para mitigar esta restricción, se requiere la construcción de una segunda línea Punutuma–Uyuni 230 kV, alternativa seleccionada mediante la planificación optimizada realizada con el modelo NETPLAN.

## Fortaleza de red

En el escenario de máxima generación eólica y solar (05\_IBGMax) fue necesario ajustar generación mínima en las centrales Warnes y Termoeléctrica del Sur, habilitando el despacho de un ciclo combinado adicional en cada central respecto al escenario base. De esta manera, se programaron dos ciclos combinados operando en Warnes y dos en la central Termoeléctrica del Sur, con el propósito de mantener la estabilidad de los controladores de generación eólica y solar, y así evitar problemas de estabilidad en el sistema.

Adicionalmente, se identificó la necesidad de instalar compensadores síncronos adicionales en el SIN, distribuidos de la siguiente manera: un compensador de 250 MVA en la subestación Vinto 230 kV, uno de 250 MVA en la subestación Las Carreras 230 kV, otro de 100 MVA en la subestación Pagador 230 kV y un segundo compensador de 100 MVA en la subestación Brechas 230 kV.

En la siguiente figura se muestran los niveles de fortaleza (ESCR) en los puntos de conexión de generación eólica y solar para cada uno de los escenarios de operación analizados.

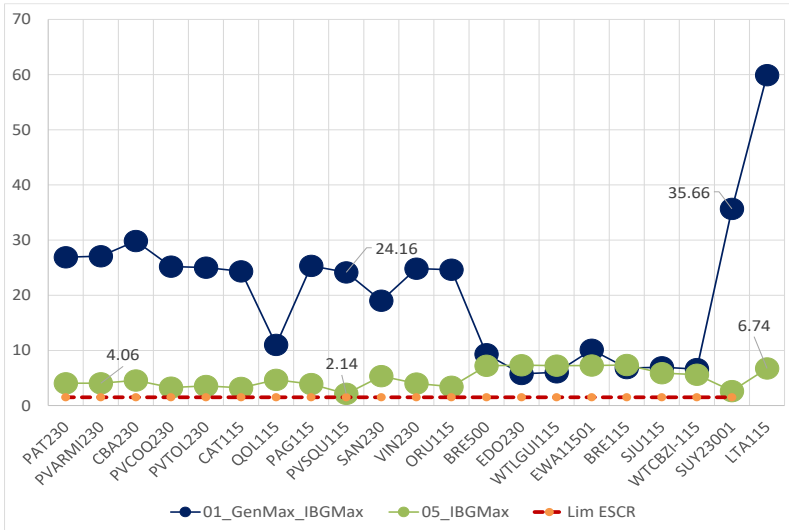


Figura 21 – ESCR en los PC de la generación IBG – año 2031. La Tabla de valores se muestra en Anexo 2.

En el escenario de máxima generación eólica y solar (05\_IBGMax), los niveles de ESCR se encuentran por encima del mínimo requerido de 1.5.

### Análisis de contingencias

El resumen de los resultados del análisis de contingencias se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 17 – Análisis de contingencias – año 2031

Contingencia (N-1)	Observación	Escenario de operación		Medida Correctiva
		01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax	
LT SJU-GCH230	Sobrecarga en la línea BEL-GCH230 (35%)	X	-	Adecuar el esquema DAC instalado en subestación Guaracachi.
LT MIZ-SUCII230	Sobrecarga en la línea SAN-SUC230 (54%)	X	X	Adecuar el esquema suplementario de protección en el sistema Sur hasta el ingreso de la segunda terna LT MIZ-SUCII 230 kV.

Contingencia (N-I)	Observación	Escenario de operación		Medida Correctiva
		01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax	
LT PUN-POTII230	Sobrecarga en las líneas SUC-PUN230 (69%) y POT-PUN115 (40%)	-	X	Este problema se resuelve con el ingreso de la segunda terna de la LT PUN-POTII230.
LT SIS-SAB115	Sobrecarga en la línea COR-ARO115 (17%)	X	-	Considerar el repotenciamiento de la LT COR-ARO115

### Inercia Sistemática y Estabilidad de Frecuencia

La siguiente tabla muestra los indicadores de fortaleza de red relacionados con la inercia del sistema para cada uno de los escenarios de operación analizados. Estos resultados ya consideran la incorporación de los Compensadores Síncronos en las subestaciones 230 kV Las Carreras, Pagador, Vinto y Brechas.

*Tabla 18 – Inercia sistemática- año 2031*

Escenario de Operación	01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax
Inercia (GVAs)	15.2	8.7
Pk (MW)	61.6	43.0
RoCoFmax (Hz/s)	0.10	0.13

En la tabla anterior se observa que en ningún escenario existe déficit de inercia sistemática, ya que el RoCoFmax se sitúa por debajo de 0.8 Hz/s.

A continuación, se presentan los principales resultados del análisis de estabilidad de frecuencia, considerando la salida intempestiva de la unidad generadora con mayor aporte de potencia en cada uno de los escenarios de operación evaluados.

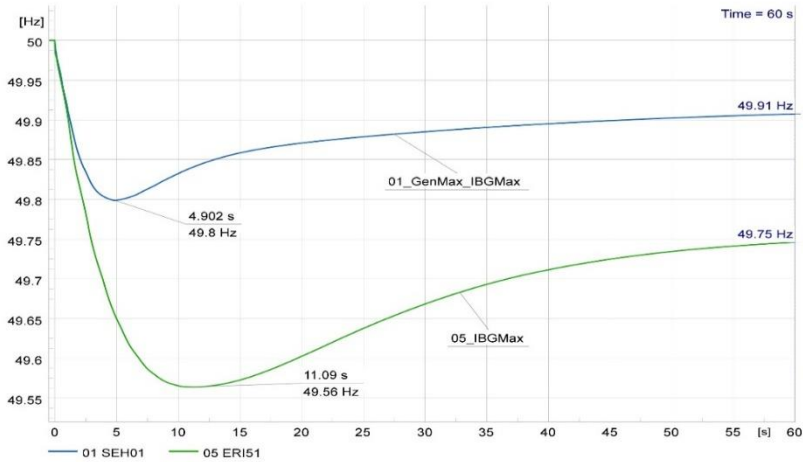


Figura 22 - Frecuencia SIN - desconexión de la unidad mayor en cada escenario - año 2031

Se observa que en ambos escenarios analizados se mantiene la estabilidad del sistema.

### Proyectos necesarios para el año 2031

En la siguiente tabla se muestra la lista de proyectos de transmisión requeridos:

Tabla 19 - Proyectos de expansión del sistema de transmisión identificados en el análisis del año de corte 2031

Área	Proyecto	Prioridad
Sur	Segundo circuito LT Punutuma - Uyuni 230 kV	2031
Central	1x CS 250 MVA en Vinto 115 kV (*)	2031
Central	1x CS 100 MVA en Pagador 230 kV (*)	2031
Oriental	1x CS 100 MVA en Brechas 230 kV (*)	2031
Sur	1x CS 250 MVA en Las Carreras 230 kV (*)	2031

(\*) Estudios más específicos deben ser realizados para determinar la conveniencia de distribuir la capacidad del Compensador Síncrono (CS).

## 6.2. PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

En la siguiente tabla se describen los refuerzos de transmisión necesarios al año 2035.

*Tabla 20 – Proyectos de transmisión que refuerzan la red como parte del proceso de transición energética*

Fecha de Ingreso	Proyecto	Capacidad (MVA)	Ubicación	Costo (MMUS\$)	Comentario
2028	LT Guaracachi - San Julián 230 kV	300	Oriental	9.4	Estos proyectos mejoran la seguridad de suministro al área Oriental.
2028	Transformador Guaracachi 230/69 kV (1 y 2)	2x150	Oriental	10.7	
2028	LT Pagador-Contorno Bajo 230 kV	285	Interconexión Central-Norte	41.0	Incrementa la capacidad de transferencia entre las áreas Central y Norte, mejorando a su vez la seguridad operativa del área Norte.
2028	LT Punutuma - Potosí II 230 kV	285	Sur	14.4	Incrementa la capacidad de transferencia y fortalece la seguridad operativa del sistema Sur.
2028	AT Potosí II 230/115 kV (*)	150	Sur	5.4	
2028	LT Mizque-Brechas 230 kV (**)	629	Interconexión Central-Oriental	138.8	Incrementa la capacidad de transferencia entre las áreas Central y Oriental, mejorando a su vez la seguridad operativa del área Oriental.
2028	LT Brechas - S.J. Chiquitos 500 kV	1,368	Oriental	149.5	Atiende el suministro eléctrico a las demandas del Mutún y viabiliza la interconexión al SIN de los sistemas aislados de Chiquitos, German Busch y otras demandas de la zona.
	LT S.J. Chiquitos - German Busch 500 kV	1,368	Oriental	186.5	

PLAN ELÉCTRICO REFERENCIAL DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA - 2035

Fecha de Ingreso	Proyecto	Capacidad (MVA)	Ubicación	Costo (MMUS\$)	Comentario
2030	LT Sucre II - Potosí II 230 kV	285	Sur	26.6	Incrementa la capacidad de transferencia y fortalece la seguridad operativa del sistema Sur.
2031	LT Punutuma - Uyuni 230 kV	147	Sur	16.1	Se requiere por seguridad para el suministro a la demanda de Litio y ante la incorporación de nuevos proyectos solares en el sistema Sur.
2032	LT Abapó-Brechas 500 kV	1,300	Oriental	78.2	Permite la inyección de la generación de la central hidroeléctrica Rositas al área Oriental, y forma parte del corredor en 500 kV destinado a recoger y transportar la generación de los proyectos hidroeléctricos de la cuenca del Río Grande.
2035	Segunda terna LT Mizque-Sucre II 230 kV	230	Interconexión Central-Sur	12.8	Incrementa la capacidad de transferencia entre las áreas Central y Sur, debido al ingreso de mayor demanda de industrialización del Litio.
<b>SUBTOTAL</b>				<b>689.4</b>	

(\*) Parte del proyecto es la línea Potosí - Potosí II 115 kV

(\*\*) Construida en 500 kV y operada inicialmente en 230 kV

Asimismo, para atender el crecimiento de la demanda de los distribuidores CESSA y ELFEC son necesarios los siguientes proyectos:

*Tabla 21 – Proyectos de transmisión para nuevos nodos de retiro*

Fecha de Ingreso	Proyecto	Capacidad (MVA)	Ubicación	Costo (MMUS\$)	Comentario
2030	Transformador Sucre II 230/115 kV. (*)	150	Sur	5.4	Refuerzo requerido para abastecer el incremento de la demanda de CESSA en el área Sucre.
2033	Subestación Marquina (Div. LT Santiváñez-Miguilla) y Transformador Marquina 230/115 kV	150	Central	10.4	Refuerzo necesario para garantizar el suministro de la demanda de ELFEC y evitar la sobrecarga del autotransformador de Valle Hermoso 230/115 kV.
SUBTOTAL				15.8	

(\*) Se debe complementar este proyecto con un proyecto de línea en 115 kV entre la nueva subestación Sucre II y la subestación Aranjuez.

Es importante tener en cuenta que la construcción de los proyectos de transmisión considerados en este estudio responde al ingreso de proyectos de generación y al suministro de la demanda del SIN.

Por lo que este Plan refleja la voluntad Estado de avanzar hacia un sistema eléctrico robusto, posibilitando el aprovechamiento de las energías renovables, creando condiciones para futuros intercambios eléctricos con países vecinos y respaldando el desarrollo productivo de demandas estratégicas en beneficio del pueblo boliviano.

**Equipamiento Complementario:**

El Plan considera el ingreso de una gran cantidad de generación renovable eólica y solar, por lo que es necesario la incorporación de equipos complementarios para la operación segura del SIN.

*Tabla 22 - Equipamiento Complementario*

Fecha de Ingreso	Proyecto	Capacidad (MVA)	Ubicación	Costo (MMUS\$)	Comentario
2029	STATCOM Punutuma 230 kV	100	Sur	25.0	Necesario para la regulación de tensión del sistema Sur
2029	Compensador Síncrono Brechas 230 kV	100	Oriental	16.0 <sup>(a)</sup>	Requerido para mejorar la fortaleza de la red del área Oriental
2031	Compensador Síncrono Vinto 230 kV	250	Oruro	26.0	Requerido para mejorar la fortaleza de la red del área Oruro
2031	Compensador Síncrono Pagador 230 kV	100	Central	16.0	Requerido para mejorar la fortaleza de la red del área Central
2031	Compensador Síncrono Las Carreras 230 kV	250	Sur	26.0	Requerido para mejorar la fortaleza de la red del área Sur
2031	Segundo Compensador Síncrono Brechas 230 kV	100	Oriental	16.0	Requerido para mejorar la fortaleza de la red del área Oriental
<b>SUBTOTAL</b>				<b>125.0</b>	

(a) Se ha actualizado el costo. El costo del compensador síncrono corresponde a una referencia de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL) de la subasta de un proyecto con características similares.

- Para la incorporación de estos proyectos al SIN será necesario adecuar la normativa vigente.
- Al ser equipos necesarios por confiabilidad, será importante verificar su ingreso conforme se concreten los proyectos de demanda y generación.

### Mapa Eléctrico del SIN al año 2035

En la siguiente figura se muestra la expansión del SIN al año 2035.

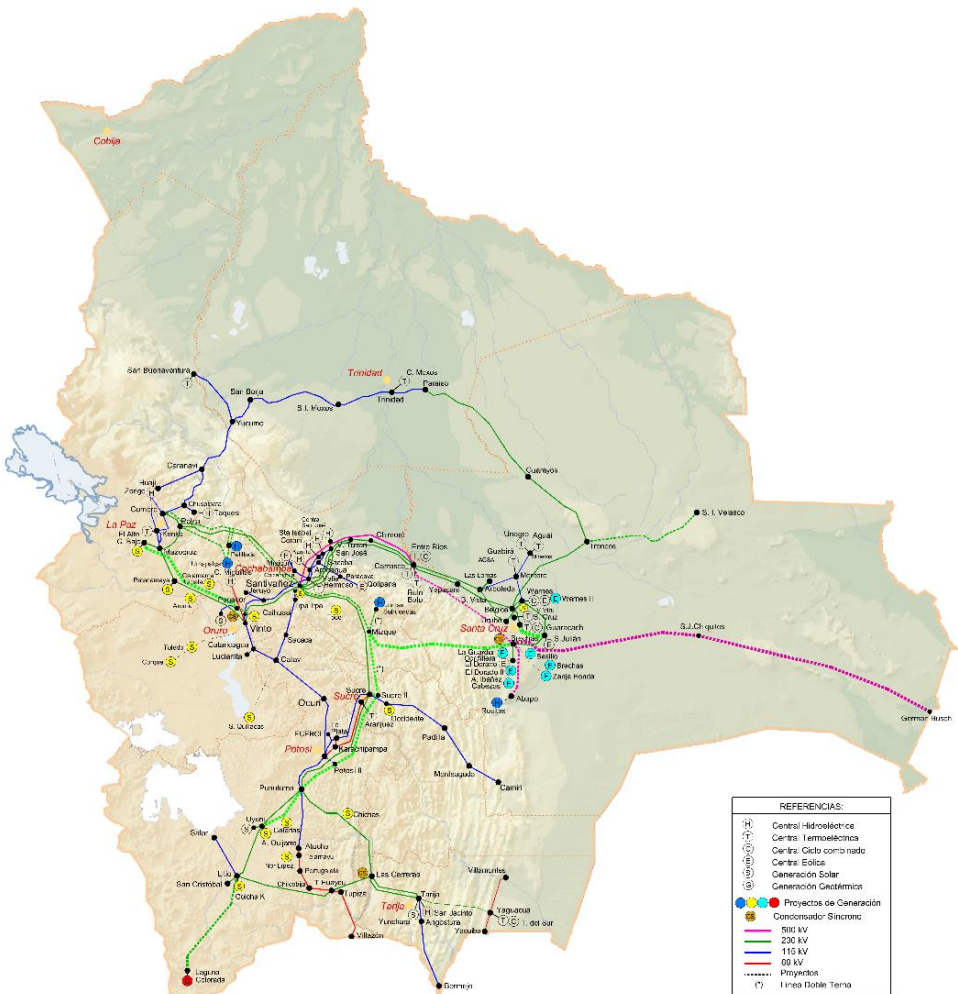


Figura 23 – Mapa eléctrico del SIN al año 2035.

### 6.3. INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS AISLADOS

La interconexión de los Sistemas Aislados del Estado Plurinacional de Bolivia constituye un pilar estratégico para avanzar hacia un desarrollo social equitativo. Actualmente, regiones como el Norte Amazónico, Germán Busch, Valles Cruceños, San Ignacio de Velasco, Chiquitos, San Matías y Charagua dependen de sistemas de generación eléctrica locales, en muchos casos alimentados por generación a gas o diésel, lo que limita su confiabilidad y eleva sus costos de operación.

#### 6.3.1. Descripción de Sistemas Aislados

Los sistemas aislados son sistemas verticalmente integrados que realizan las actividades de generación y distribución de electricidad dentro de sus áreas de operación, suministrando a regiones que aún no están conectadas al SIN.

Al año 2024, se identifican los siguientes 7 principales sistemas aislados en Bolivia:

- Sistema Norte Amazónico: conformado principalmente por los sistemas de Cobija (Departamento de Pando), Riberalta, Guayaramerín (Departamento de Beni) y otros sistemas menores en ambos departamentos.
- Sistema Germán Busch: su área de operación engloba a los Municipios de Puerto Suárez, Puerto Quijarro y Carmen Rivero Torrez de la Provincia Germán Busch del Departamento de Santa Cruz.
- Sistema Valles Cruceños: brinda suministro eléctrico a usuarios del Departamento de Santa Cruz en los municipios de Comarapa, Mairana, Moro Moro, Pampa Grande, Postrer Valle, Pucara, Quirusillas, Saipina, Samaipata, Trigal y Vallegrande.

- Sistema San Ignacio de Velasco: su área de operación se encuentra ubicada en los Municipios de San Ignacio de Velasco, San Miguel de Velasco y San Rafael de la Provincia Velasco y el Municipio de Concepción de la Provincia Ñuflo de Chávez del Departamento de Santa Cruz,
- Sistema Chiquitos: su área de operación se encuentra ubicada en los Municipios de San José de Chiquitos y Roboré de la Provincia Chiquitos del Departamento de Santa Cruz.
- Sistema San Matías: su área de operación está ubicada en el Municipio de San Matías de la Provincia Ángel Sandoval en el Departamento de Santa Cruz.
- Sistema Charagua: su área de operación se encuentra ubicada en el Municipio de Charagua de la Provincia Cordillera del Departamento de Santa Cruz,

La ubicación de estos sistemas y tipo de generación se muestra en el siguiente mapa:

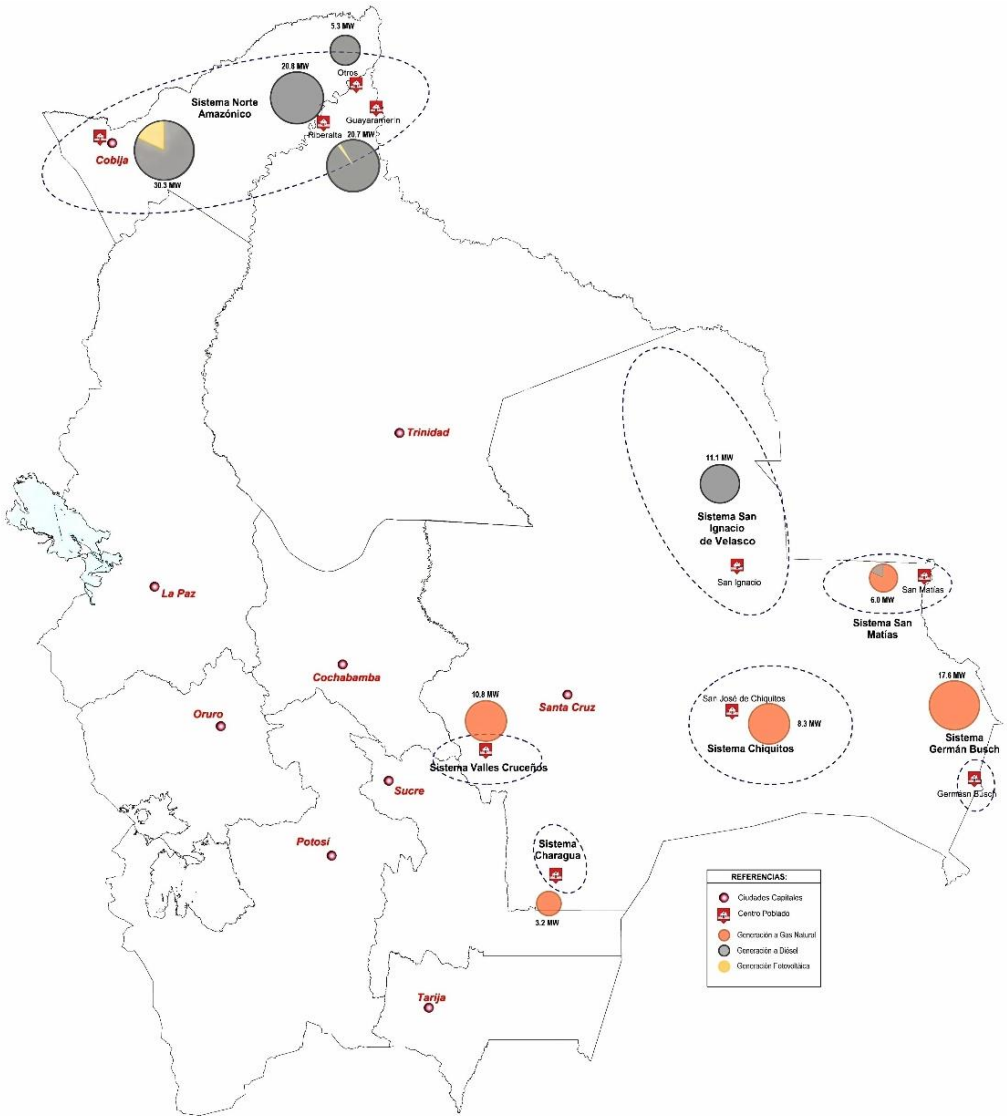


Figura 24 – Ubicación y tipo de generación principales Sistemas Aislados (MW)

El año 2024 el consumo final de electricidad en los sistemas aislados fue de 424 GWh, equivalente al 4% del consumo del SIN. La siguiente tabla presenta las características de dichos sistemas.

*Tabla 23 – Características sistemas aislados 2024*

Sistema	Número de Consumidores	Demanda Máxima (MW)	Generación Bruta (GWh)	Potencia Efectiva a Temp. Media (MW)
N. Amazónico	57,147	36.7	193	77.0
German Busch	12,330	11.9	74	17.6
Valles Cruceños	28,085	7.2	42	10.8
San Ignacio de Velasco	15,563	8.4	49	11.1
Chiquitos	10,361	5.9	30	8.3
San Matías	4,228	2.3	10	6.0
Charagua	4,275	1.4	7	3.2

### 6.3.2. Interconexión de Sistemas Aislados previstos

Esta sección, presenta los resultados de los análisis de interconexión de los Sistemas Aislados considerando los proyectos de la Programación de Mediano Plazo y los resultados del plan de transmisión descritos en el punto anterior.

#### 1) Programación de Mediano Plazo

##### Sistema San Ignacio de Velasco

ENDE en la Programación de Mediano Plazo mayo/2025 – abril/2029, declaró la interconexión del Sistema San Ignacio de Velasco al SIN mediante la línea en 230 kV Troncos - San Ignacio de Velasco el año 2026, línea de 235 km de longitud con una capacidad de transferencia de 95 MVA.

La figura a continuación muestra un diagrama simplificado del proyecto:

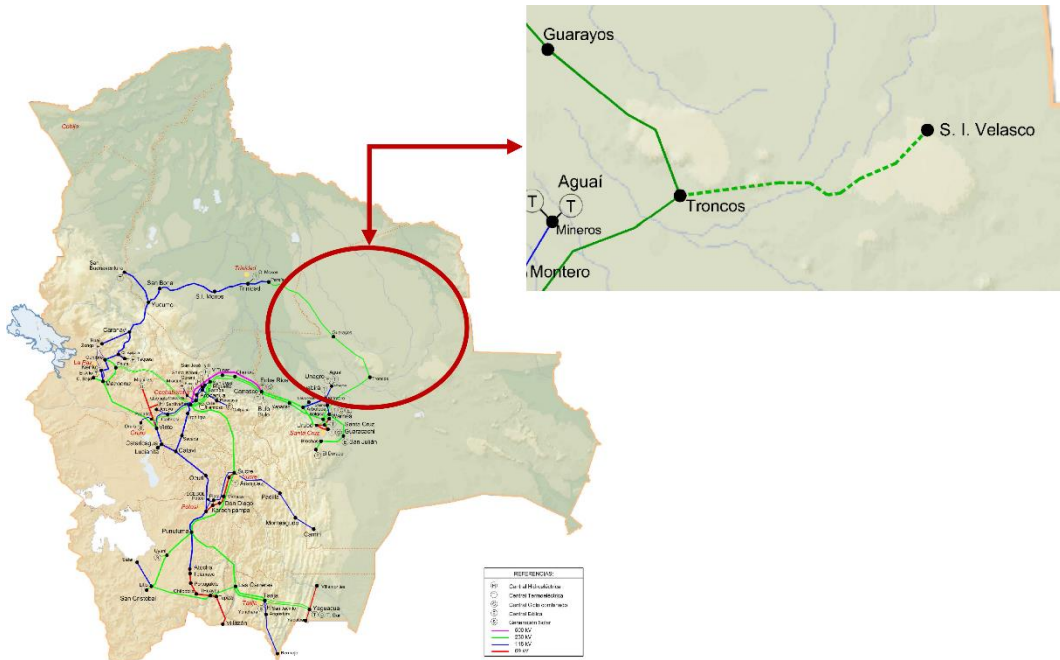


Figura 25 – Proyecto Línea Troncos – San Ignacio de Velasco en 230 kV.

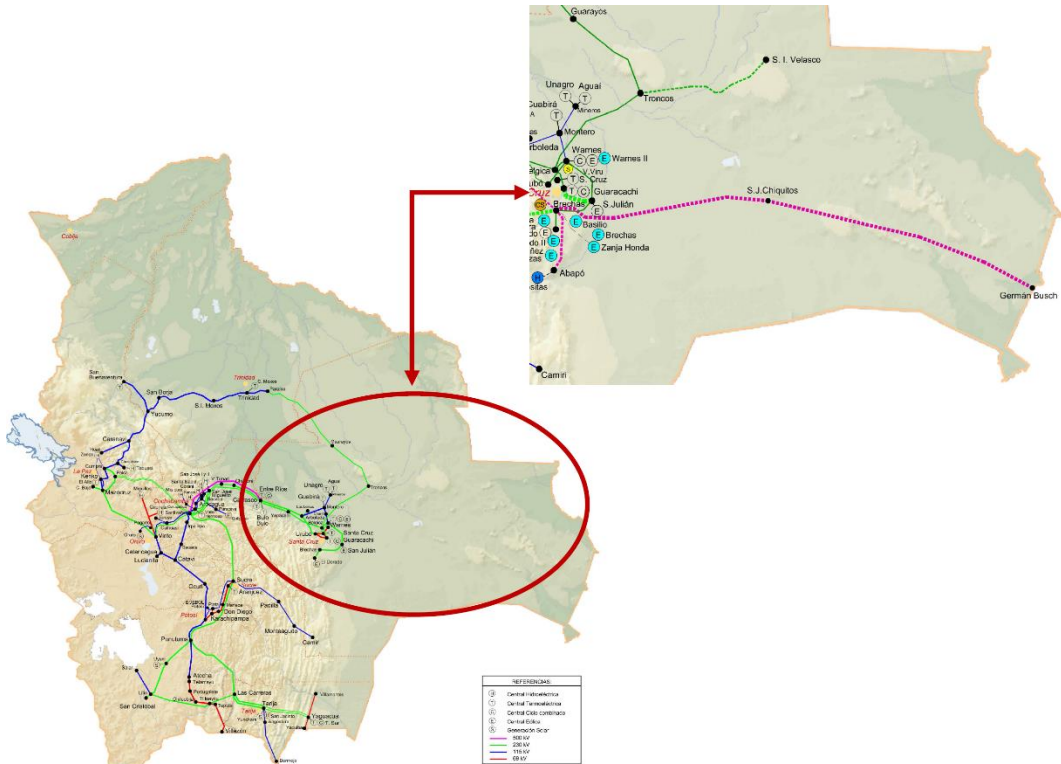
## 2) Plan de Transmisión

A partir de los resultados del Plan de Transmisión, se analiza la integración de sistemas aislados al SIN.

### Sistema Germán Busch

La línea de transmisión en 500 kV Brechas-German Busch ingresa el año 2028, lo que permite interconectar el sistema aislado Germán Busch al SIN.

La siguiente figura muestra el diagrama simplificado del proyecto:



*Figura 26 – Mapa de interconexión sistema Germán Busch*

Con relación al sistema San José de Chiquitos es importante mencionar que se encuentra aproximadamente a la mitad de la línea Brechas-German-Busch, donde podría implementarse una subestación de compensación y constituir un nuevo nodo de retiro para atender la demanda de este sistema aislado.

## Sistema Norte Amazónico

Se tiene previsto el suministro de energía eléctrica a los sistemas aislados del Norte Amazónico a partir de su interconexión eléctrica con subestaciones ubicadas en Brasil. El proyecto tiene como objetivo desplazar el uso de combustibles fósiles empleados para la generación eléctrica en la zona a través de enlaces que vinculen a las poblaciones de Guayaramerín, Riberalta y Cobija con nodos en el sistema eléctrico brasileiro a través de convertidores de frecuencia Back to back.

Esta alternativa se plantea como solución a la problemática de las grandes distancias de los nodos principales del SIN con los sistemas del Norte Amazónico.

El proyecto considera la interconexión eléctrica en dos fases:

- Fase 1: Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Brasil en Media Tensión.
- Fase 2: Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Brasil en Alta Tensión.

La interconexión del Norte Amazónico al SIN de Bolivia mediante una línea de transmisión representa un elevado costo de inversión en líneas y equipos FACTS de compensación, además de posibles problemas operativos ante falla en las líneas de interconexión, por lo que esta solución debe ser revisada más adelante en función del crecimiento de la demanda y futuros proyectos de generación en la zona.

Estas interconexiones permitirán impulsar la actividad económica local, la industrialización regional y la mejora de la calidad de vida, brindando energía para la producción agropecuaria, los servicios de salud, educación, la modernización de las ciudades intermedias, optimizar el uso de los recursos energéticos nacionales, reduciendo el consumo de combustibles fósiles, promoviendo la eficiencia y abriendo la puerta a una integración eléctrica regional que fortalezca el posicionamiento geopolítico de Bolivia como un centro energético de la región.

Además, que todos los bolivianos, sin importar su ubicación geográfica, gocen de los mismos derechos de acceso a la energía.

### 6.3.3. Evaluación económica de la interconexión de otros Sistemas Aislados

Se evalúa la conveniencia de interconectar los sistemas aislados al SIN (Valles Cruceños, Chiquitos, San Matías y Charagua) a través de proyectos en alta y media tensión, respecto a la operación aislada de estos sistemas, considerando los costos de inversión y los costos de operación & mantenimiento. El análisis compara el VAN de los dos escenarios. A continuación, se presentan las alternativas de interconexión evaluadas para cada sistema aislado.

*Tabla 24 - Proyectos de Integración al SIN.*

Sistema	Línea	Tensión (kV)	Longitud (km)	Inversión (MMUS\$)
V. Cruceños. 1	Línea Brechas - Mataral 115 kV	115	115	19.8
V. Cruceños. 2	Línea Mizque - Mataral 115 kV	115	150	29.1
V. Cruceños. 3	SE Mataral 500/230 kV, Div LT Mizque-Brechas	500		27.0
Chiquitos 1	Línea San Julián - San José de Chiquitos	230	228	48.9
Chiquitos 2	Subestación Chiquitos 500/230/24.9 kV	500		16.6
San Matías	Línea San Ignacio de Velasco - San Matías	230	280	60.4
Charagua 1	Línea Camiri - Charagua 115 kV	115	65	10.6
Charagua 2	Línea Camiri - Charagua 34.5 kV	34.5	65	5.6

El detalle completo de las evaluaciones se encuentra en el Anexo 3.

La siguiente tabla presenta un resumen de la comparación del cálculo del VAN a 10 años para ambas alternativas, con un costo de gas estimado en 6.5 US\$/MMBtu.

Tabla 25 – Costo- Beneficio Interconexión vs Generación Aislada.

Detalle	V. Cruceños 1 (MMUS\$)	V. Cruceños 2 (MMUS\$)	V. Cruceños 3 (MMUS\$)	Chiquitos 1 (MMUS\$)	Chiquitos 2 (MMUS\$)	San Matías (MMUS\$)	Charagua 1 (MMUS\$)	Charagua 2 (MMUS\$)
VAN Costo Total de Operación SA	37.4	37.4	37.4	27.6	27.6	9.5	5.6	5.6
VAN Costo Total de Interconexión	50.7	58.9	57.1	67.2	38.7	63.2	14.8	10.4
Diferencia	-13.3	-21.5	-19.6	-39.6	-11.1	-53.7	-9.2	-4.8

El análisis económico muestra que, debido al tamaño de la demanda de cada uno de los sistemas aislados respecto a la inversión requerida para su interconexión, es recomendable diferir su interconexión a la espera de un mayor desarrollo de la demanda.

Uno de los lineamientos clave de la política energética es fomentar el uso eficiente del gas natural, dado que se trata de un recurso no renovable. En este marco, y con miras a futuras evaluaciones, se presenta a continuación el ahorro estimado por la diferencia en eficiencia entre la generación con motores a gas y la generación mediante ciclos combinados.

Tabla 26 – Valor presente ahorro por eficiencia de gas 30 años.

Sistema	Rendimiento (MPC/MWh)	Consumo Aislado Total (MMPC)	Consumo Interconectado Total (MMPC)	Ahorro Total Gas (MMPC)	VAN Ahorro Gas (MMUS\$)
Valles Cruceños	10.2	26,385	19,104	7,281	11.3
Chiquitos	11.2	18,306	12,008	6,299	10.1
San Matías	12	8,122	4,989	3,133	4.8
Charagua	10.3	4,007	2,862	1,145	1.8

Este ahorro fue valorizado a 6.5 US\$/MMBtu y proyectado a 30 años, usando como criterio el Valor Actual Neto (VAN). El cálculo se basó en el consumo anual de gas de cada escenario; la diferencia representa el volumen ahorrado, al que se asignó un valor económico anual, y con estos flujos se determinó el VAN.

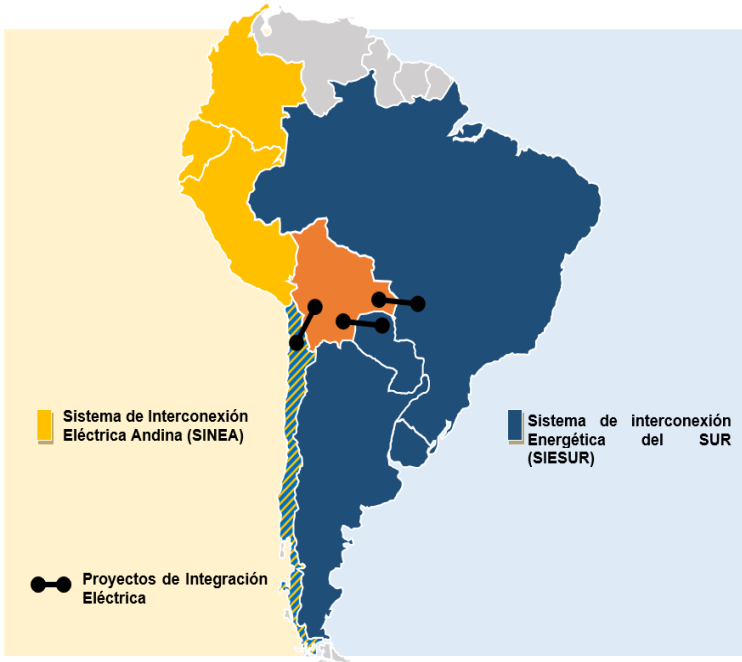
#### 6.4. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El desarrollo de nuevas interconexiones internacionales del Estado Plurinacional de Bolivia forma parte integrante de las políticas de transición energética, ya que las mismas permitirán que el sistema eléctrico boliviano alcance una mayor eficiencia energética y además incrementará su resiliencia ante el cambio climático.

Asimismo, el impulso a la integración está basado en la posición estratégica del país, dado que Bolivia es un puente natural de energía en Sudamérica, al estar privilegiadamente ubicada entre la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y el Mercado Común del Sur (MERCOSUR). Esta posición puede reducir los costos de transmisión eléctrica y promover la integración regional, con el potencial de convertirse en un hub energético clave en la región, posicionando a Bolivia como un eje estratégico para la integración energética regional.

Por otro lado, en línea con las políticas de integración, el Estado boliviano, ha impulsado su participación en iniciativas de integración regional, tales como, la Iniciativa SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) y la iniciativa SIESUR (Sistema de Integración Energética de los países del Cono Sur), logrando, en ambos casos su membresía plena.

Estas Iniciativas tienen el objetivo de coadyuvar al desarrollo de infraestructura de interconexión regional y promover los intercambios energéticos transfronterizos, para el mayor aprovechamiento de recursos energéticos complementarios, disminución de la huella de carbono e incremento en la seguridad energética, por lo que la participación en las mismas representa para Bolivia un espacio multilateral importante para promover la integración energética.



*Figura 27 – Integración eléctrica regional de Bolivia*

#### 6.4.1. Integración Eléctrica Bolivia-Brasil

Para el desarrollo de la integración eléctrica entre Bolivia y Brasil, ambos Estados han suscrito una serie de acuerdos internacionales, los cuales muestran la voluntad política de los países de avanzar en el desarrollo de su integración eléctrica:

- Memorando de Entendimiento sobre el desarrollo de intercambios eléctricos y futura integración eléctrica (año 1998).
- Memorando de Entendimiento en materia energética (año 2007).
- Memorando de Entendimiento para promover el desarrollo de interconexiones eléctricas (año 2024).

Asimismo, mediante el memorando de entendimiento de la gestión 2007, fue establecido un Comité Técnico Binacional Bolivia-Brasil (CTB), con participación de expertos de ministerios y entidades de ambos países, el cual es un espacio de trabajo bilateral de ambos países, para desarrollar actividades y proyectos de integración energética entre Bolivia y Brasil.

En este marco, ambos países acordaron desarrollar nuevos estudios de integración eléctrica a través de un Convenio de Cooperación Técnica Regional entre el BID, ELECTROBRAS y ENDE. De esta manera, entre los años 2021-2022 se desarrolló el “Estudio de Planificación y Estudios Técnicos Preliminares del Proyecto de Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Brasil”, con el objetivo de efectuar un análisis de integración eléctrica entre Bolivia y Brasil que incluya: i) Un estudio de planificación de la generación de ambos países de forma individual y conjunta considerando las alternativas de interconexión eléctrica, ii) Identificación de características técnicas de las instalaciones de interconexión, y iii) Estudios técnicos básicos que garanticen el adecuado funcionamiento de las soluciones propuestas.

Del estudio realizado se concluyó que la interconexión genera beneficios positivos para los sistemas eléctricos de ambos países y se identificaron alternativas de interconexión que vincularían el área de Santa Cruz de la Sierra (SE Brechas) con el sistema brasileño (SE Rio Verde Norte o SE Jaurú), mediante un enlace HVDC bidireccional que posibilitaría intercambios en ambas direcciones.

Por otro lado, en reunión del CTB de la gestión 2023, ambos países acordaron desarrollar la integración eléctrica entre sus sistemas eléctricos en las siguientes fases:

- Fase 1: Intercambio de 420 MW,
- Fase 2: Intercambio de 580 MW adicionales.

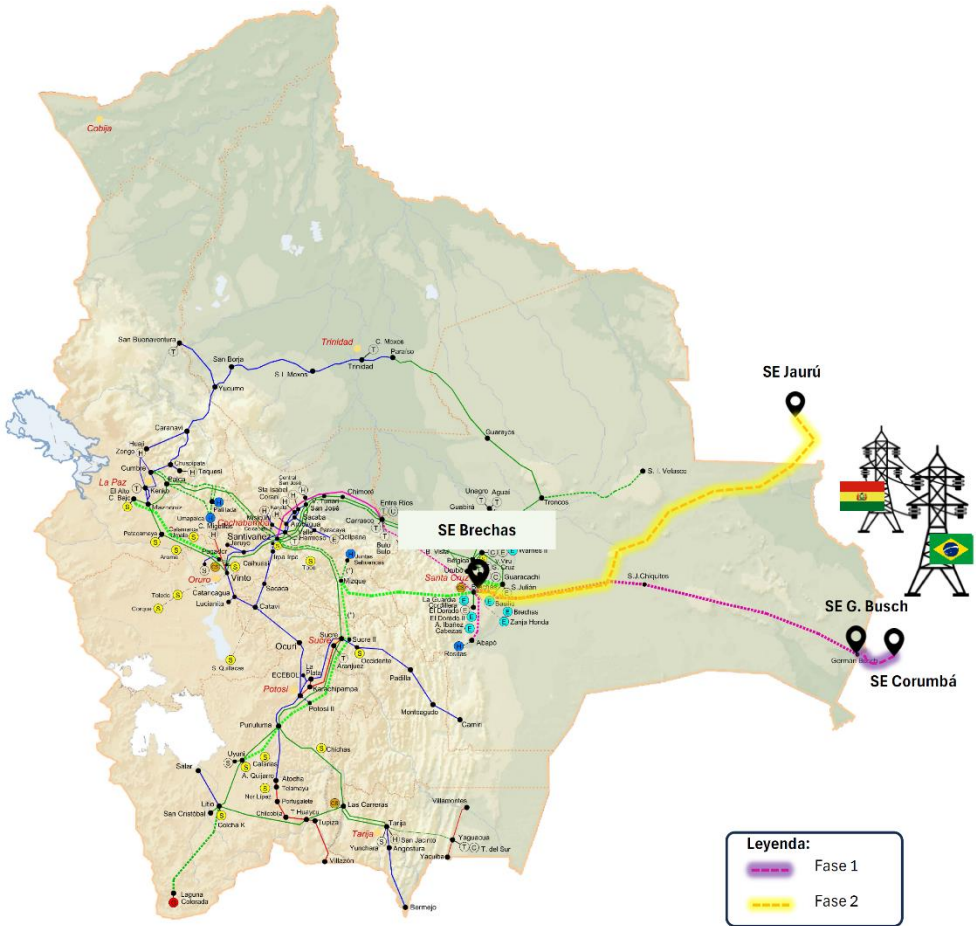


Figura 28 – Integración eléctrica Bolivia–Brasil (Fase 1 y Fase 2)

***Fase 1 de Interconexión:***

Esta fase, permite aprovechar la expansión planificada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) hasta la provincia Germán Busch (Santa Cruz) y contempla la interconexión entre la subestación Germán Busch (Bolivia) con la subestación Corumbá 2 (Brasil).

Desde la reunión del CTB de 2023, ambos países avanzaron en las gestiones y análisis correspondientes y en reunión del 2024, acordaron un plan para el desarrollo de la Fase 1 de la interconexión entre ambos países. El mismo prevé la conclusión de los estudios de integración eléctrica del proyecto hasta finales de la gestión 2025, para su posterior

subasta durante la gestión 2026 e implementación correspondiente.

Por parte de Brasil, los estudios están siendo llevados a cabo por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidad encargada de la planificación de todo el sector energético de Brasil.

Los estudios técnicos desarrollados por la EPE permitirán identificar tanto la infraestructura de interconexión requerida, así como, los refuerzos internos necesarios, a fin de brindar las condiciones óptimas para la interconexión entre ambos países, tanto en condiciones normales como de contingencia.

Por parte de Bolivia, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ha realizado los estudios correspondientes, para verificar tanto el desempeño del SIN considerando los intercambios máximos previstos con Brasil, así como para identificar refuerzos necesarios para que el sistema eléctrico cumpla con los criterios de desempeño requeridos.

Asimismo, los equipos de Bolivia y Brasil se encuentran trabajando en el instrumento jurídico que permita establecer los compromisos estratégicos binacionales que permita la implementación de la Fase 1 de interconexión.

### *Fase 2 de Interconexión:*

Asimismo, en la reunión del CTB de la gestión 2024, Bolivia y Brasil acordaron que se iniciarán los estudios técnicos de integración eléctrica de la Fase 2 de interconexión de manera posterior a la conclusión de los estudios de la Fase 1.

#### 6.4.2. Integración Eléctrica Bolivia-Paraguay

Para el desarrollo de la integración eléctrica entre Bolivia y Paraguay, la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en coordinación con el Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), ha estado desarrollando gestiones con la Administración Nacional de Electricidad de Paraguay (ANDE), la cual es la entidad encargada de realizar todas las actividades de la industria eléctrica en dicho país, incluyendo la planificación, operación y regulación del sector eléctrico, así como, de llevar a cabo las actividades de intercambio internacional de electricidad.

ENDE y ANDE suscribieron en 2015 el “Acuerdo Interinstitucional de Cooperación y Asistencia Recíproca” y el “Acuerdo Específico para la Realización de Estudios Conjuntos en Materia de Interconexión Eléctrica”, en el marco de los cuales se contrató el desarrollo del “Estudio de Viabilidad de la Línea de Interconexión Bolivia – Paraguay”, donde se identificó la complementariedad energética entre ambos países y los beneficios positivos de la interconexión para ambos países.

De esta manera, en la gestión 2024, ambas entidades firmaron el “Acuerdo Interinstitucional de Cooperación y Asistencia Recíproca para la Realización de Estudios en Materia de Integración Eléctrica”, con la finalidad de realizar estudios conjuntos de integración eléctrica, los cuales permitirán evaluar los beneficios de la interconexión, considerando que la nueva planificación de los sistemas eléctricos de ambos países brindará mejores condiciones para la interconexión entre ambos países.

### *Evaluación Técnica del Sistema Boliviano*

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), ha realizado estudios eléctricos preliminares para analizar puntos de interconexión. Se han identificado dos alternativas:

- Alternativa 1: Subestación Yaguacua (Área Sur).
- Alternativa 2: Futura Subestación San José de Chiquitos 500/230 kV (Área Oriental). Esta opción considera la construcción del tramo Brechas–San José de Chiquitos 500 kV y un autotransformador de 450 MVA 500/230 kV en Chiquitos, ambos planificados.



Figura 29 – Alternativas de interconexión Bolivia-Paraguay

***Estudios de Integración Eléctrica Bolivia-Paraguay:***

En el marco del acuerdo suscrito entre ENDE-ANDE en la gestión 2024, durante la gestión 2025 se contrató el “Estudio de Integración Eléctrica entre Bolivia y Paraguay”, cuyo seguimiento está siendo desarrollado y coordinado entre el VMEER, ENDE y CNDC por parte de Bolivia y de la ANDE por parte de Paraguay.

Posteriormente, los equipos de Bolivia y Paraguay trabajarán en el instrumento jurídico que permita la implementación de las obras de interconexión entre ambos países.

### 6.4.3. Integración Eléctrica Bolivia-Chile

El desarrollo de la integración eléctrica entre Bolivia y Chile se inició en el marco de la Iniciativa SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina), dado que el desarrollo de la interconexión entre ambos países fue incluido en la Hoja de Ruta de dicha Iniciativa para el período 2020-2030.

Entre las gestiones 2022 y 2023, se llevó a cabo el “Estudio de Alternativas de Interconexión Eléctrica Bolivia-Chile”, donde se identificó la complementariedad energética entre ambos países y las siguientes alternativas de interconexión:

- Alternativa 1: Línea de transmisión en 230 kV (doble terna) entre la subestación Pagador (Bolivia) y la subestación Nueva Lagunas (Chile).
- Alternativa 2: Línea de transmisión en 230 kV entre la subestación Litio (Bolivia) y la subestación Nueva Cerro Pabellón (Chile).

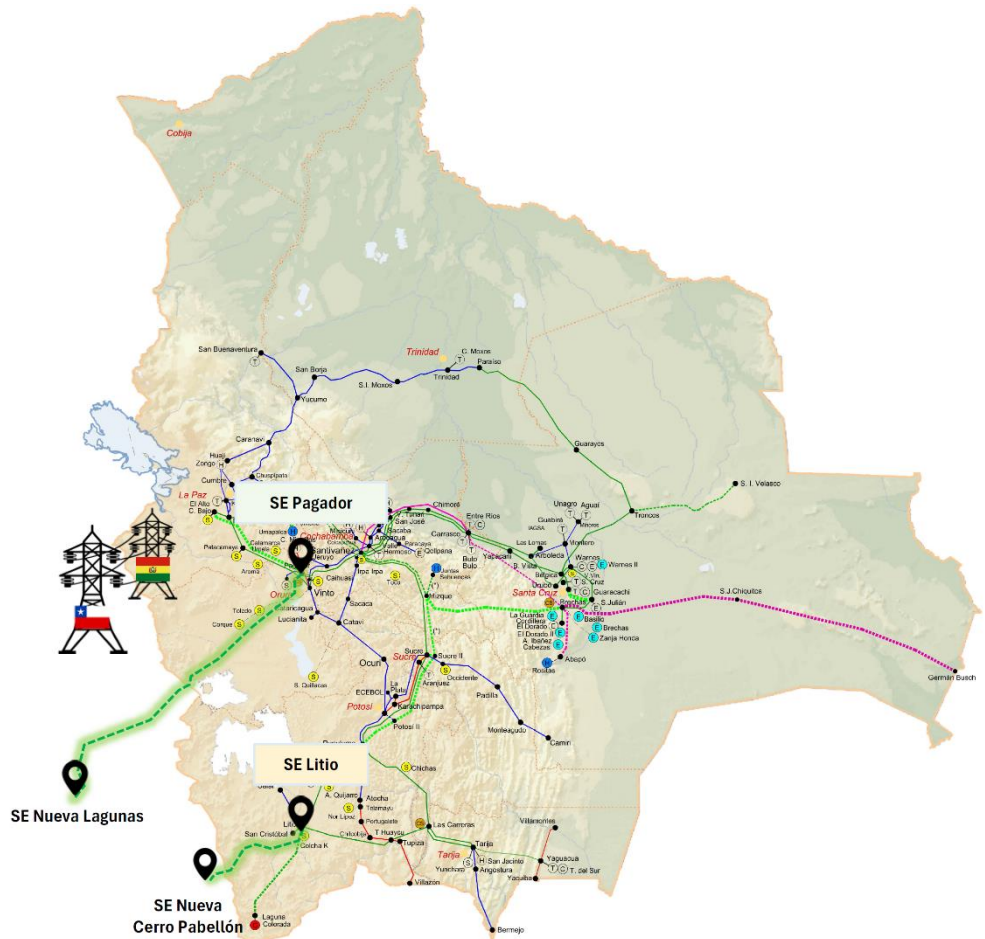


Figura 30 – Alternativas de interconexión Bolivia-Chile

Asimismo, los equipos de Bolivia y Chile, en reuniones de la Iniciativa SINEA, manifestaron su interés de trabajar en la fase 2 de los estudios de integración eléctrica, el cual incluya el análisis de las distintas alternativas de interconexión, la evaluación de factibilidad técnica y económica; como resultado, se espera la definición de la alternativa de interconexión más conveniente para ambos países.

En este sentido, se tiene previsto que la fase 2 de los estudios inicien durante la gestión 2025.

***Memorando de Entendimiento Bolivia-Chile:***

En julio de 2025 Bolivia y Chile firmaron un Memorando de Entendimiento para establecer compromisos entre ambos países para promover el desarrollo de su integración y complementación energética para el mayor aprovechamiento de sus recursos energéticos.

Dicho Memorando permitirá establecer áreas de cooperación binacional para la identificación y desarrollo de proyectos energéticos, la promoción de intercambios energéticos, el fomento de la transferencia de tecnología y conocimiento así como el establecimiento de un Comité Técnico Binacional encargado de desarrollar proyectos de manera conjunta.

## ANEXOS

### ANEXO 1 - DESCRIPCIÓN DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

#### Estudios eléctricos estacionarios

Los estudios eléctricos estacionarios incluyen el análisis de los flujos de potencia y de fortaleza de red, que se explican en detalle a continuación.

#### Condiciones de operación

En el análisis, se simulan los flujos de potencia activa bajo las siguientes condiciones de operación:

- Operación normal (N), o caso base.
- Contingencia simple (N-1). Partiendo de caso base, se simula la salida intempestiva de los siguientes componentes del sistema de transmisión: Circuitos simples (simple terna), Transformadores Equipos de compensación u otros equipos con capacidad para regular su potencia reactiva de salida (p.ej. SVC, STATCOM o generadores).

Los límites permitidos para la tensión se muestran en la tabla A1.1.

*Tabla A1.1 - Límites de tensión en barras*

Tensión nominal [kV]	Desvíos permitidos de tensión	
	Estado normal	Estado de emergencia (posterior a la contingencia)
500	±5%	-10.0%
		6.5%
230	±5%	-10.0%
		6.5%
115	±5%	-10.0%
		7.0%
69	±5%	-10.0%
		5.0%

## Fortaleza de red

La fortaleza de red es la habilidad del sistema en un determinado nodo a resistir cambios en la amplitud y/o la fase de su tensión frente a eventos impuestos de forma externa, por ejemplo, como consecuencia del cambio en las condiciones de operación o de una falla.

Está relacionada con los niveles de potencia de cortocircuito disponibles, y tiene un impacto directo en la estabilidad de tensión del sistema. La pérdida de fortaleza de red equivale a decir que la red se vuelve más débil, y suele corresponderse por lo general con el desplazamiento de generación convencional síncrona (con un aporte al cortocircuito de varias veces su potencia nominal) por generación estática (de aporte al cortocircuito equivalente a su potencia nominal, como máximo).

La pérdida de fortaleza de red suele acarrear algunos de los siguientes problemas, típicamente asociados a redes débiles:

- Reducción de los límites estáticos de estabilidad angular y de tensión y, en consecuencia, limitación de la capacidad de transmisión.
- Sobretensiones transitorias poco amortiguadas, con riesgo asociado de desconexión de generación y demanda.
- Funcionamiento inadecuado de los controladores de los convertidores de potencia tradicionales (seguidores de red), diseñados para operar con un valor mínimo de potencia de cortocircuito en sus terminales.

En el análisis se utiliza la relación de cortocircuito efectiva (ESCR, por sus siglas en inglés de Equivalent Short-Circuit Ratio) para la identificación de zonas del sistema débiles y especialmente expuestas a la aparición de problemas como los descritos anteriormente. A diferencia de la relación de cortocircuito “clásica” (SCR), el ESCR tiene en cuenta la presencia de otros inversores en nodos eléctricamente cercanos, lo que aumenta la potencia efectiva inyectada en el nodo en cuestión.

El ESCR en el  $j$ -ésimo nodo monitoreado se calcula como:

$$ESCR_j = \frac{SCC_j}{\sum_{k=1}^{N_{IBG}} (IF_{jk} \times P_k)}$$

donde:

$SCC_j$  es la potencia de cortocircuito trifásica en el nodo  $j$ ,

$N_{IBG}$  es el número de unidades de generación no síncronas, basadas en inversores (IBG, por sus siglas en inglés de Inverter-Based Generation),

$P_k$  es la potencia inyectada de la  $k$ -ésima central de generación IBG en MVA (potencia despachada en el escenario en particular),

$IF_{jk} = \Delta u_k / \Delta u_j$  es el factor de interacción calculado en base a las variaciones de tensión en los nodos  $k$  e  $j$ , respectivamente, ante un cortocircuito trifásico franco en el nodo  $j$ .

El factor de interacción  $IF_{jk}$  representa la sensibilidad de tensión entre ambos nodos: así, nodos eléctricamente lejanos tendrán un  $IF \rightarrow 0$  mientras que nodos eléctricamente cercanos tendrán  $IF \rightarrow 1$ .

El cálculo del factor de interacción resulta directo en PowerFactory mediante un cálculo de cortocircuito según el método completo. El factor de interacción  $IF_{jk}$  se determina a partir del cociente entre las diferencias de tensión antes y después de la falla  $\Delta U = U_{ref} - U_{shc}$  del nodo  $k$  y del nodo  $j$ , respectivamente.

Como hipótesis conservadora se considera que la generación IBG, existente y futura, es del tipo seguidor de red y no contribuyen a la potencia de cortocircuito<sup>2</sup>. Adicionalmente, se configura el cálculo con la opción de "corrientes de cortocircuito mínimas".

En general, no existe un límite absoluto para la relación de cortocircuito efectiva (ESCR) por debajo del cual el sistema se vuelva inestable. Existen múltiples factores que pueden influir en la aparición de inestabilidades, especialmente aquellos relacionados con la respuesta

<sup>2</sup> Se asigna el modelo de cortocircuito "Dynamic voltage support" y en el comando de cálculo de cortocircuito se deshabilita la iteración de corriente.

dinámica de los controladores de la generación IBG.

En este sentido, cabe destacar que los inversores seguidores de red actualmente disponibles en el mercado suelen utilizar estrategias propias del fabricante para mejorar la estabilidad del control aún en condiciones de baja potencia de cortocircuito (congelamiento de la señal de referencia, filtrado, aumento de la ganancia del PLL, etc.).

Por ello, el ESCR debe entenderse únicamente como un indicador del riesgo de aparición de problemas relacionados con la fortaleza de red para que, en caso de ser necesario, se realicen análisis más detallados que confirmen su existencia y si se requieren medidas adicionales de control.

En base a lo anterior, y en función de los valores del ESCR en el punto de conexión de la generación IBG, se diferencia entre las siguientes situaciones:

- $ESCR > 3$ : la rigidez del sistema es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor, aun con parámetros de control estándares. Se puede descartar la interacción con otros inversores en el sistema, por lo que el ajuste del control del inversor puede hacerse de manera individual.
- $1.5 \leq ESCR \leq 3$ : existe un riesgo mayor de interacción con otros inversores en el sistema, con lo que el ajuste de los parámetros del control del inversor deberá ser coordinado en forma conjunta con los otros inversores eléctricamente cercanos en el sistema, con el fin de tener una respuesta en conjunto estable.
- $ESCR < 1.5$ : aún un ajuste específico de los parámetros del control del inversor puede no ser suficiente para alcanzar una respuesta dinámica estable. Se necesitarán equipos adicionales, tales como condensadores síncronos o inversores del tipo formadores de red, para garantizar una operación estable del inversor.

En el presente estudio, y a los efectos de la planificación de la red, el valor mínimo de ESCR debe ser superior a 1.5 en todos los puntos de conexión de generación IBG, para así limitar el riesgo de interacción entre inversores y, en general, la aparición de los problemas de estabilidad mencionados anteriormente. Este límite es consistente con diversas normas técnicas internacionales y estudios realizados en otros sistemas eléctricos con alta penetración de generación.

De esta forma es posible asegurar que la estabilidad de la nueva generación IBG conectada al sistema podrá alcanzarse, si fuera necesario, mediante una sintonización específica del control del inversor en un estudio detallado (p.ej. con modelos específicos del fabricante).

Con el fin de asegurar que se alcanzan los valores mínimos requeridos para el ESCR, existe la posibilidad de instalar equipos específicos que aumentan la potencia de cortocircuito disponible (p.ej. compensadores síncronos). También se pueden aplicar restricciones a la operación, que se traduciría en la necesidad de operar un mínimo de máquinas síncronas en áreas débiles del sistema o restringir la inyección de generación estática.

### Tasa de cambio máxima de la frecuencia

Tras la desconexión del mayor bloque de generación o demanda del sistema, la tasa de cambio de la frecuencia ( $RoCoF^3$ ) resultante no debe comprometer la estabilidad transitoria de la generación síncrona, ni provocar la activación del esquema de desconexión de carga. Tampoco debe resultar en la actuación de los sistemas de protección anti-isla en la generación IBG.

La tasa de cambio máxima de la frecuencia ( $RoCoF_{max}$ ) tiene lugar justo tras la desconexión, antes de que actúe cualquier regulador, y representa un valor teórico máximo. En un sistema eléctrico con N generadores y cargas síncronos<sup>4</sup> conectados, se calcula mediante la

<sup>3</sup> Por sus siglas en inglés de *Rate of Change of Frequency*

<sup>4</sup> En general, incluye elemento síncrono que aporte inercia al sistema

siguiente fórmula:

$$RoCoF_{max} = \frac{f^0 P_k}{2 \sum_{i=1, i \neq k}^N H_i S_i}$$

donde:

$P_k$ : es el máximo desbalance de generación o demanda en MW,

$f^0$ : es la frecuencia nominal del sistema (50 Hz),

$H_i$ : es la constante de inercia de cada máquina síncrona del sistema, en segundos y referida a la potencia aparente de la misma,

$S_i$ : es la potencia aparente de cada máquina síncrona del sistema, en MVA.

En el estudio, a efectos de la planificación de la red, el  $RoCoF_{max}$  no debe superar los 0.8 Hz/s, por ser el más restrictivo de todos los límites mencionados anteriormente. Si se supera el límite de 0.8 Hz/s, se realizará un análisis en detalle del desempeño del sistema mediante simulaciones dinámicas, como parte de los estudios de estabilidad de frecuencia.

### Estudios eléctricos dinámicos

Para el desarrollo de los estudios dinámicos se considera los siguientes requerimientos técnicos mínimos que se deben cumplir en la operación del SIN.

- La evolución dinámica de las tensiones en barras del sistema con tensión nominal igual o superior a los 69 kV debe situarse dentro de los siguientes límites:

*Tabla A1-2 - Límites transitorios de tensión*

Tiempo	Valor mínimo (pu)	Valor máximo (pu)
≥ 1 s	0.8	1.2

$\geq 2$ s	0.85	1.1
------------	------	-----

- La evolución dinámica de la frecuencia del sistema debe situarse dentro de los siguientes límites:

*Tabla A1-3 – Límites transitorios de frecuencia*

Tiempo	Valor mínimo (Hz)	Valor máximo (Hz)
< 10 s	47.5	52
< 20 s	48	51
$\geq 20$ s	49	51

### Estabilidad transitoria

Se analiza la respuesta del sistema ante una falla trifásica franca, con apertura de línea a los 150 ms, en cada una de líneas que interconectan las áreas del sistema. Adicionalmente, se incluyen en el análisis otras contingencias que puedan resultar especialmente críticas para el sistema, como aquellas identificadas previamente en el análisis de contingencias.

En específico, en este estudio, se considera que las centrales de generación eólica y fotovoltaica no deben desconectarse siempre y cuando la tensión en el punto de conexión no exceda los límites definidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

### Estabilidad de frecuencia

Se simula la desconexión del mayor bloque de generación en cada uno de los escenarios de operación. Las contingencias en cada uno de los escenarios de operación no deben implicar la desconexión de generación y/o carga (p.ej. la activación del EDAC).

Es importante señalar que se han utilizado modelos de simulación y ajustes genéricos para las nuevas unidades de generación, de tal forma que se asegura el cumplimiento de los criterios mínimos de desempeño de la norma técnica. En todo caso, el desempeño dinámico en estas unidades deberá validarse tras su puesta en servicio.

ANEXO 2 - RESULTADOS ADICIONALES - FORTALEZA DEL SISTEMA

Tabla A2.1: ESCR en los PC de la generación IBG - año 2029

Tabla A2.2: ESCR en los PC de la generación IBG - año 2031

Escenario de Operación		01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax	Escenario de Operación		01_GenMax_IBGMax	05_IBGMax
Barra	Área	ESCR [-]		Barra	Área	ESCR [-]	
PAT230	Norte	20.65	4.03	PAT230	Norte	26.90	4.06
CBA230	Norte	22.93	4.58	PVARM1230	Norte	27.08	4.06
PAG115	Norte	20.58	3.47	CBA230	Norte	29.84	4.57
PVTOC115	Central	16.71	4.43	PVCOQ230	Central	25.21	3.27
QOL115	Central	8.78	4.67	PVTOL230	Central	25.02	3.57
VIN230	Central	20.23	4.01	CAT115	Central	24.35	3.22
SAN230	Central	16.27	5.61	QOL115	Central	11.01	4.68
ORU115	Central	19.95	3.00	PAG115	Central	25.33	3.91
CAT115	Central	20.12	4.62	PVSQU115	Central	24.16	2.14
SJU115	Central	6.61	5.76	SAN230	Central	19.02	5.35
EDO230	Central	5.80	6.73	VIN230	Central	24.83	4.01
EWA11501	Oriental	8.88	7.03	ORU115	Central	24.63	3.43
BRE500	Oriental	8.84	6.94	BRE500	Oriental	9.31	7.23
BRE115	Oriental	6.54	6.07	EDO230	Oriental	5.75	7.33
WTCBZ1-115	Oriental	6.32	5.55	WTLGUI115	Oriental	6.04	7.25
WTLGUI115	Oriental	5.86	5.53	EWA11501	Oriental	10.13	7.27
SUY23001	Oriental	37.63	4.02	BRE115	Oriental	6.81	7.37
PVTOMI115	Sur	23.35	3.97	SJU115	Oriental	6.96	5.89
PVCOKI230	Sur	45.41	4.00	WTCBZ1-115	Oriental	6.62	5.61
				SUY23001	Sur	35.66	2.64
				LTA115	Sur	59.91	6.74

Para los estudios eléctricos en PowerFactory se tiene la siguiente denominación de barras de conexión de la generación eólica y solar.

*Tabla A2.3: Barras de Conexión*

<i>Barra Power Factory</i>	Descripción
<i>PAT230</i>	Solar Patacamaya 230 kV
<i>PVARM1230</i>	Solar Aroma 230 kV
<i>CBA230</i>	Contorno Bajo 230 kV
<i>PVCOQ230</i>	Solar Corque 230 kV
<i>PVTOL230</i>	Solar Toledo 230 kV
<i>CAT115</i>	Catavi 115 kV
<i>QOL115</i>	Eólica Qollpana 115 kV
<i>PAG115</i>	Pagador 115 kV
<i>PVSQU115</i>	Solar S. Quillacas 115 kV
<i>SAN230</i>	Santivañez 230 kV
<i>VIN230</i>	Vinto 230 kV
<i>ORU115</i>	Solar Oruro 115 kV
<i>BRE500</i>	Eólica Zanja Honda
<i>EDO230</i>	Eólica Cabezas
<i>WTLGUI115</i>	Eólica La Guardia 115 kV
<i>EWA11501</i>	Eólica Warnes 115 kV
<i>BRE115</i>	Brechas 115 kV
<i>SJU115</i>	San Julián 115 kV
<i>WTCBZI-115</i>	Eólica Andrés Ibáñez 115 kV
<i>SUY23001</i>	Solar Uyuni 230 kV
<i>LTA115</i>	La Tablada 115 kV
<i>PVSCR230</i>	Solar Colcha K
<i>PVUYU3-230</i>	Solar Antonio Quijarro 230 kV
<i>PVCHI230</i>	Solar Chichas 230 kV
<i>PVTOM11230</i>	Solar Caterías 230 kV
<i>PVTRB115</i>	Solar Occidente
<i>SEdiv.SUL230</i>	Solar Nor Lipez

### ANEXO 3 - INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS AISLADOS

Esta sección, presenta los resultados de los análisis de interconexión de los Sistemas aislados que no fueron analizados en los escenarios descritos en el punto 5.4.2. Los sistemas evaluados son los sistemas de Valles Cruceños, Chiquitos, San Matías y Charagua.

Como ya se mencionó, para estos sistemas se compara la situación con proyecto (interconexión al SIN) y sin proyecto (operación aislada). Para ambos casos, se determina el VAN del proyecto de transmisión o subtransmisión de interconexión del sistema aislado al SIN y el VAN de la operación de forma aislada que incluye las inversiones en generación adicional y el consumo de combustible.

#### Supuestos Evaluación Costo-Beneficio

- Periodo de evaluación: 10 años
- Tasa de descuento: 10%
- Demanda: Se ha considerado una evolución histórica de la demanda, manteniendo las características del año base.

#### Supuestos Escenario Aislado

- Precio de combustible: Para que los costos sean comparables se utiliza el precio de oportunidad del gas natural de la planificación de largo plazo de 6.5 US\$/MMBtu, para la valoración del ahorro utilizamos su equivalente a 6 US\$/MPC.
- Rendimiento de las unidades de gas natural:
 

Valles Cruceños	10.2	MPC/MWh
Chiquitos	11.2	MPC/MWh
San Matías	12.0	MPC/MWh
Charagua	10.3	MPC/MWh
SIN	7.4	MPC/MWh
- CAPEX de unidades a gas natural: 954 US\$/kW.

- Costo de O&M: 15 US\$/MWh
- Costo de administración: 5 US\$/MWh.
- Nivel de Reserva: 17 %
- Vida útil unidades de generación 20 años (reposición al concluir este periodo).

### Supuestos Escenario Interconectado

- Costos referenciales de cada proyecto de interconexión.
- Costos de O&M: 3% de la inversión.
- Costo marginal promedio de largo plazo: 47 US\$/MWh.
- Pago por potencia: 9.627 US\$/kW-mes
- Peaje: 8.177 US\$/kW-mes

### Escenario Aislado

En este escenario, los sistemas se abastecen de energía mediante generación local, asimismo, se ha considerado el combustible disponible en cada sistema y se ha proyectado la evolución vegetativa de crecimiento en cada sistema. Asimismo, se considera las unidades necesarias para cubrir el requerimiento de generación local, incluyendo la reposición de unidades existentes.

*Tabla A3.1 – Generación adicional Sistemas Aislados.*

Sistemas aislados	Potencia nominal de la unidad [MW]	Número adicional unidades	Capacidad adicional [MW]
Valles Cruceños	2.0	7	14.1
Chiquitos	2.0	5	9.8
San Matías	1.9	3	5.8
Charagua	1.0	2	2.2

Finalmente, se determinaron los costos de operación y mantenimiento de la operación de 10 años, obteniéndose los siguientes resultados del

## Valor Actual Neto (VAN):

*Tabla A3.2 – Costo-Beneficio Generación Aislada.*

Detalle	V. Cruceños. (MMUS\$)	Chiquitos (MMUS\$)	San Matías (MMUS\$)	Charagua (MMUS\$)
VPN Inversión en capacidad	5.3	4.5	0.4	0.6
VPN Costo de Oportunidad Gas	24.2	17.9	7.1	3.8
VPN O&M	7.9	5.3	2.0	1.2
<b>VAN Costo Total de Operación</b>	<b>37.4</b>	<b>27.6</b>	<b>9.5</b>	<b>5.6</b>

## Escenario de Interconexión

En este escenario, se prevé la interconexión de los sistemas aislados al SIN mediante líneas de transmisión o subtransmisión. Con este fin se han evaluado los siguientes proyectos de Interconexión al SIN.

*Tabla A3.3 – Proyectos de Integración al SIN.*

Sistema	Línea	Tensión (kV)	Longitud (km)	Inversión (MMUS\$)
V. Cruceños. 1	Línea Brechas - Mataral 115 kV	115	115	19.8
V. Cruceños. 2	Línea Mizque - Mataral 115 kV	115	150	29.1
V. Cruceños. 3	SE Mataral 500/230 kV, Div LT Mizque-Brechas	500		27.0
Chiquitos 1	Línea San Julián - San José de Chiquitos	230	228	48.9
Chiquitos 2	Subestación Chiquitos 500/230/24.9 kV	500		16.6
San Matías	Línea San Ignacio de Velasco - San Matías	230	280	60.4
Charagua 1	Línea Camiri - Charagua 115 kV	115	65	10.6
Charagua 2	Línea Camiri - Charagua 34.5 kV	34.5	65	5.6

Para calcular los flujos se ha añadido los costos de O&M en 3% de la inversión de las líneas y los costos de importar energía del SIN. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla A3.4 – Costo- Beneficio Interconexión.

Detalle	V. Cruceños. 1 (MMUS\$)	V. Cruceños. 2 (MMUS\$)	V. Cruceños. 3 (MMUS\$)	Chiquitos 1 (MMUS\$)	Chiquitos 2 (MMUS\$)	San Matías (MMUS\$)	Charagua 1 (MMUS\$)	Charagua 2 (MMUS\$)
VPN Inversión Interconexión	13.6	20.0	18.6	33.7	11.4	41.6	7.3	3.9
VPN O&M Transmisión	3.9	5.7	5.3	9.5	3.2	11.8	2.1	1.1
VPN Costo Prom. Suministro SIN	33.2	33.2	33.2	24.0	24.0	9.8	5.4	5.4
<b>VAN Costo Total de Interconexión</b>	<b>50.7</b>	<b>58.9</b>	<b>57.1</b>	<b>67.2</b>	<b>38.7</b>	<b>63.2</b>	<b>14.8</b>	<b>10.4</b>

### Comparación entre escenarios

En la siguiente tabla se muestran los costos resultantes de la situación con y sin proyecto:

Tabla A3.5 – Costo- Beneficio Interconexión vs Generación Aislada.

Detalle	V. Cruceños. 1 (MMUS\$)	V. Cruceños 2 (MMUS\$)	V. Cruceños 3 (MMUS\$)	Chiquitos 1 (MMUS\$)	Chiquitos 2 (MMUS\$)	San Matías (MMUS\$)	Charagua 1 (MMUS\$)	Charagua 2 (MMUS\$)
VAN Costo Total de Operación SA	37.4	37.4	37.4	27.6	27.6	9.5	5.6	5.6
VAN Costo Total de Interconexión	50.7	58.9	57.1	67.2	38.7	63.2	14.8	10.4
<b>Diferencia</b>	<b>-13.3</b>	<b>-21.5</b>	<b>-19.6</b>	<b>-39.6</b>	<b>-11.1</b>	<b>-53.7</b>	<b>-9.2</b>	<b>-4.8</b>

La evaluación económica de la integración al SIN, de los sistemas aislados evaluados que cuentan con generación a gas, en comparación con los escenarios de generación aislada, muestra un resultado negativo.

ANEXO 4 – DEMANDA TOTAL SIN

A continuación, se presenta la demanda detallada:

Año	Demanda Distribuidoras + CNR's		EMDEECRUZ		YLB Uyuni Llipi		YLB Tunupa Coipasa		YLB Pastos Grandes		YLB Espejo de Cielo		YONG LI		Com. Zinc EMVINTO		Sub Total	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
2026	11,394	1,876	139	30	65	8	-	-	-	-	284	35	93	13	214	30	12,190	1,992
2027	11,677	1,931	177	39	65	8	-	-	-	-	284	35	93	13	327	46	12,623	2,072
2028	12,077	2,000	178	39	65	8	-	-	-	-	284	35	93	13	327	46	13,024	2,141
2029	12,486	2,069	179	39	65	8	-	-	-	-	284	35	93	13	327	46	13,434	2,210
2030	12,902	2,139	181	40	157	18	68	9	81	10	362	45	93	13	327	46	14,172	2,320
2031	13,321	2,210	182	40	245	28	136	19	162	19	461	58	93	13	327	46	14,927	2,433
2032	13,737	2,280	182	40	332	38	203	28	243	29	561	70	93	13	327	46	15,678	2,544
2033	14,168	2,353	182	40	419	48	271	38	324	38	660	83	93	13	327	46	16,445	2,658
2034	14,605	2,427	182	40	507	58	339	47	405	48	759	95	93	13	327	46	17,217	2,774
2035	15,049	2,503	182	40	507	58	339	47	405	48	759	95	93	13	327	46	17,661	2,850

Año	Com. Zinc Potosí		Mutún		G. Busch		Chiquitos		Asociado a G. Busch		Química Básica		Urea		Sub Total		Demanda Mercado Interno	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
2026	250	35	-	-	-	-	-	-	-	-	97	14	-	-	347	49	12,536	2,041
2027	250	35	-	-	-	-	-	-	-	-	97	14	-	-	347	49	12,970	2,120
2028	250	35	609	75	76	15	40	8	273	61	97	14	143	20	1,488	228	14,512	2,369
2029	250	35	609	75	80	16	42	8	273	61	97	14	143	20	1,494	229	14,928	2,439
2030	285	40	609	75	83	16	45	9	273	61	97	14	143	20	1,535	235	15,707	2,555
2031	285	40	1,334	156	87	17	48	9	273	61	97	14	143	20	2,267	317	17,194	2,750
2032	285	40	1,334	156	91	18	51	10	273	61	97	14	143	20	2,274	319	17,952	2,863
2033	285	40	1,334	156	95	19	54	11	273	61	97	14	143	20	2,281	320	18,725	2,978
2034	285	40	1,334	156	98	19	57	11	273	61	97	14	143	20	2,287	321	19,504	3,095
2035	321	45	1,334	156	102	20	61	12	273	61	97	14	143	20	2,330	328	19,991	3,177

## SIGLAS

AETN	Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
ANDE	Administración Nacional de Electricidad Paraguay
AT	Autotransformador
CA	Ciclo Abierto
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CAPEX	Gasto en capital
CC	Ciclo Combinado
CESSA	Compañía Eléctrica Sucre S.A.
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CNR	Consumidor No Regulado
COBOCE	Cooperativa Multiactiva COBOCE
CPE	Constitución Política del Estado
CRE	Cooperativa Rural de Electrificación
CTB	Comité Técnico Binacional Bolivia – Brasil
DAC	Desconexión automática de carga
DELAPAZ	Distribuidora de Electricidad La Paz S.A.
DELBENI	Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI
DEORURO	Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A.
DTI	Doble Terna Incompleta
ECG	Empresa Unipersonal Cerámica Guadalquivir
EDAC	Esquema de Deslastre Automático de Carga
EE	Eficiencia Energética
EERR	Energías Renovables
ELFEC	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A.

EMDEECRUZ	Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A.
EMPACAR	Empresa de Envases, Papeles y Cartones S.A.
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
EPE	Empresa de Pesquisa Energética de Brasil
ESCR	(Equivalent Short-Circuit Ratio) Relación de cortocircuito equivalente
FACTS	Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna
GIZ	Corporación Alemana para la Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)
GN	Gas Natural
GVA <sub>s</sub>	Giga voltio-amperio segundo
GWh	Gigavatio hora
HVDC	High-Voltage Direct Current (Corriente Continua de Alta Tensión)
IBG	Generación Basada en Inversores
km	Kilómetro
kV	kilovoltio
kW	kilovatio
LT	Línea de transmisión
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MERCOSUR	Mercado Común del Sur
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energías
MMBtu	Millones de Unidades Térmicas Británicas

<b>MMm<sup>3</sup></b>	<b>Millones de metros cúbicos</b>
<b>MPC</b>	<b>Miles de Pies Cúbicos</b>
<b>MMUS\$</b>	<b>Millones de dólares Estadounidenses</b>
<b>MVA</b>	<b>Mega Voltio-amperio</b>
<b>MW</b>	<b>Megavatio</b>
<b>MWh</b>	<b>Megavatio hora</b>
<b>NDC</b>	<b>Condiciones Nacionales Determinadas</b>
<b>NETPLAN</b>	<b>Modelo de Planificación de la Red de transmisión</b>
<b>OPTGEN</b>	<b>Modelo de planificación de expansión de capacidad a largo plazo</b>
<b>PC</b>	<b>Punto de Conexión</b>
<b>PIB</b>	<b>Producto Interno Bruto</b>
<b>Pk</b>	<b>Potencia máxima de desbalance</b>
<b>PLL</b>	<b>Phase-Locked Loop (Bucle de Enganche de Fase)</b>
<b>PowerFactory</b>	<b>Software de análisis y simulación eléctrica desarrollado por DlgSILENT.</b>
<b>PSR</b>	<b>Consultoría y análisis energético</b>
<b>PV</b>	<b>Fotovoltaica</b>
<b>RoCoF</b>	<b>Tasa de Cambio de la Frecuencia</b>
<b>SCR</b>	<b>(Short-Circuit Ratio) Relación de cortocircuito</b>
<b>SDDP</b>	<b>Modelo de simulación de Operación Energética</b>
<b>SEPSA</b>	<b>Servicios Eléctricos Potosí</b>
<b>SETAR</b>	<b>Servicios Eléctricos Tarija</b>
<b>SIESUR</b>	<b>Sistema de Integración Energética de los países del Cono Sur</b>

SIN	Sistema Interconectado Nacional
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
STI	Sistema Troncal de Interconexión
SVC	Compensador Estático de potencia reactiva
TC	Tasa de Crecimiento
US\$	Dólares Estadounidenses
VAN	Valor Actual Neto
VMEER	Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables
YLB	Yacimientos de Litio Boliviano

#### CONVENCIONES UTILIZADAS

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

