

**UNIVERSIDAD MAYOR REAL Y PONTIFICIA DE
SAN FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA**

VICERRECTORADO

**CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO E
INVESTIGACIÓN**



**“PERSPECTIVA ENERGÉTICA 2026: ESTUDIO
SOBRE EL IMPACTO DEL INCREMENTO DE LA
DEMANDA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL (SIN) DE BOLIVIA”**

**TRABAJO EN OPCIÓN AL GRADO DE MAGISTER EN
ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

ING. EFRAIN CABA FITA

TUTOR: MSC. ALIZON TRINY HUALLPARA LLIULLY

Sucre, septiembre de 2023

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por su infinita misericordia y amor para con mi familia.

A mis hijas, E. Berenice y E. Yuliet.

A mi tutora, M.Sc. Alizon Triny Huallpara Lliully, por su constante orientación en la elaboración de este trabajo.

A mis compañeros y amigos, J. Dorian Aguirre, Javier Navia, J. Carlos Olmos, Ariel V. Llamaca, Miguel Á. Mariscal y otros que me acompañaron en este proceso de formación.

A la Universidad Mayor de San Simón, en especial al Centro Universitario de Investigaciones en Energías (CUIE), al PhD. Sergio Balderrama y todos los integrantes del CUIE.

A la Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, en especial al Centro de Estudios de Posgrado e Investigación (CEPI), al PhD. Juan Carlos Rojas Vidovic y a todo el equipo administrativo y docente del CEPI.

DEDICATORIA

Con todo mi cariño, dedico este trabajo a mi amada esposa Shirley Saraí Aguilar, en reconocimiento a su constante amor y apoyo incondicional.

CESIÓN DE DERECHOS

Al presentar este trabajo como requisito para la obtención del Título de Magister en Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, autorizo al Centro de Estudios de Posgrado e Investigación o a la Biblioteca de la Universidad, para que se haga de este trabajo un documento disponible para su lectura, según normas de la Universidad.

También cedo a la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, los derechos de publicación de este trabajo o parte de él, manteniendo mis derechos de autor hasta un periodo de 30 meses posterior a su aprobación.

Efrain Caba Fita

Sucre, 20 de septiembre de 2023

RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo determinar el impacto del incremento de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia para el año 2026, con el propósito de ofrecer una perspectiva clara y fundamentada del escenario energético futuro del país. Para ello se recopiló información sobre la situación actual del SIN de Bolivia en cuanto a generación, transmisión y distribución, así como los proyectos de expansión previstos para el año 2026, todos los datos recabados se clasificaron por zonas geográficas específicas (norte, sur, oriente y central), para luego **realizar** el pronóstico de la demanda de energía para cada zona geográfica del SIN de Bolivia. Se plantearon cuatro escenarios energéticos posibles para el futuro, los mismos están basados en la disponibilidad hídrica y en el cumplimiento de los proyectos planificados para el año 2026, para modelar el SIN de Bolivia en cada escenario propuesto, se empleó el modelo Dispa-SET.

Palabras clave: Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia, Aumento de la demanda de energía, Escenario energético 2026, Dispa-SET.

ABSTRACT

This research aims to determine the impact of the increasing energy demand on the National Interconnected System (SIN) of Bolivia for the year 2026, providing a clear and well-founded perspective on the country's future energy scenario. To achieve this, relevant information regarding the current situation of the SIN in terms of generation, transmission, and distribution was gathered, along with planned expansion projects for the year 2026. All collected data were categorized by specific geographical zones (north, south, east, and central), and energy demand was forecasted for each zone within the SIN. Four potential energy scenarios for the future were proposed, based on hydrological availability and the implementation of planned projects by 2026. The Dispa-SET model was employed to simulate the SIN and assess the feasibility of each proposed scenario.

Keywords: National Interconnected System (SIN) of Bolivia, Energy demand increase, 2026 energy scenario, Dispa-SET.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1 CAPÍTULO I INTRODUCCION	9
1.1 INTRODUCCIÓN	9
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	10
1.4 JUSTIFICACIÓN	10
1.5 ALCANCE Y DELIMITACIÓN	11
1.6 OBJETIVOS	11
1.6.1 Objetivo General	11
1.6.2 Objetivos Específicos	11
2 CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	12
2.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE BOLIVIA	12
2.1.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	13
2.1.2 Marco Legal del Sistema Eléctrico	13
2.2 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	14
2.3 ELEMENTOS DE UNA SERIE DE TIEMPO	14
2.4 MODELO DE PRONÓSTICO SARIMA	15
2.5 METODOLOGÍA BOX JENKINS	16
2.5.1 Identificación	16
2.5.1.1 Prueba de Dickey - Fuller	17
2.5.1.2 Correlogramas	17
2.5.2 Estimación	17
2.5.2.1 Criterio de Información de Akaike (AIC)	18
2.5.2.2 Criterio de Información Bayesiano (BIC)	18
2.5.3 Validación del Modelo	18
2.5.3.1 Validación Cruzada	18
2.5.3.2 Prueba de Box-Ljung	19
2.6 MEDICIÓN DE ERROR	19
2.6.1 Error Absoluto Medio (MAE)	19
2.6.2 Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE)	19
2.6.3 Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE)	19
2.7 MODELADO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	20
2.7.1 Modelo Dispa-SET	20

2.7.2	Dispa-SET en la Literatura Científica	20
2.7.2.1	Resolución del Modelo Dispa-SET	21
2.7.2.2	Función Objetivo del Modelo Dispa-SET	21
2.7.2.3	Procedimientos para ejecutar Dispa-SET	21
3	CAPITULO III METODOLOGÍA	22
3.1	ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN	22
3.1.1	Enfoque Cuantitativo.....	22
3.2	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	22
4	CAPITULO IV DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	24
4.1	SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE BOLIVIA.....	24
4.1.1	Parque Generador	25
4.1.2	Oferta y Demanda de Potencia	26
4.1.2.1	Según Zona Geográfica	26
4.1.3	Histórico de la Demanda de Energía	27
4.1.3.1	Demanda de Energía Anual	28
4.1.3.2	Demanda de Energía Según Zona Geográfica del SIN	28
4.1.4	Producción de Energía.....	28
4.1.4.1	Generación Termoeléctrica	29
4.1.4.2	Generación Hidroeléctrica	29
4.1.4.3	Producción de Energía Según Tecnología de Generación	29
4.1.5	Topología de la Red.....	31
4.1.5.1	Interconexión de Zonas Geográficas	31
4.2	EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	32
4.3	MODELOS DE PRONÓSTICO	32
4.3.1	Recolección de Datos	33
4.3.2	Modelo ARIMA	33
4.3.3	Modelo Lineal	38
4.3.4	Modelo Exponencial.....	38
4.3.5	Pronóstico de la Demanda de Energía (2013-2022).....	38
4.3.5.1	Comparación de Modelos	40
4.3.5.2	Elección del Modelo de Pronóstico	40
4.3.6	Cálculo de Error	40
4.3.6.1	Demanda Mensual	41

4.3.6.2	Demanda Diaria y Horaria.....	41
4.4	PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA (2023-2026).....	43
4.4.1	Recolección de Datos	43
4.4.2	Demanda Mensual.....	43
4.4.3	Demanda Horaria	44
4.5	MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	44
4.5.1	Escenarios Hipotéticos	45
4.5.2	Implementación del Modelo Dispa- SET	46
4.5.2.1	Datos de Entrada.....	46
4.5.2.2	Pre Procesamiento (Confi File)	50
4.5.2.3	Entorno de Simulación	51
4.5.3	Discusión de Resultados.....	51
4.5.3.1	Escenario 1.....	51
4.5.3.2	Escenario 2.....	55
4.5.3.3	Escenario 3.....	58
4.5.3.4	Escenario 4.....	61
4.5.4	Impacto del Aumento de la Demanda en el SIN de Bolivia.....	64
4.5.4.1	En la Oferta de Generación.....	65
4.5.4.2	En la Producción y Despacho de Energía.....	65
5	CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
5.1	CONCLUSIONES	73
5.2	RECOMENDACIONES	75
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Diagrama Unifilar del SIN de Bolivia (2023)	12
Figura 2-2 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	13
Figura 2-3 Componentes de una Serie de Tiempo.....	14
Figura 2-4 Metodología Box Jenkins	16
Figura 2-5 Validación Cruzada	19
Figura 4-1 Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia.....	24
Figura 4-2 Parque Generador del SIN de Bolivia (Gestión 2022)	25
Figura 4-3 Parque Generador del SIN de Bolivia según Zona Geográfica	25
Figura 4-4 Oferta y Demanda de Potencia en el SIN de Bolivia.....	26
Figura 4-5 Oferta y Demanda de Potencia Según Zona Geográfica del SIN de Bolivia (Gestión 2022)	27
Figura 4-6 Evolución de la Demanda de Energía del SIN de Bolivia (Anual)	27
Figura 4-7 Demanda de Energía Mensual Según Zona Geográfica del SIN de Bolivia (Gestión - 2022).....	28
Figura 4-8 Producción de Energía Eléctrica - Gestión 2022	29
Figura 4-9 Participación de Tecnologías de Generación - Gestión 2022	30
Figura 4-10 Variabilidad Anual de Caudal	30
Figura 4-11 Demanda de Energía Mensual (2001-2012)	33
Figura 4-12 Autocorrelación Simple y Parcial de la Serie de Datos Original	34
Figura 4-13 Serie en Primera Diferencia.....	35
Figura 4-14 Autocorrelación Simple y Parcial de la Serie con Primera Diferencia	35
Figura 4-15 Residuos del Modelo SARIMA (0,1,1) (2,1,0) [12],	37
Figura 4-16 Autocorrelación Simple y Parcial de residuos del modelo SARIMA.....	38
Figura 4-17 Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (2013 - 2022)	39
Figura 4-18 Comparación de la Demanda de Energía Mensual (Periodo 2013-2022) ..	41
Figura 4-19 Estacionalidad de la Demanda Diaria.....	42
Figura 4-20 Pronóstico de la Demanda Mensual (Zona Central, Sur, Norte y Oriente) 43	
Figura 4-21 Demanda de Energía Horaria (6 a 11 de enero del 2026).....	44
Figura 4-22 Variabilidad anual de Caudal	45
Figura 4-23 Diagrama de flujo del Modelo Dispa-SET	46
Figura 4-24 Base de Datos de Dispa-SET	47
Figura 4-25 Demanda Eléctrica en Formato Dispa-SET	47

Figura 4-26 Capacidad de transferencia (MWh) Periodo 2026.....	48
Figura 4-27 Codificación para Combustibles y Tecnologías de Generación.	48
Figura 4-28 Unidades de Generación (PowerPlanData)	48
Figura 4-29 Archivo de Configuración de Dispa-SET	50
Figura 4-30 Scrip en Python(Entorno de Simulación)	51
Figura 4-31 Potencia Instalada para el año 2026 (Escenario 1)	52
Figura 4-32 Producción de Energía por Zona para el año 2026 (Escenario 1).....	52
Figura 4-33 Flujo de Energía (Escenario 1)	53
Figura 4-34 Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 1)	54
Figura 4-35 Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 1).....	55
Figura 4-36 Potencia Instalada por Zona (Escenario 2)	56
Figura 4-37 Producción de Energía por Zona para el año 2026 (Escenario 2).....	56
Figura 4-38 Flujo de Energía (Escenario 2)	56
Figura 4-39 Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 2)	57
Figura 4-40 Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 2).....	58
Figura 4-41 Potencia Instalada por Zona (Escenario 3)	59
Figura 4-42 Flujo de Energía (Escenario 3)	59
Figura 4-43 Producción de Energía por Zona (Escenario 3)	59
Figura 4-44 Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 3)	60
Figura 4-45 Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 3).....	61
Figura 4-46 Potencia Instalada por Zona (Escenario 4)	62
Figura 4-47 Producción de Energía por Zona (Escenario 4)	62
Figura 4-48 Flujo de Energía (Escenario 4)	62
Figura 4-49 Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 4)	63
Figura 4-50 Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 4).....	64
Figura 4-51 Potencia Instalada Según Zona Geográfica	65
Figura 4-52 Producción de Energía por Zona Geográfica para el año 2026.	66
Figura 4-53 Comparación de la Producción de Energía por Zona Geográfica para el año 2026(En Porcentaje).	66
Figura 4-54 Comparación de Despacho de Energía (Zona Central)	68
Figura 4-55 Comparación de Despacho de Energía (Zona Norte)	69
Figura 4-56 Comparación de Despacho de Energía (Zona Oriente)	70
Figura 4-57 Comparación de Despacho de Energía (Zona Sur).....	71
Figura 4-58 Comparación de los Sistema de Transmisión de Energía	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4-1 Capacidad de Transferencia entre Zonas Geográficas del SIN de Bolivia (Gestión 2022)	31
Tabla 4-2 Proyectos de Transmisión Planificados para el año 2026.	32
Tabla 4-3 Test de Dickey-Fuller Aplicado a la Serie de Tiempo de la Demanda de Energía.	34
Tabla 4-4 Test de Dickey-Fuller Aplicado a la Serie en Primera Diferencia.....	35
Tabla 4-5 Componentes del modelo SARIMA.....	36
Tabla 4-6 Resultado de la prueba Box Ljung	37
Tabla 4-7 Resultado del Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (2013-2022) .	39
Tabla 4-8 Ventajas y Desventajas de los Modelos de Pronóstico.....	40
Tabla 4-9 Calculo de Error (Demanda Mensual y Diario)	42
Tabla 4-10 Componentes del Modelo SARIMA	44
Tabla 4-11 Planteamiento de Escenarios.	45
Tabla 4-12 Datos de Entrada Según Escenario.....	49
Tabla 4-13 Análisis de la Potencia instalada en el SIN de Bolivia por Zona Geográfica para el año 2026.....	65
Tabla 4-14 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Central)	68
Tabla 4-15 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Norte).....	69
Tabla 4-16 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Oriente)	70
Tabla 4-17 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Sur).....	71

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico boliviano está conformados por agentes de generación, transmisión y distribución, que operan en forma coordinada para suministrar energía eléctrica, actividad que es desarrollado por dos sistemas eléctricos reconocidos por la ley de electricidad (N° 1604) de Bolivia, Sistema Interconectado Nacional y sistema aislado auto productor. Los departamentos de La Paz, Beni, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Tarija conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), siendo Pando el único departamento aislado al sistema interconectado (Memoria Anual CNDC, 2021b, p. 5) Las operaciones de compra y venta de energía eléctrica en el sistema se realizan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Desde el año 1996 el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad responsable de operar el SIN, administrar el MEM y planificar la expansión del SIN siguiendo las directrices del ministerio de hidrocarburos y energías (CNDC, 2022a).

La demanda interna del sistema eléctrico nacional de Bolivia está representada por la demanda de los consumidores regulados, en su mayoría residenciales, que son atendidos por las empresas de distribución y la demanda de los Consumidores no regulados o grandes consumidores (Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, Empresa Minera San Cristóbal, Yacimientos de Litio Bolivianos e Import Export Las Lomas) (Memoria Anual CNDC, 2021b, p. 5).

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia enfrenta desafíos permanentes para garantizar la estabilidad del suministro eléctrico. En el año 2021, el SIN registró interrupciones significativas debido a problemas de oferta de generación y requerimientos operativos (Memoria Anual CNDC, 2021b, p. 30), así mismo la termoeléctrica del sur enfrentó dificultades en el abastecimiento de energía, y se produjeron colapsos en la zona sur del SIN de Bolivia en los meses de enero y septiembre del 2021 (Memoria Anual CNDC, 2021a, p. 17), lo que pone en evidencia la vulnerabilidad del sistema eléctrico ante situaciones adversas.

Es importante considerar que se prevé un aumento significativo en la demanda de energía eléctrica en el SIN de Bolivia para los próximos años, esto debido al crecimiento demográfico (INE, 2022), así como la consolidación de proyectos planificados para el bicentenario de Bolivia (2025) (Agenda patriótica 2025, 2014), como el corredor bioceánico y la adopción de tecnologías como la electromovilidad (Corredor Bioceánico, 2022), entre otros.

Así mismo se debe considerar que los planes de desarrollo implementados en Bolivia, como el “Plan Energético del Estado Plurinacional de Bolivia”(Agenda patriótica 2025, 2014), prevé la transición energética hacia una matriz energética más sostenible y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, con el fin de cumplir con el acuerdo de Paris(UNFCCC, 2016). Sin embargo, la mayoría de estos planes requieren revisiones que consideren los cambios recientes en el sector energético. Por lo que se requiere estudios con enfoques diferenciados que permitan asegurar el desarrollo energético sostenible y eficiente en las distintas zonas geográficas del SIN de Bolivia.

Los estudios más significativos respecto al SIN de Bolivia, fue realizado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), donde a través de su informe estadístico de 2021, expone el pronóstico anual de la demanda de energía del SIN de Bolivia hasta el año 2032 (Memoria Anual CNDC, 2021a, p. 13). Sin embargo, dicho informe no incluye ningún análisis prospectivo ni balances energéticos que aborden posibles escenarios futuros. Los estudios académicos más recientes y relevantes respecto al SIN de Bolivia, se realizó por (Navia et al., 2021) y (Zarate et al., 2021).

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cuáles serán las implicaciones del aumento de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia para el año 2026?

1.4 JUSTIFICACIÓN

El SIN enfrenta desafíos permanentes en términos de capacidad de generación y estabilidad del suministro eléctrico, comprender y anticipar el impacto del incremento de la demanda de energía en el sistema eléctrico permitirá realizar una correcta evaluación de las características del sistema eléctrico en un escenario futuro.

Así mismo la investigación contribuirá al avance del conocimiento en el campo de la planificación de sistemas eléctricos, al utilizar métodos y técnicas analíticos para abordar la problemática específica del SIN de Bolivia. Los resultados obtenidos servirán como base para futuras investigaciones y podrán ser utilizados por profesionales y especialistas en el sector energético.

1.5 ALCANCE Y DELIMITACIÓN

El trabajo de investigación se enfoca en estimar el impacto del incremento de la demanda en el SIN de Bolivia, para el panorama energético del año 2026. Para lograrlo, se recopilará información del sistema eléctrico actual y los proyectos de expansión previstos para el año 2026. Se realizará el pronóstico de la demanda de energía para cada zona geográfica (oriente, norte, central y sur) del SIN de Bolivia, y se evaluará los escenarios energéticos futuros mediante el modelado del SIN, y con los resultados se establecerá el impacto del incremento de la demanda de energía.

1.6 OBJETIVOS

1.6.1 Objetivo General

Determinar el impacto del incremento la demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia para el año 2026, mediante el modelado del sistema eléctrico, para proporcionar una perspectiva clara y fundamentada del escenario energético futuro.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar la situación actual del SIN de Bolivia y detallar los proyectos de expansión previstos para el año 2026.
- Evaluar y seleccionar el modelo de pronóstico más adecuado para estimar la demanda eléctrica.
- Realizar el pronóstico de la demanda de energía según zona geográfica del SIN para el año 2026.
- Evaluar los escenarios energéticos futuros utilizando el modelo Dispa-SET.
- Analizar los resultados obtenidos y establecer el impacto del aumento de la demanda de energía al SIN.
- Establecer las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE BOLIVIA

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un sistema eléctrico que comprende instalaciones de generación, transmisión y distribución que funcionan de manera coordinada para suministrar energía eléctrica a los departamentos de La Paz, Beni, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Tarija. En la figura 2-1, se muestra el diagrama unifilar del SIN de Bolivia.

Figura 2-1 Diagrama Unifilar del SIN de Bolivia (2023)



Fuente: Tomado de (*Memoria Anual CNDC*, 2022, p. 62)

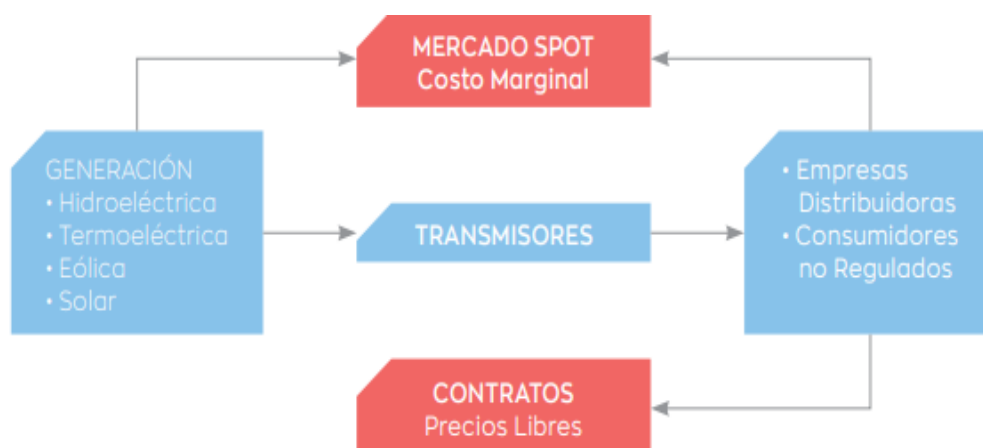
La demanda del SIN de Bolivia se compone de dos segmentos principales: la demanda de consumidores regulados, que son atendidos por empresas de distribución y la demanda de consumidores no regulados o grandes consumidores, el detalle de los consumidores regulados y no regulados se presenta en el Anexo 1.

Para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), todas las empresas que componen el SIN de Bolivia deben estar registrados como agentes del MEM para realizar sus operaciones. Los resultados de operación del SIN y del MEM se presentan en el sitio web oficial del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) (CNDC, 2022b).

2.1.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está compuesto por los agentes que operan en el SIN (empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados) que realizan la compra y venta de energía eléctrica por medio de contratos de suministro entre agentes. Existen dos tipo de transacciones la primera por medio de contratos y la segunda en el mercado spot (Memoria Anual CNDC, 2022, p. 63).

Figura 2-2 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)



Fuente: Tomado de (Memoria Anual CNDC, 2022, p. 63)

2.1.2 Marco Legal del Sistema Eléctrico

Las actividades de la industria eléctrica en Bolivia, se rigen por leyes, reglamentos y normas según se detalla en (CNDC, 2022b), los más relevantes son:

- Ley de Electricidad N°1604
- Reglamentos de la ley de Electricidad
- Normas Operativas
- Procedimientos Operativos

2.2 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

El pronóstico es una estimación cuantitativa o cualitativa de uno o más variables que conforman un evento futuro, con base en información actual o del pasado (Investing, 2022).

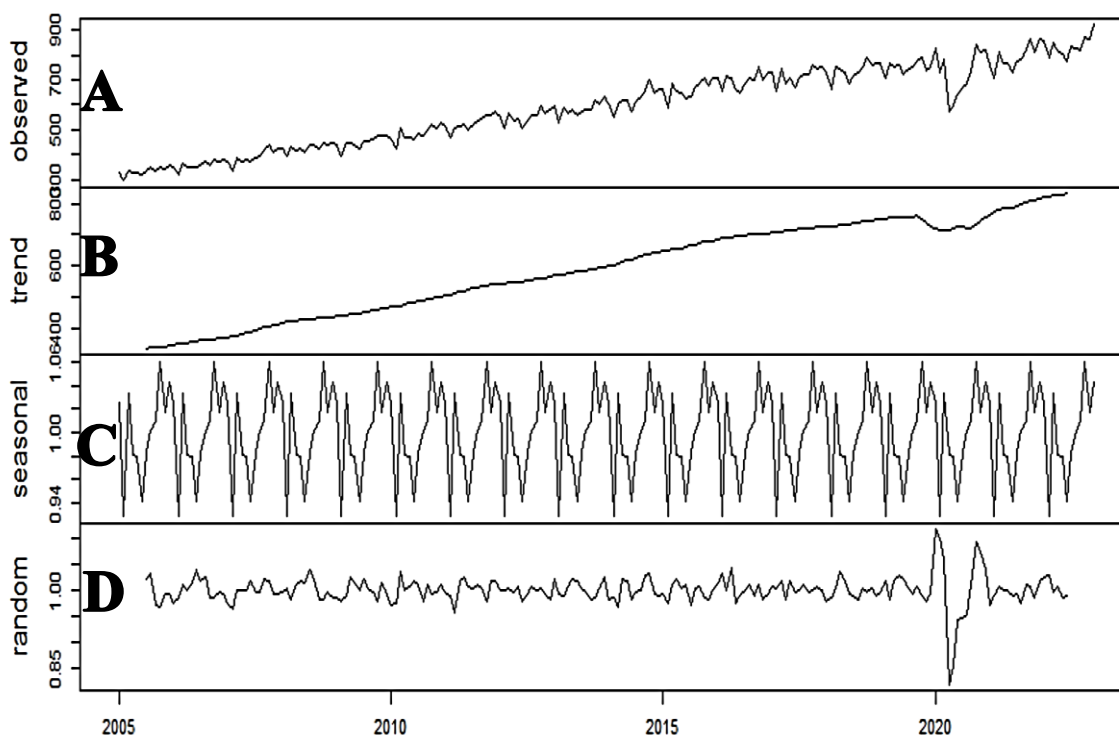
El pronóstico de la demanda es un insumo importante para la operación, planeación y expansión de los sistemas eléctricos de potencia, debido a su impacto significativo en la toma de decisiones del mercado eléctrico. El procedimiento operativo para la proyección de la demanda en el sistema eléctrico Boliviano fue aprobado por el CNDC en marzo del 2006, y establece los siguientes métodos (Procedimientos operativos, 2006).

- Proyección de la demanda anual de energía por relación econométrica.
- Proyección de la demanda anual de energía de los principales agentes distribuidores.

2.3 ELEMENTOS DE UNA SERIE DE TIEMPO

Una serie de tiempo es una secuencia de datos ordenados cronológicamente y recopilados en intervalos regulares, como días, meses o años. Los mismos se componen de elementos como la tendencia, estacionalidad y ruido (Ramón, 2012). En la Figura 2-3 se ilustra los componentes de la serie de tiempo, correspondiente a la demanda de energía mensual del SIN de Bolivia.

Figura 2-3 Componentes de una Serie de Tiempo



Nota: La serie de tiempo corresponde a la demanda de Energía Mensual del SIN de Bolivia (2005-2022)

Fuente: Elaboración Propia

Los componentes de la serie de tiempo que se ilustra en la Figura 2-3 son:

A: Serie de Tiempo

La serie de tiempo corresponde a la demanda mensual de energía registrada en el SIN de Bolivia desde enero de 2005 a diciembre de 2022.

B: Tendencia.

Dirección general y persistente que sigue una serie de tiempo a lo largo del tiempo.

C: Estacionalidad

Patrón repetitivo y predecible ocurren en ciertos períodos de tiempo más o menos consistentes, como estaciones del año, meses o días de la semana.

D: Ruido

Fluctuaciones irregulares y no sistemáticas que no se pueden explicarse por la tendencia o estacionalidad.

2.4 MODELO DE PRONÓSTICO SARIMA

ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) y SARIMA (Seasonal AutoRegressive Integrated Moving Average) son técnicas estadísticas utilizadas para modelar y pronosticar series de tiempo. ARIMA es un modelo que combina componentes de auto regresión (AR), integración (I) y media móvil (MA), mientras que SARIMA es una extensión de ARIMA que contempla componentes estacionales de series de tiempo (Yang et al., 2017), la denotación del modelo SARIMA es:

$$(p,d,q) (P,D,Q) [S]$$

Donde:

p, P: Parámetros autorregresivos (AR)

d, D: Parámetros de Integración (I)

q, Q: Parámetros de Media Móvil (MA)

[S]= Componente Estacional

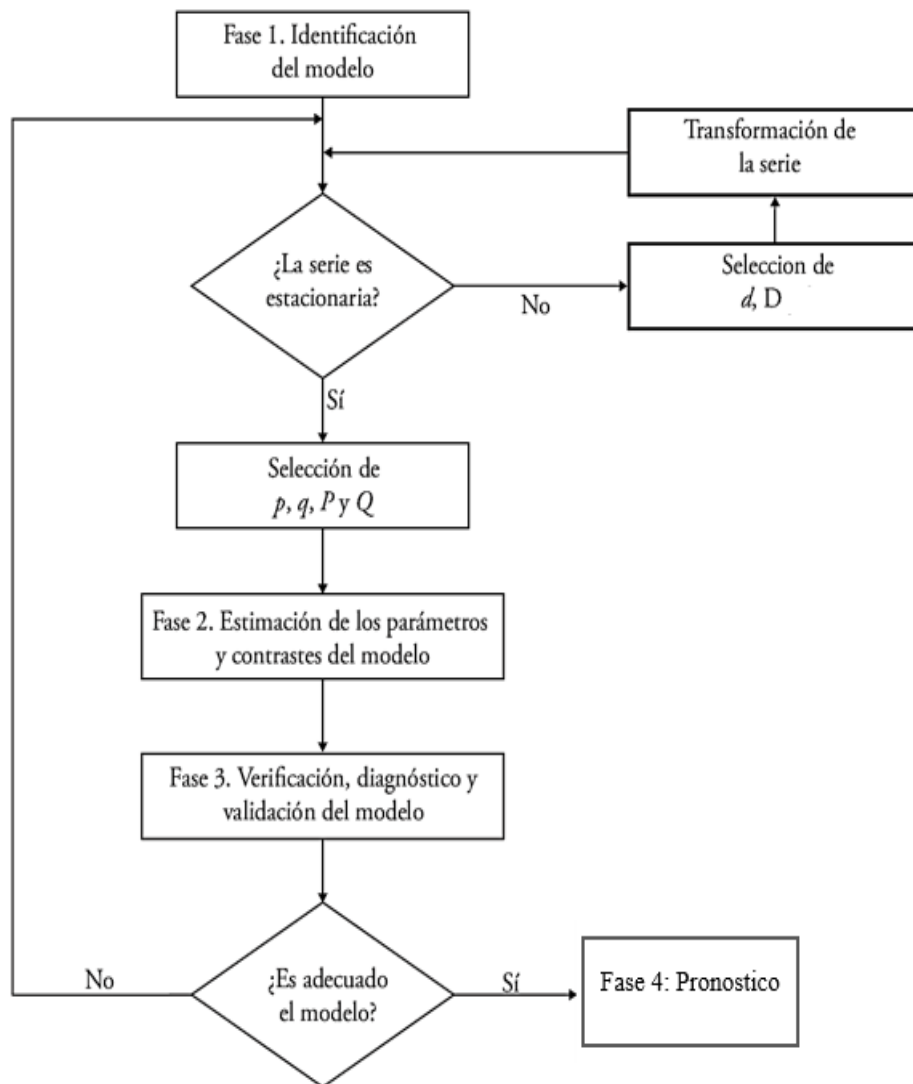
Para el análisis de series de tiempo, con datos de temporalidad anual, se utiliza un componente estacional de 12 (puesto que un año tiene 12 meses), mientras que para datos trimestrales se utiliza un componente estacional de 4 (debido a que un año tiene 4 trimestres).

2.5 METODOLOGÍA BOX JENKINS

La metodología Box-Jenkins es un enfoque estadístico utilizado para pronosticar series de tiempo, utiliza el modelo ARIMA para identificar y ajustar adecuadamente los patrones estacionales y no estacionales presentes en las series de tiempo, lo que facilita el pronóstico preciso y confiable de valores futuros (Rojas et al., 2019).

Para la estimación del modelo ARIMA mediante la metodología de Box-Jenkins se deben seguir una serie de pasos para identificar, ajustar y validar el modelo. Estos pasos se detallan en la Figura 2-4.

Figura 2-4 Metodología Box Jenkins



Fuente: Adaptado en base a (Pérez Arena, 2020).

2.5.1 Identificación

En esta etapa, se identifican los patrones y características de la serie de tiempo, como tendencias, estacionalidad y comportamientos autorregresivos.

2.5.1.1 Prueba de Dickey - Fuller

La prueba de Dickey-Fuller es un procedimiento estadístico que se utiliza para determinar si una serie de tiempo es estacionaria o no estacionaria. La hipótesis nula de la prueba asume que la serie de tiempo tiene una raíz unitaria, lo que significa que no es estacionaria. Por otro lado, la hipótesis alternativa sugiere que la serie de tiempo es estacionaria (Dickey & Fuller, 1979).

2.5.1.2 Correlogramas

Los correlogramas, también conocidos como gráficos de autocorrelación (ACF) y gráficos de autocorrelación parcial (PACF), son herramientas gráficas para el análisis de series de tiempo, los cuales permiten identificar patrones de correlación entre las observaciones en diferentes retardos temporales. Los correlogramas son especialmente útiles para: Identificar patrones estacionales, órdenes de términos de autocorrelación y para diagnosticar los modelos ARIMA o SARIMA (Cowpertwait & Metcalfe, 2009, p. 33). A continuación se describe las características de la función ACF y PACF.

a) Función de autocorrelación simple (ACF)

- Facilita la medición de la relación que tienen dos variables que se encuentran separadas por k cantidad de períodos.
- Permite medir el nivel de correlación lineal entre dos variables que se encuentran en el mismo proceso estocástico.
- Permite determinar la media móvil (p) del modelo ARIMA

b) Función de autocorrelación parcial (PACF)

- Permite estimar la relación que se da entre un par de variables que se encuentran separadas por k cantidad períodos.
- Ayuda a medir la auto relación entre dos variables, eliminado los efectos derivados de las variables intermedias.
- Permite identificar el proceso autorregresivo (d) del modelo ARIMA.

2.5.2 Estimación

En esta etapa, se seleccionan los componentes más adecuados del modelo ARIMA o SARIMA, que incluye determinar los componentes: autorregresivos (AR), de integración (I), media móvil (MA) y estacionalidad (S). Estas elecciones se basan en criterios de información como el de Akaike (AIC) y el criterio bayesiano (BIC).

2.5.2.1 Criterio de Información de Akaike (AIC)

El criterio de información de Akaike (AIC) es una medida que se utiliza para comparar diferentes modelos y elegir el más apropiado según su capacidad para describir los datos y evitar el sobreajuste. El AIC se basa en la función de verosimilitud del modelo y tiene en cuenta la complejidad del modelo, penalizándolo por el número de parámetros que utiliza.

La fórmula del AIC es $AIC = 2k - 2\ln(L)$, donde "k" es el número de parámetros estimados en el modelo y "L" es la máxima función de verosimilitud del modelo.

El modelo con el valor de AIC más bajo se considera el modelo preferido, ya que indica una mejor combinación de ajuste a los datos y complejidad del modelo (Posada & Rosero Noguera, 2007).

2.5.2.2 Criterio de Información Bayesiano (BIC)

El criterio de información bayesiano (BIC), también conocido como criterio de Schwarz, es otra medida utilizada en la selección de modelos estadísticos, al igual que el AIC. Al igual que el AIC, el BIC se utiliza para comparar diferentes modelos y elegir el más apropiado. El BIC es una extensión del AIC que incorpora una penalización más fuerte por la complejidad del modelo.

La fórmula del BIC es; $BIC = -2\ln(L) + k * \ln(n)$, donde "k" es el número de parámetros estimados en el modelo, "L" es la máxima función de verosimilitud del modelo y "n" es el número de observaciones en los datos. El BIC penaliza más los modelos con un mayor número de parámetros en comparación con el AIC, lo que significa que tiende a seleccionar modelos más parsimoniosos (Schwarz, 1978, p. 461).

2.5.3 Validación del Modelo

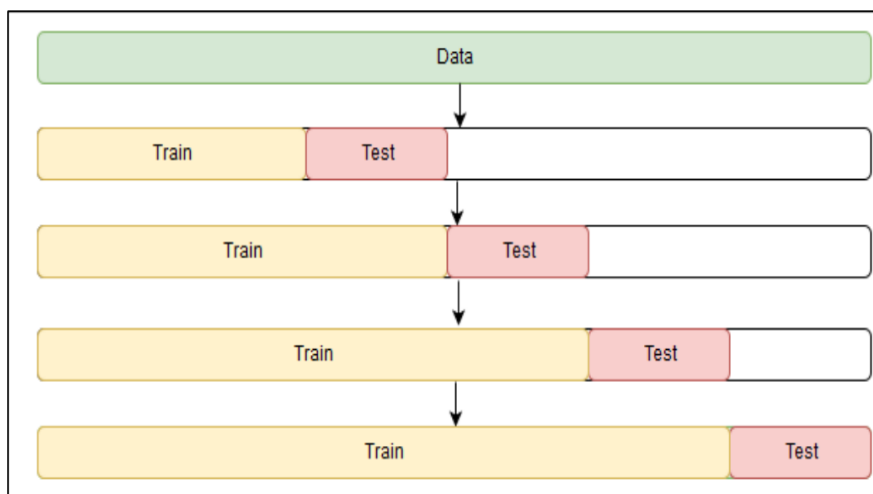
En esta etapa se realiza una evaluación de qué tan adecuado son los modelos estimados respecto a los datos, con el objetivo de elegir el mejor.

2.5.3.1 Validación Cruzada

La validación cruzada de series temporales es un enfoque en el que se dividen los datos de series de tiempo en grupos de prueba, cada uno compuesto por una sola observación, luego, el modelo se entrena utilizando todas las observaciones anteriores a la que compone el conjunto de prueba. La precisión de las predicciones se calcula tomando el promedio de los resultados de cada grupo de prueba, a este método también se le conoce como "evaluación sobre un origen de pronóstico continuo", ya que el origen de la predicción se desplaza a lo largo del tiempo (Gamarra, 2020, p. 72).

En la Figura 2-5 se ilustra el proceso de validación cruzada continua, en el que los datos de la serie temporal se dividen y se evalúa en diferentes momentos.

Figura 2-5 Validación Cruzada



Fuente: Tomado de (Ramírez, 2022, p. 27).

2.5.3.2 Prueba de Box-Ljung

La prueba estadística de Box-Ljung se emplea para determinar si los residuos de un modelo de pronóstico se comportan como ruido blanco. Esta prueba se basa en los valores de autocorrelación de los residuos del modelo de pronóstico (*Ljung-Box*, 2023).

2.6 MEDICIÓN DE ERROR

El cálculo de los errores MAE (Mean Absolute Error), MAPE (Mean Absolute Percentage Error) y RMSE (Root Mean Squared Error) son formas comunes de evaluar el rendimiento de un modelo de pronóstico en el análisis de series de tiempo (Willmott & Matsuura, 2005).

2.6.1 Error Absoluto Medio (MAE)

Representa la media del valor absoluto de los errores individuales entre los pronósticos y los valores reales, es una medida confiable ya que se basa en estadísticas de primer orden.

2.6.2 Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE)

Es una medida de precisión relativa y se expresa como un porcentaje, representa el promedio de los errores absolutos porcentuales entre los valores pronosticados y los valores reales. Esta medida es útil cuando deseamos evaluar la precisión del modelo en términos de porcentajes.

2.6.3 Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE)

Es la raíz cuadrada del promedio de los errores al cuadrado, su utilidad radica en que penaliza más los errores grandes, lo que puede resultar en mayores valores cuando los errores son más dispersos.

2.7 MODELADO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

Los sistemas de modelado de sistemas eléctricos son un campo de estudio centrado en la planificación y evaluación de políticas para el desarrollo del sector energético. Existen diversas herramientas para el modelado de sistemas eléctricos (Zhang et al., 2016) y (Koltsaklis & Dagoumas, 2018), sin embargo, no se dispone de un acceso amplio a los modelos desarrollados por países avanzados en estas áreas de conocimiento, lo que restringe la adopción y el uso de los mismos.

El desarrollo y construcción de herramientas de modelado eléctrico requiere una estrecha colaboración entre los operadores del sistema eléctrico, los investigadores y las universidades. México y Uruguay son ejemplos claros de esta colaboración exitosa, con el desarrollo de modelos locales (Chaer, 2008) y (Batlle, 2014).

2.7.1 Modelo Dispa-SET

Es un modelo de código abierto, para el compromiso de unidades y despacho optimo, creado originalmente para el sistema eléctrico europeo.

Las herramientas de pre y post -procesamiento están escritas en Python y su modelo es un modelo de programación lineal entera mixta (MILP), que se implementa en GAMS, los principales desarrolladores del modelo son: Sylvain Quoilin, Matija Pavičević y Konstantinos Kavvadias(Quoilin et al., 2018) y (Quoilin et al., 2017).

2.7.2 Dispa-SET en la Literatura Científica

En los últimos años, Dispa-SET ha sido utilizado en varios trabajos científicos que cubren diferentes áreas geográficas y enfoques.

Algunos de los trabajos y artículos científicos publicados son:

- Assessment of the Contribution of Power-To-Hydrogen to the Flexibility of the Future European Energy System (Joskin et al., 2021).
- Comparison of different model formulations for modelling future power systems with high shares of renewables – The Dispa-SET Balkans model (Pavičević et al., 2019).
- Energy transition planning in developing countries: The case of Bolivian interconnected power system.(Navia et al., 2021).
- Modeling hydropower to assess its contribution to flexibility services in the Bolivian power system(Zarate et al., 2021)..

2.7.2.1 Resolución del Modelo Dispa-SET

El modelo toma como entrada un gran conjunto de datos históricos , como la demanda de energía, información técnico-económica de las unidades de generación de energía, disponibilidad de fuentes de energía y la topología de la red de transmisión, los se detallan en (Quoilin et al., 2017, pp. 23-29).

La resolución del modelo se lleva a cabo de la siguiente manera; primero, se programa el arranque, operación y apagado de las unidades de generación disponibles, lo que se conoce como compromiso de unidad. Luego, se asigna(para cada período del horizonte de simulación del modelo) la demanda total de energía entre estas unidades disponibles, con el objetivo de minimizar el costo del sistema de energía, este proceso se denomina despacho optimo (Navia et al., 2021, p. 4).

Los resultados de la simulación proporcionan graficas de las curvas de generación y almacenamiento de energía, reducción de carga, nivel de restricción, etc. Los mismos permiten evaluar la adecuación y flexibilidad del sistema eléctrico en diversos escenarios.

2.7.2.2 Función Objetivo del Modelo Dispa-SET

La función objetivo del modelo es minimiza los costos del sistema de energía considerando los costos de: arranque/apagado de unidades, estado encendido/apagado, rampas, reducción de carga, reserva y rampa, y otros relacionados a la transmisión de energía a través de líneas eléctricas (Quoilin et al., 2017).

2.7.2.3 Procedimientos para ejecutar Dispa-SET

Antes de ejecutar Dispa-SET se debe instalar y configurar correctamente las siguientes herramientas:

- Visual Studio C++
- Miniconda
- GAMS
- Git
- Github Account
- SmartGit

La instalación de Dispa-SET se realiza en dos etapas:

- **Primero:** Clonar el repositorio de Github de; <https://github.com/energy-modelling-toolkit/Dispa-SET> , seleccionar y descargar la versión adecuada de Dispa-SET.
- **Segundo:** Instalar Dispa-SET a través de Miniconda.

Para obtener más detalles sobre el procedimiento de instalación, se recomienda revisar el sitio oficial de Dispa-SET (*DispaSET*, 2019).

CAPITULO III

METODOLOGÍA

En este capítulo se detalla el enfoque y la metodología seguida para llevar a cabo la investigación, el mismo abarca una combinación de procesos que incluyen la recopilación de datos, análisis estadístico de la demanda de energía, modelado de sistemas eléctricos y la evaluación del impacto del incremento de la demanda en el SIN de Bolivia para el año 2026.

3.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Enfoque Cuantitativo

La investigación se ha abordado desde una perspectiva cuantitativa, utilizando el modelo de pronóstico SARIMA para analizar detalladamente y comprender la demanda de energía. Este enfoque ha permitido un control riguroso de los parámetros examinados, que incluyen la oferta y la demanda de energía en cada zona geográfica del SIN de Bolivia, así como una evaluación precisa de los resultados.

En lo que respecta al alcance, esta investigación se ha centrado en un enfoque explicativo, esta elección se basa en la existencia de dos variables en el estudio: el incremento de la demanda de energía en el SIN de Bolivia como variable independiente, y el impacto del SIN en el panorama energético para el año 2026 como variable dependiente. Esto significa que la magnitud del aumento en la demanda de energía para el año 2026 tendrá un papel determinante en el nivel de impacto en el SIN de Bolivia.

3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

- **Recopilación de Datos Iniciales**

Se empleo el método bibliográfico para recopilar datos actuales sobre el SIN de Bolivia en cuanto a generación, transmisión, demanda de energía y proyectos de expansión previstos para el año 2026. Este método implicó la revisión de informes gubernamentales, publicaciones académicas y otros documentos relevantes que permitió acceder a información necesaria para el estudio.

- **Clasificación de Datos**

Se utilizó el método descriptivo para organizar y clasificar los datos recopilados del SIN de Bolivia. Los mismos se clasificaron según la zona geográfica del SIN (norte, sur, oriente y central), lo que permitió obtener una visión más detallada de la situación actual del sistema eléctrico en las diferentes zonas geográficas del país.

- **Análisis Estadístico y Pronóstico**

Se empleó métodos estadísticos para analizar los datos recopilados y comprender las tendencias históricas y actuales de la demanda de energía en cada zona geográfica del SIN de Bolivia, también se empleó técnicas de pronóstico, tales como análisis de series temporales, y métodos como el modelo SARIMA, para proyectar la demanda de energía en las cuatro zonas geográficas del SIN de Bolivia para el año 2026.

- **Establecimiento de Condiciones Previstas y Escenarios Futuros**

Se utilizó los datos pronosticados de la demanda de energía para establecer las condiciones previstas del SIN para el año 2026, con los que se creó modelos que representan la infraestructura actual y futura del SIN de Bolivia, que incluyen la generación, transmisión y distribución de energía, para luego plantear posibles escenarios energéticos futuros considerando factores como la disponibilidad hídrica y el cumplimiento de los proyectos de expansión del SIN de Bolivia planificados para el año 2026.

- **Simulación y Modelado de Sistemas Eléctricos**

Se empleó herramientas de modelado de sistemas eléctricos como Dispa-SET para evaluar y analizar los distintos escenarios energéticos propuestos, lo que permitió simular y obtener resultados del comportamiento del sistema eléctrico bajo las diferentes condiciones planteadas.

- **Evaluación de Impacto**

Se evaluaron los distintos escenarios energéticos propuestos en términos de estabilidad del sistema eléctrico, capacidad de generación, demanda satisfecha y otros, lo que permitió identificar posibles desafíos y oportunidades en las diferentes zonas geográficas del SIN de Bolivia.

- **Resultados y Conclusiones**

Se analizaron los resultados de las diversas simulaciones y se presentaron de manera clara y coherente, utilizando gráficos, tablas y explicaciones pertinentes. Finalmente, se expusieron las conclusiones derivadas de los resultados de los distintos escenarios energéticos.

CAPITULO IV

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE BOLIVIA.

El sistema eléctrico boliviano se compone por empresas eléctricas, que realizan actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, operando de forma coordinada para proveer electricidad a los consumidores, actividad que es desarrollado por, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema aislado auto productor. El SIN está geográficamente dividido en cuatro zonas: Norte (La Paz y Beni), Oriental (Santa Cruz), Central (Oruro y Cochabamba) y Sur (Potosí, Chuquisaca y Tarija)(*CNDC*, 2022b). En la Figura 4-1 se ilustra al SIN de Bolivia y su distribución geográfica.

Figura 4-1 *Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia*

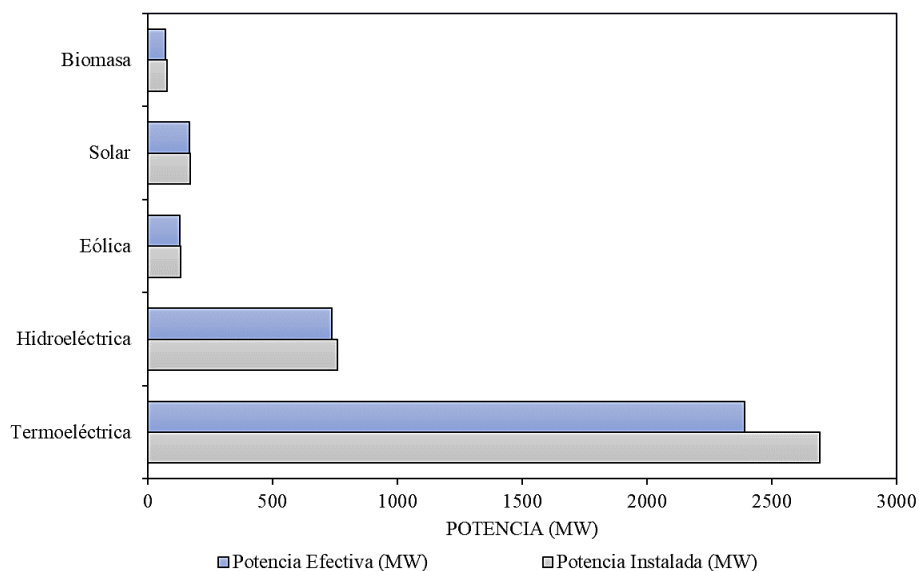


Fuente: Tomado de (Huallpara et al., 2023)

4.1.1 Parque Generador

La potencia instalada total para la generación eléctrica hasta diciembre de 2022 fue de 3,828.3 MW, con una potencia efectiva de 3,491.2 MW (Anuario Estadístico AETN, 2022, p. 18). Esta capacidad está compuesta por tecnologías de generación termoeléctrica, hidroeléctrica y energías renovables. En la Figura 4.2 se ilustra lo mencionado.

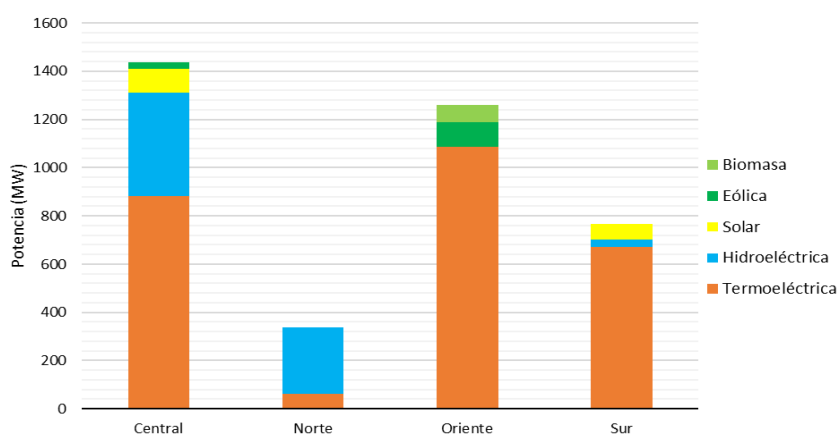
Figura 4-2 Parque Generador del SIN de Bolivia (Gestión 2022)



Fuente: Construido con los datos de (*Anuario Estadístico AETN, 2022*) y (*CNDC, 2022b*)

En la Figura 4-3 se presenta el parque generador (Potencia Instalada) del SIN de Bolivia, distribuido por tecnología y capacidad de generación en cada zona geográfica del SIN de Bolivia.

Figura 4-3 Parque Generador del SIN de Bolivia según Zona Geográfica



Fuente: La figura fue construida en base de (*Anuario Estadístico AETN, 2022*).

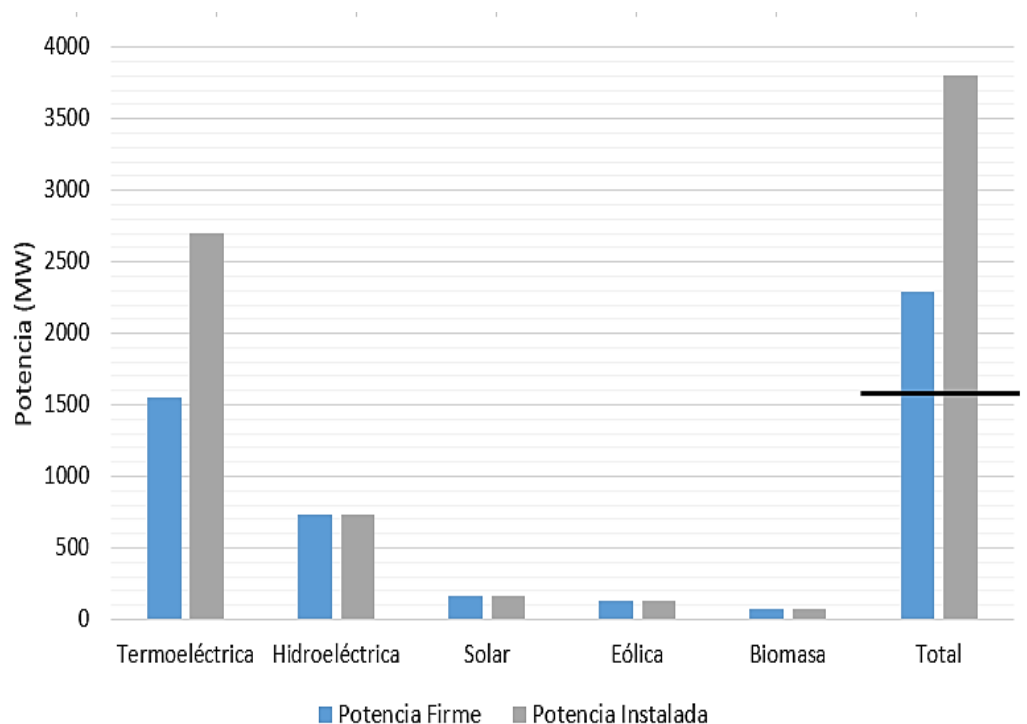
En el Anexo 2 se detalla las unidades de generación que componen el SIN de Bolivia.

4.1.2 Oferta y Demanda de Potencia

El parque generador declarado disponible en el SIN de Bolivia para la gestión 2022 (oferta de potencia firme) fue de 2279.7 MW, en el mismo período la demanda máxima en el SIN alcanzó los 1658.13 MW (Anuario Estadístico AETN, 2022, p. 37).

En la Figura 4-4, se muestra la oferta (Potencia Firme) y la demanda de potencia registrada en el SIN de Bolivia durante el periodo 2022.

Figura 4-4 Oferta y Demanda de Potencia en el SIN de Bolivia (Gestión 2022)



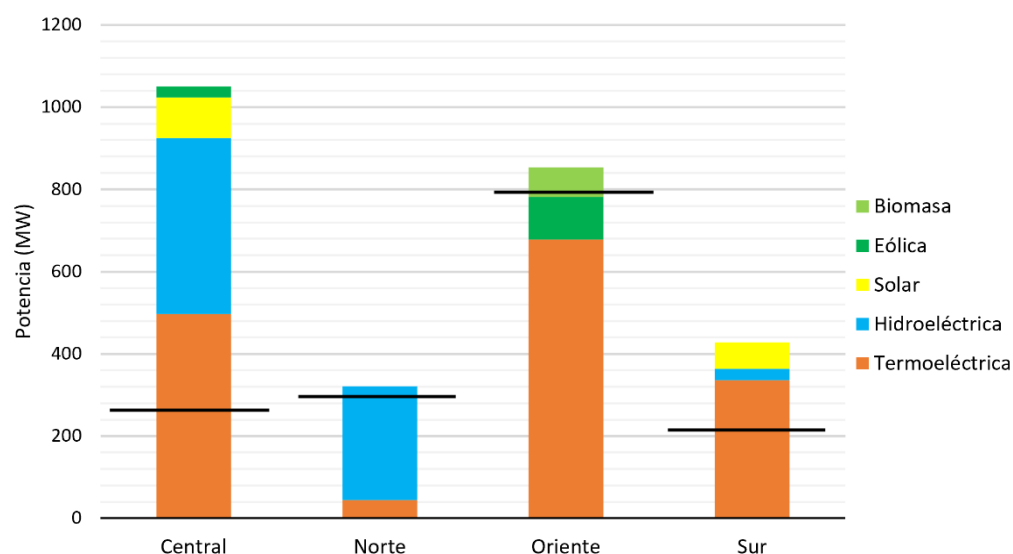
Nota: La línea horizontal (negro) indica la demanda.

Fuente: Construido con los datos de (*Anuario Estadístico AETN, 2022*).

4.1.2.1 Según Zona Geográfica

La caracterización de la capacidad de generación (Oferta) y demanda de energía que se registró en cada zona geográfica (Norte, Sur, Central y Oriente) del SIN de Bolivia en el período 2022, se representa en la Figura 4-5.

*Figura 4-5 Oferta y Demanda de Potencia Según Zona Geográfica del SIN de Bolivia
(Gestión 2022)*



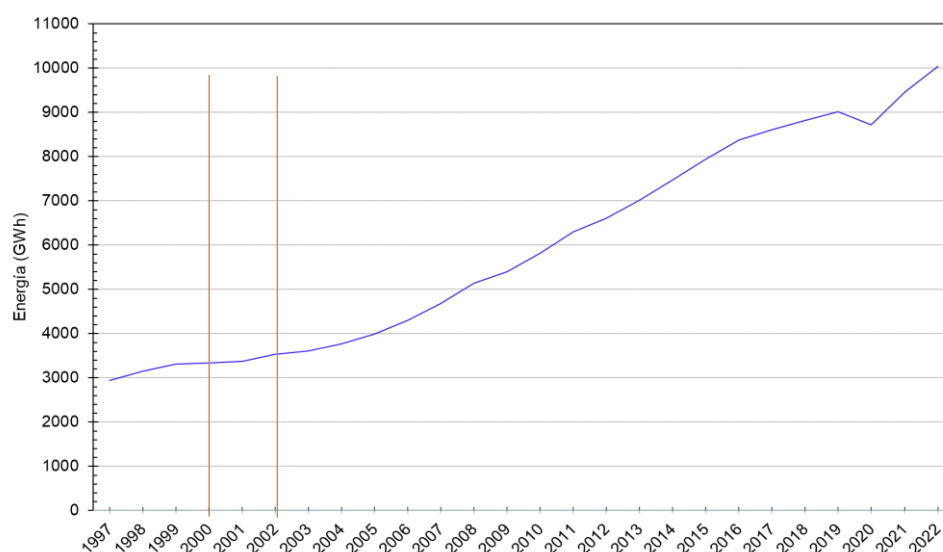
Nota: La línea horizontal (negro) indica la demanda.

Fuente: Construido con los datos de (Anuario Estadístico AETN, 2022) y (CNDC, 2022b)

4.1.3 Histórico de la Demanda de Energía

La Figura 4-6 muestra el histórico de la demanda de energía anual, que se divide en tres períodos con características de crecimiento distintos. Donde en el primer período (1997-1999), se observa un crecimiento constante de la demanda, en el segundo período (2000-2001), se aprecia un estancamiento en el crecimiento de la demanda, sin embargo, en el tercer período más extenso (2002-2021), la demanda vuelve a experimentar un crecimiento (Memoria Anual CNDC, 2022) y (CNDC, 2022b).

Figura 4-6 Evolución de la Demanda de Energía del SIN de Bolivia (Anual)



Fuente: Construido con los datos de (Memoria Anual CNDC, 2022) y (CNDC, 2022b)

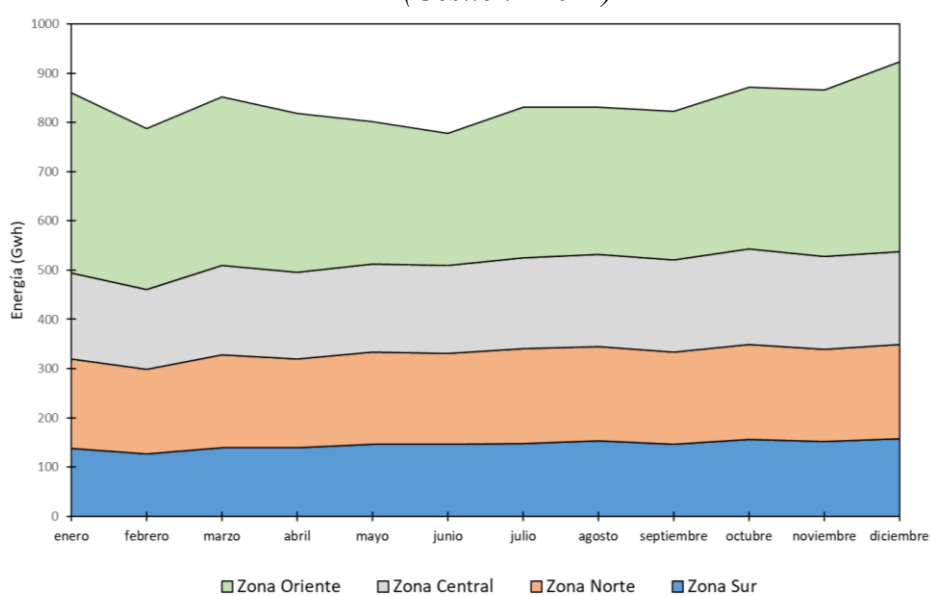
4.1.3.1 Demanda de Energía Anual

La demanda de energía en el SIN de Bolivia, en una temporalidad anual que abarca 12 meses, presenta una estacionalidad bien definida, lo que significa que el comportamiento de la demanda de energía es casi similar de un año a otro. Esto se puede observar claramente en la Figura del Anexo 4, donde se muestra la demanda de energía anual de las gestiones 2019, 2021 y 2022.

4.1.3.2 Demanda de Energía Según Zona Geográfica del SIN

En la Figura 4-7, se muestra la demanda de energía correspondiente a la gestión 2022 en una temporalidad mensual. Esta información está desglosada por zonas geográficas del SIN de Bolivia (Norte, Sur, Centro y Oriente). Se puede observar que la demanda en la zona Oriente es notablemente superior a las demás, seguida por la zona Central, Norte y Sur.

Figura 4-7 *Demanda de Energía Mensual Según Zona Geográfica del SIN de Bolivia (Gestión - 2022)*



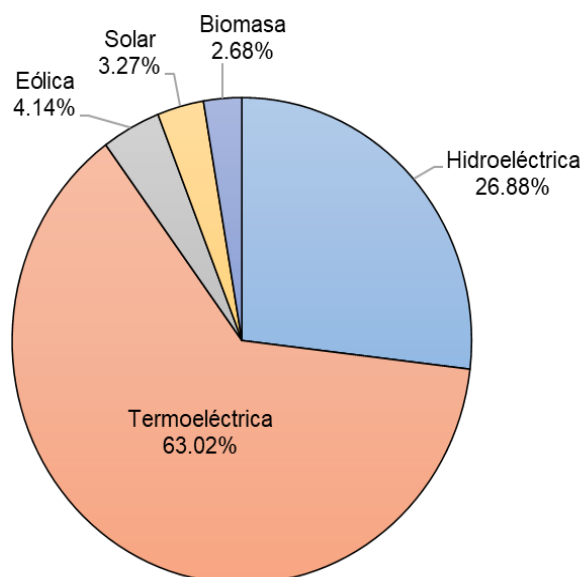
Fuente: Construido en base de (Anuario Estadístico AETN, 2022) y (CNDC, 2022b)

4.1.4 Producción de Energía

En la gestión 2022, la producción total de energía en el SIN de Bolivia fue de 10,592.5 GWh. De esta cantidad, 2,847.7 GWh provinieron de centrales hidroeléctricas, 6,675.2 GWh de centrales termoeléctricas, 438.5 GWh de centrales eólicas, 346.8 GWh de energía solar fotovoltaica y 284 GWh de biomasa. (Anuario Estadístico AETN, 2022, p. 53).

En la Figura 4-8, se ilustra la participación de las diferentes tecnologías de generación eléctrica que contribuyeron a la producción de energía durante la gestión 2022.

Figura 4-8 *Producción de Energía Eléctrica - Gestión 2022*



Fuente: Construido con los datos de (Anuario Estadístico AETN, 2022).

4.1.4.1 Generación Termoelectrica

En el Anexo 5, se presenta la información detallada sobre las diversas empresas de generación termoeléctricas que componen el SIN de Bolivia y que participaron en la producción de energía eléctrica durante el período 2022. Un dato importante a destacar es que la generación de energía termoeléctrica experimenta un aumento significativo en su capacidad de generación durante el período de julio a diciembre.

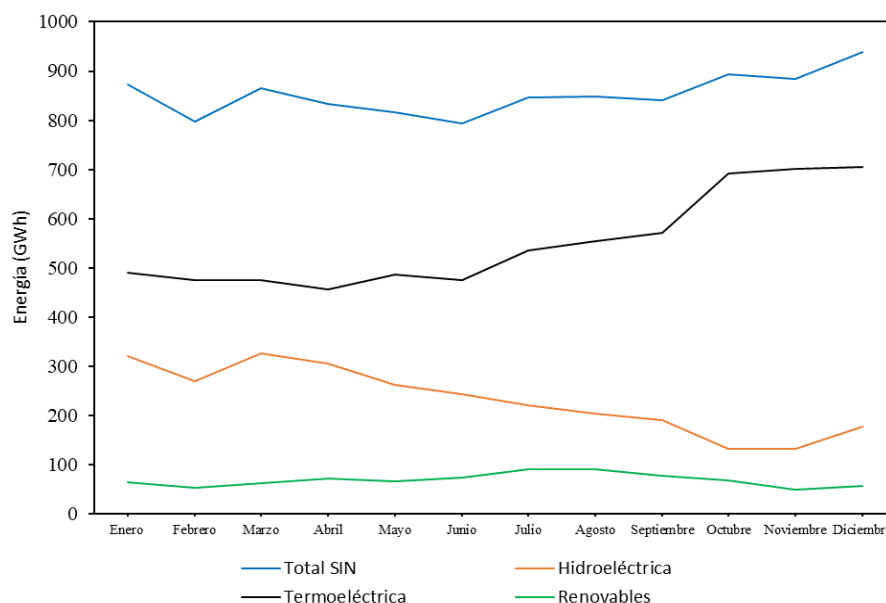
4.1.4.2 Generación Hidroeléctrica

En el Anexo 6, se presenta información detallada sobre las distintas empresas de generación hidroeléctrica que integran el SIN de Bolivia y que participaron en la producción de energía eléctrica durante el año 2022. Un aspecto importante a destacar es que la producción de energía eléctrica experimenta una disminución durante el período de julio a diciembre, esto se debe a la reducción en los niveles de los embalses que se detalla en el Anexo 7.

4.1.4.3 Producción de Energía Según Tecnología de Generación

En la Figura 4-9 se presenta la proporción de las distintas tecnologías de generación que contribuyeron para atender la demanda de energía durante el año 2022. Durante los meses de julio a diciembre, se evidencia una significativa reducción en la capacidad de generación de energía hidroeléctrica, en respuesta a esta situación, se registra un aumento en la capacidad de generación de energía termoeléctrica para suplir la demanda energética

Figura 4-9 Participación de Tecnologías de Generación - Gestión 2022

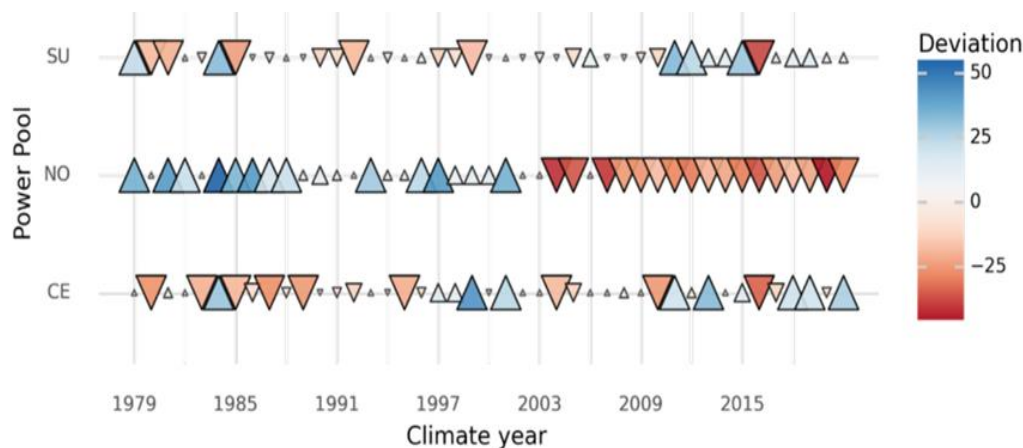


Fuente: Construido con los datos de (Anuario Estadístico AETN, 2022)

La participación de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas son vitales para satisfacer la demanda eléctrica en el SIN de Bolivia. No obstante, las centrales hidroeléctricas están sujetas a factores climáticos que afectan su capacidad de generación y de almacenamiento hídrico.

En la figura 4-10 se presenta la variabilidad anual de caudal de 43 años climáticos (1979-2021), donde se puede identificar al año más húmedo (1984), al año promedio (2003) y al año más seco (2016).

Figura 4-10 Variabilidad Anual de Caudal



Nota: El tamaño de los triángulos indica la variabilidad interanual, la dirección destaca el aumento o disminución en comparación a la media, y el color indica la variabilidad intra-anual.

Fuente: Tomado de (Hualpara et al., 2023)

El año 2016, que fue catalogado como un año con escasez de lluvias según informes del (Senamhi, 2022) y el (INE, 2022), tuvo un impacto significativo en el SIN de Bolivia. Este impacto se reflejó en una notable disminución en la capacidad de generación hidroeléctrica, lo que puso de manifiesto la estrecha relación entre la capacidad de generación hidroeléctrica y la disponibilidad de agua, para comprender mejor esta situación, se presenta en el Anexo 8 la participación histórica de la generación hidroeléctrica en el SIN de Bolivia.

4.1.5 Topología de la Red

A fines del año 2022, el SIN de Bolivia se compone de 235.7 km de líneas en 500 kV, 4612.2 km de líneas en 230 kV, 1964.6 km de líneas en 115 kV y 214.2 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 7026.6 km de líneas de transmisión (Anuario Estadístico AETN, 2022, p. 43).

4.1.5.1 Interconexión de Zonas Geográficas

Las diferentes zonas geográficas (Norte, Sur, Central y Oriente) del SIN de Bolivia, están conectadas mediante líneas eléctricas, lo que posibilita la transferencia de energía eléctrica entre las mismas.

En la Tabla 4-1 se presenta la información detallada sobre la capacidad de transferencia de energía entre las diversas zonas geográficas del SIN que están interconectadas para el año 2022.

Tabla 4-1 *Capacidad de Transferencia entre Zonas Geográficas del SIN de Bolivia (Gestión 2022)*

Dirección de Flujo de Energía	Tramo: Nodo		Tensión (Kv)	Capacidad (MW)
	Inicio	Final		
CE <-> NO	Santivañez	Palca I	230	442
	Santivañez	Palca II	230	
	Mazocruz	Vinto	230	
CE <-> OR	Carrasco	Yapacani	230	272.5
	Carrasco	Arbolera	230	
CE <-> SU	Catavi	Ocuri	115	216.5
	Santivañez	Sucre	230	
OR <-> NO	Guarayos	Paraiso	230	140.04

Nota: CE(Central), NO(Norte), SU(Sur) y OR(Oriente)

Fuente: Construido con los datos de (Anuario Estadístico AETN, 2022)

4.2 EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

La lista de proyectos de generación planificados para el año 2026 se presenta a detalle en el Anexo 9. Tras la revisión de información actualizada respecto a los proyectos previstos para el año 2023, se destaca que algunos proyectos aún no se concretaron debido a factores imprevistos, tal es el caso de la hidroeléctrica "El Cóndor", que originalmente tenía previsto iniciar sus operaciones en marzo de 2023, sin embargo, según el último informe, indica los avances del proyecto se encuentra detenido debido a factores sociales (Memoria Anual(ENDE), 2021, p. 126). Así también el parque eólico "Qollpana III", previsto para el año 2023, aún no se materializo, por lo que se continua realizando estudios de medición (Memoria Anual ENDE CORANI, 2022, p. 57). Tras la revisión de otros proyectos de generación relevantes como la hidroeléctrica Banda Azul previsto para el año 2024 (ENDE CORPORACIÓN, 2022), muestran progreso en el desarrollo del mismo (Memoria Anual ENDE CORANI, 2022, p. 52). Los proyectos de transmisión planificados para el año 2026 se detalla en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2 *Proyectos de Transmisión Planificados para el año 2026.*

Dirección de Flujo de Energía	Tramo: Nodo		Tensión (Kv)	Capacidad (MW)
	Inicio	Final		
CE <-> NO	Santivañez	Miguillas	230	155.8
CE <-> OR	Carrasco	Brechas	500	750.5
CE <-> SU	Sucre	Mizque	230	228

Fuente: Obtenido de (CNDC) Programación de Mediano, 2022)

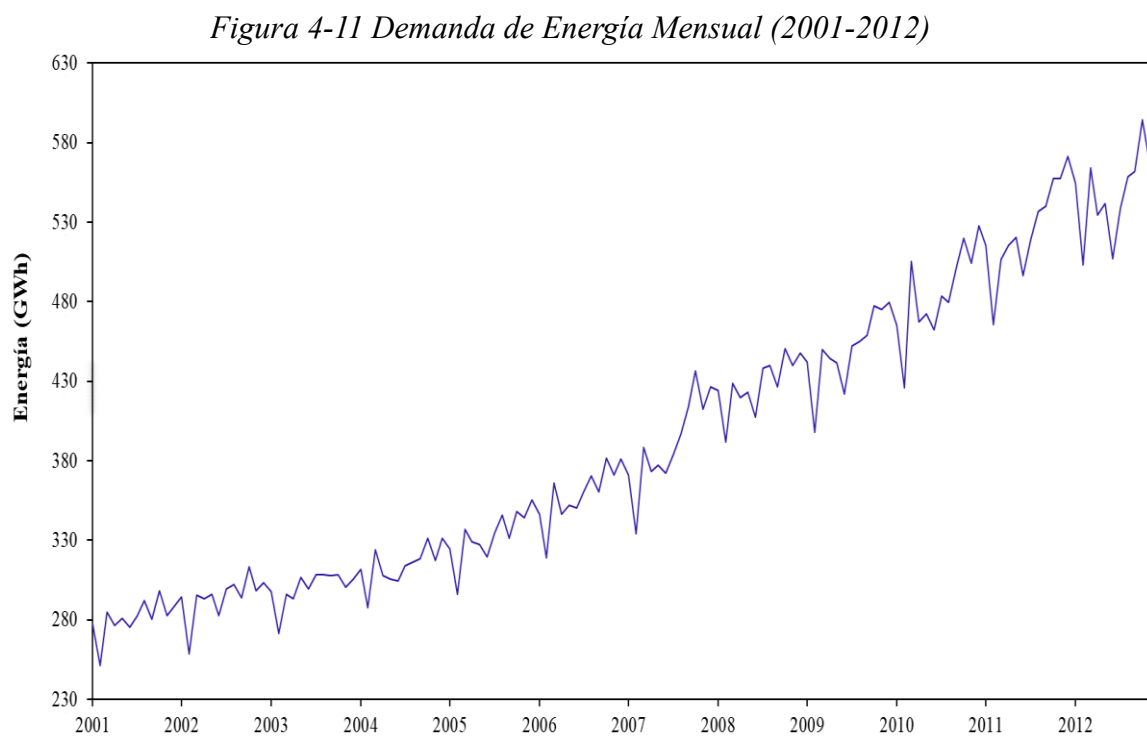
4.3 MODELOS DE PRONÓSTICO

Para determinar el modelo de pronóstico más apropiado para este estudio, se llevarán a cabo pruebas con modelos no lineales (ARIMA/SARIMA), lineales y exponenciales. Para tal efecto se realizará el pronóstico de la demanda de energía eléctrica del SIN de Bolivia para el periodo comprendido entre 2013 y 2022, utilizando cada uno de los modelos de pronósticos mencionados. Luego, se compararán y analizarán las ventajas y limitaciones de cada modelo de pronóstico con el objetivo de establecer cuál es el más apropiado para este estudio. Además, se evaluará la precisión del modelo de pronóstico seleccionado mediante el cálculo del Error Absoluto Medio (MAE) y el Error Absoluto Porcentual Medio (MAPE) en comparación con los datos reales del período analizado (2013-2022).

Para la construcción y ejecución de los modelos de pronóstico se utilizará el software R.

4.3.1 Recolección de Datos

La base de datos de la demanda de energía se obtiene de la página oficial del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Para poner a prueba los modelos de pronóstico y realizar el pronóstico de la demanda de energía para el período de 2013 a 2022, se utilizarán datos históricos de la demanda de energía mensual del SIN de Bolivia del período de 2001 a 2012, estos datos se ilustran en la Figura 4-11.



Fuente: Elaboración Propia

4.3.2 Modelo ARIMA

Se procederá a realizar la estimación del modelo ARIMA/SARIMA empleando la metodología de Box-Jenkins, para lograrlo, se seguirán detalladamente los pasos indicados por esta metodología, los cuales se encuentran descritos en el punto 2.5.

a) Identificación

La serie de tiempo de la demanda de energía, representada en la Figura 4-11, muestra una clara tendencia creciente, lo que sugiere que la serie no es estacionaria, sin embargo, esto se corrobora con la prueba de Dickey-Fuller y el análisis de autocorrelación simple y parcial.

- **Prueba de Dickey – Fuller**

La prueba permitirá determinar la estacionariedad de la serie, los resultados de la prueba están sujetas a las siguientes hipótesis.

Hipótesis Nula (H_0): La serie es no estacionaria si $p > 0.05$

Hipótesis Alternativo (H_1): La serie es estacionaria si $p < 0.05$

En la Tabla 4-3 se presentan los resultados obtenidos al aplicar la prueba Dickey Fuller a la serie de tiempo de la demanda de energía.

Tabla 4-3 *Test de Dickey-Fuller Aplicado a la Serie de Tiempo de la Demanda de Energía.*

Augmented Dickey-Fuller Test	
Dickey-Fuller	-3.414
Lag order	5
p-value	0.05494

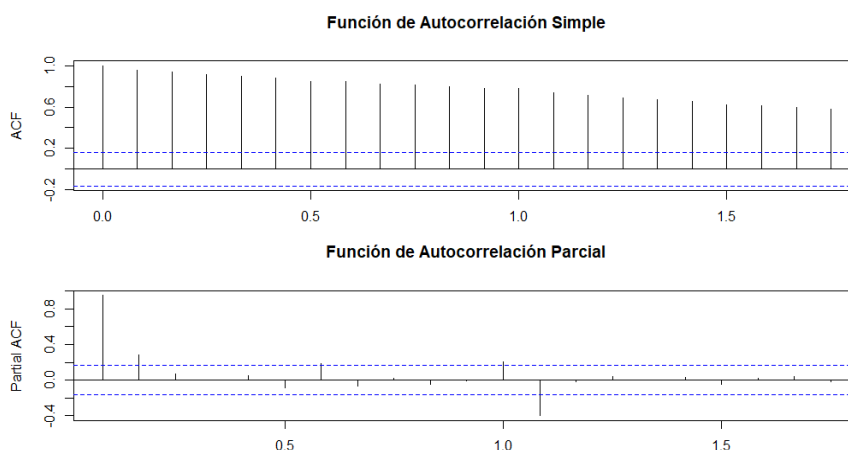
Fuente: Elaboración Propia

El valor del estadístico p-value es mayor a 0,05 por el cual no se rechaza la hipótesis nula, y se establece que la serie original es no estacionaria.

- **Análisis de Autocorrelación**

En la Figura 4-12 se presenta los resultados de la prueba de autocorrelación simple (ACF) y autocorrelación parcial (PACF) aplicado a la serie de tiempo de la demanda.

Figura 4-12 *Autocorrelación Simple y Parcial de la Serie de Datos Original*



Fuente: Elaboración Propia

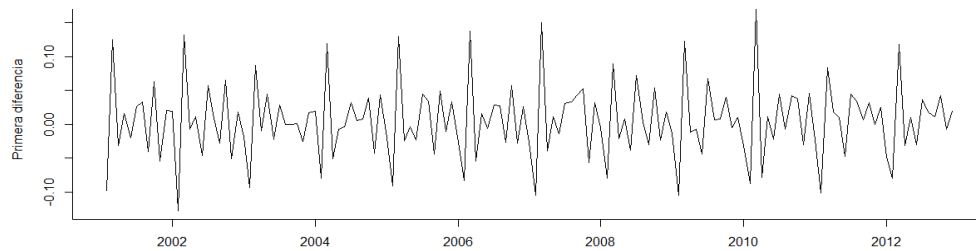
En la figura 4-12, los rezagos de la ACF muestran persistencia a lo largo del tiempo, lo cual indica que los valores pasados influyen en los valores futuros, esta persistencia se debe a la presencia de patrones o tendencias en la serie, lo que confirma que la serie es no estacionaria.

Para lograr que la serie de tiempo sea estacionaria, se procede a realizar una primera diferencia a la serie de tiempo.

- **Primera Diferencia**

Al realizar una primera diferencia a la serie de tiempo, se obtiene una nueva serie que aparenta ser estacionaria a simple vista (Figura 4-13). Para confirmar este resultado, se realiza la prueba de Dickey-Fuller y se analiza la autocorrelación simple y parcial de la serie de tiempo con primera diferencia.

Figura 4-13 Serie en Primera Diferencia



Fuente: Elaboración Propia

- **Prueba de Dickey-Fuller aplicado a la Serie con Primera Diferencia.**

En la Tabla 4-4 se presentan los resultados obtenidos al aplicar la prueba Dickey-Fuller a la serie con primera diferencia.

Tabla 4-4 Test de Dickey-Fuller Aplicado a la Serie en Primera Diferencia

Augmented Dickey-Fuller Test	
Dickey-Fuller	-7.1418
Lag order	5
p-value	0.01

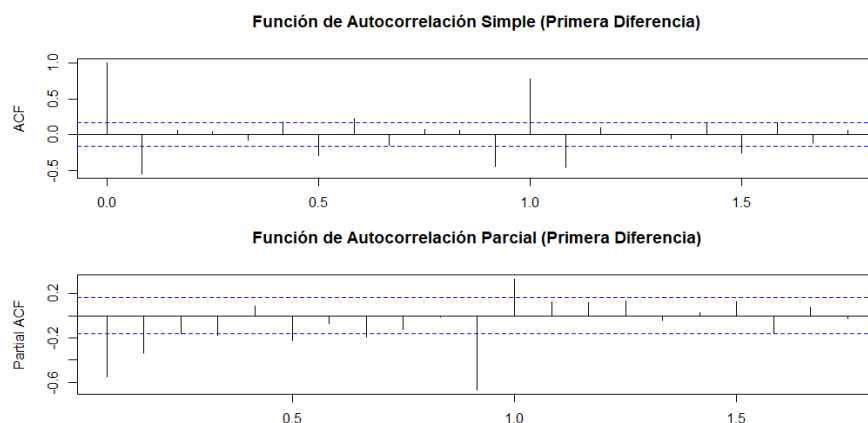
Fuente: Elaboración Propia

De los resultados: Se tiene un p-value menor a 0,05 por lo que la hipótesis nula se rechaza, estableciendo que la serie con primera diferencia es estacionaria.

- **Análisis de Autocorrelación de la Serie con Primera Diferencia.**

En la Figura 4-14 se muestran los resultados de la prueba de autocorrelación simple (ACF) y autocorrelación parcial (PACF) aplicado a la serie con primera diferencia.

Figura 4-14 Autocorrelación Simple y Parcial de la Serie con Primera Diferencia



Fuente: Elaboración Propia

En la figura 4-14, los rezagos del ACF no presentan persistencia a lo largo del tiempo, lo que confirma la estacionariedad de la serie en su primera diferencia. A continuación, se procede a identificar los componentes del modelo de pronóstico.

- **Componentes del Modelo ARIMA/SARIMA**

Para estimar los componentes del modelo ARIMA/SARIMA, se presta especial atención a los rezagos que se encuentran fuera de las bandas del gráfico de ACF y PACF de la Figura 4-14, la interpretación de las mismas es la siguiente:

- En el gráfico de la ACF se observa una caída significativa después del primer rezago, lo que indica la presencia de un componente de media móvil (MA), además, se nota una caída significativa a partir del rezago 12, lo cual sugiere la existencia de un componente estacional con un período de 12.
- En el gráfico de PACF, se observan picos significativos en los rezagos 1 y 2, lo cual indica la presencia de componentes autorregresivos (AR).

El modelo SARIMA, tendrá un componente integrado (I), debido a que la serie de tiempo de la demanda ha experimentado una diferenciación.

Estos hallazgos sugieren la presencia de un modelo estacional (SARIMA) con los siguientes componentes.: SARIMA (0,1,1) (2,1,0) [12] o SARIMA (0,1,1) (2,1,1) [12]

b) Estimación del Modelo

Para seleccionar el mejor modelo SARIMA, se utilizará criterios de información como la validación cruzada, valores AIC (Criterio de Información de Akaike) y MAPE (Error Porcentual Absoluto Medio). El modelo que presente los valores más bajos en la validación cruzada, AIC y MAPE se considera como el más óptimo para el pronóstico de la demanda de energía.

Los resultados de las diferentes pruebas se presentan en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5 Componentes del modelo SARIMA

	SARIMA (0,1,1) (2,1,1) [12]	SARIMA (0,1,1) (2,1,0) [12]
AIC	944.93	906.07
BIC	959.31	934.83
SIGMA ²	71.33	52.7
MAPE(%)	1.381	1.301
VALIDACIÓN CRUZADA	35.616	35.598

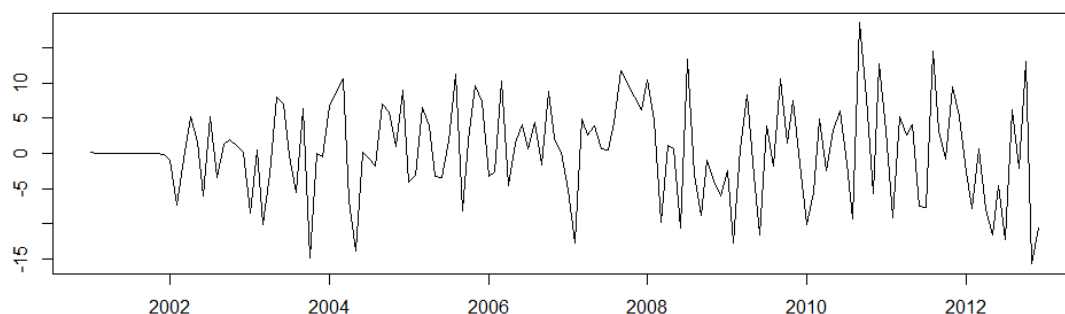
Fuente: Elaboración Propia

El modelo SARIMA (0,1,1) (2,1,0) [12] presenta los valores más bajos en todos los criterios de evaluación, por tanto, es seleccionado como el modelo de pronóstico más óptimo.

c) Diagnóstico del Modelo

Para evaluar la calidad del modelo SARIMA (0,1,1) (2,1,0) [12], analizamos los residuos del modelo de pronóstico, a fin de verificar la ausencia de ruido blanco y autocorrelación, en la Figura 4-15 se ilustra los residuos del modelo de pronóstico.

Figura 4-15 Residuos del Modelo SARIMA (0,1,1) (2,1,0) [12],



Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 4-15, se observa que los residuos del modelo se mantienen sobre un mismo rango, lo que refleja la ausencia de ruido blanco, para validar lo mencionado se procede a realizar la prueba de Box-Ljung.

• Prueba de Box-Ljung

Los resultados de prueba de Box-Ljung, establece la siguiente hipótesis.

Hipótesis:

H0(Nula): Los residuos son independientes si $p > 0.05$

H1(Alternativa): Los residuos no son independientes si $p < 0.05$

Tabla 4-6 Resultado de la prueba Box Ljung

Box-Ljung test	
X-squared	0.42627
df	1
p-value	0.5138

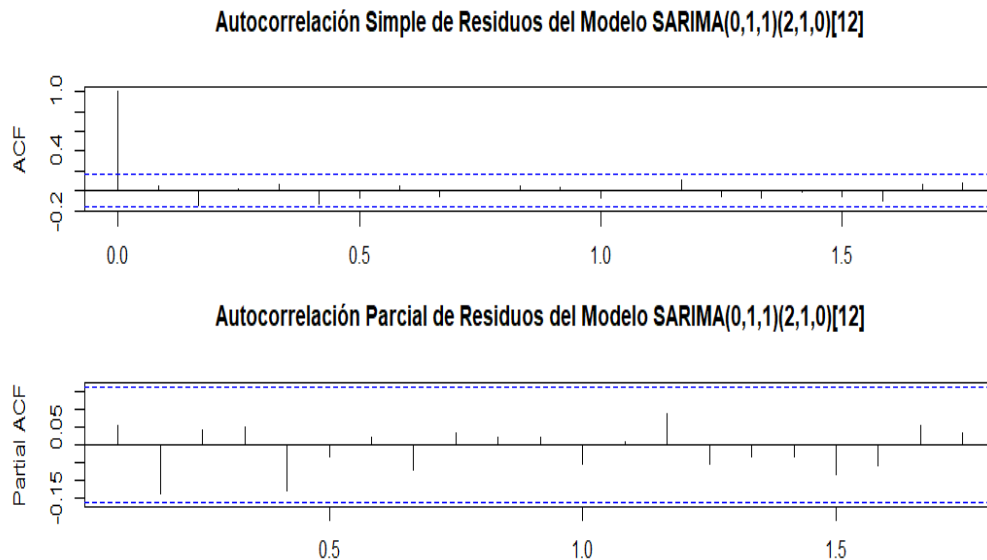
Fuente: Elaboración Propia

Los resultados de la prueba revelan un valor de p-value de 0.5138, lo que indica que no se rechaza la hipótesis nula y se confirma la independencia de los residuos.

- **Análisis de autocorrelación de los residuos del modelo**

Los correlogramas de la Figura 4-16 muestran que no existe autocorrelación significativa en los residuos.

Figura 4-16 *Autocorrelación Simple y Parcial de residuos del modelo SARIMA*



Fuente: Elaboración Propia

Las pruebas realizadas indican que no existe un patrón en los residuos del modelo, lo que permite proceder con el pronóstico de manera confiable.

4.3.3 Modelo Lineal

Utilizando los datos mensuales de la demanda de energía del periodo 2001 a 2012, calculamos la ecuación de regresión lineal.

$$y = a + b * x \quad \text{Ecu. (1)}$$

$$y = 236.846 + 2.149 * x$$

4.3.4 Modelo Exponencial

Con datos de la demanda de energía del periodo 2001 a 2012, calculamos la ecuación de regresión exponencial.

$$y = a * x^b \quad \text{Ecu. (2)}$$

$$y = 254.3 * x^{0.005607}$$

4.3.5 Pronóstico de la Demanda de Energía (2013-2022)

El código R de los modelos Sarima, Regresión Lineal y Exponencial se detallan en los Anexos 10 y 11, respectivamente.

Se realiza el pronóstico de la demanda de energía para el periodo de 2013 a 2022 utilizando los parámetros de los modelos de pronóstico previamente estimados. Los resultados de las simulaciones, se detallan en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Resultado del Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (2013-2022)

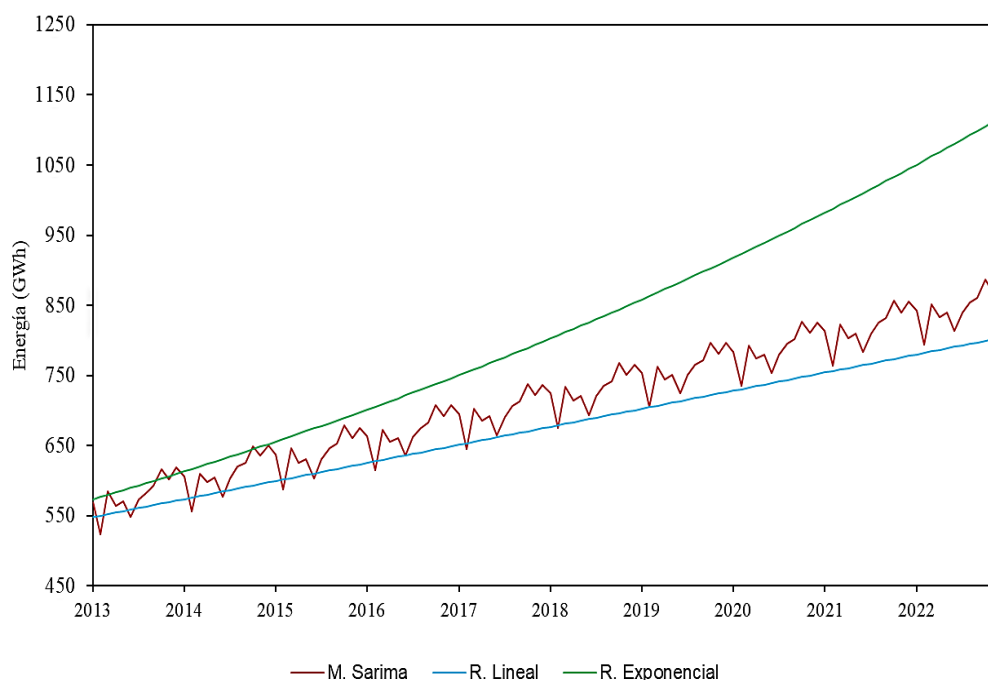
Modelo	Regresión Lineal $y=a + b*x$	Regresión Exponencial $y=a*x^{(b)}$	Sarima (p,d,q)(P,D,Q) [s]
Ecuación	$y=236.846 + 2.14965*x$	$y=254.3*x^{(0.005607)}$	(0,1,1) (2,1,0) [12]
Coef. Correl	0.9401	0.9637	
Estadístico F.	2228	3414	
Estad. t de a	62.31	107.81	
Estad. t de b	47.21	59.91	
AIC	1311.7059	1239.574	906.07
BIC	1320.615363	1248.483	934.83
Residual Mínimo	-61.62	-51.0289	-15.73
Residual Máximo	52.887	38.359	18.48-
Franja de Confianza (±)	8.80%	7.29%	2.64%

Nota: Para estimar la franja de confianza se toma como referencia 700 Gwh

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 4-17 se presenta los resultados del pronóstico de la demanda de energía, correspondiente al periodo de 2013 a 2022.

Figura 4-17 Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (2013 - 2022)



Fuente: Elaboración Propia

4.3.5.1 Comparación de Modelos

En la Tabla 4-8 se detalla las ventajas y desventajas de cada modelo de pronóstico.

Tabla 4-8 *Ventajas y Desventajas de los Modelos de Pronóstico*

Modelo	Ventajas	Limitaciones
SARIMA	Captura la tendencia, estacionalidad y componentes de autocorrelación de la serie de tiempo. Considera los efectos estacionales como los no estacionales.	El modelo puede ser difícil de implementar para usuarios no familiarizados con la metodología, es sensible a datos atípicos y no considera factores externos.
REGRESION SIMPLE	Permite identificar y cuantificar la relación lineal entre las variables predictoras.	Asume una relación lineal entre las variables, no toma en cuenta patrones estacionales.
REGRESION EXPONENCIAL	El modelo captura cambios acelerados de las variables predictoras.	Asume que la relación entre las variables sigue un patrón exponencial, no considera la estacionalidad

Fuente: Elaboración Propia

4.3.5.2 Elección del Modelo de Pronóstico

En la tabla 4-7, que muestra los resultados de los pronósticos de la demanda de energía utilizando los tres modelos de pronóstico, el modelo SARIMA se destaca debido a su valor más bajo de AIC, con una franja de confianza del 2.64%, lo que indica un nivel de precisión aceptable en sus pronósticos, posicionándose como el mejor modelo entre los analizados.

Así también en la tabla comparativa de ventajas y desventajas (Tabla 4-8), el modelo SARIMA destaca por su capacidad de capturar tendencias y estacionalidades, aspecto que contribuye a su capacidad de adaptación y ajuste al conjunto de datos, lo que respalda la elección del modelo SARIMA como el más adecuado para el pronóstico de la demanda de energía.

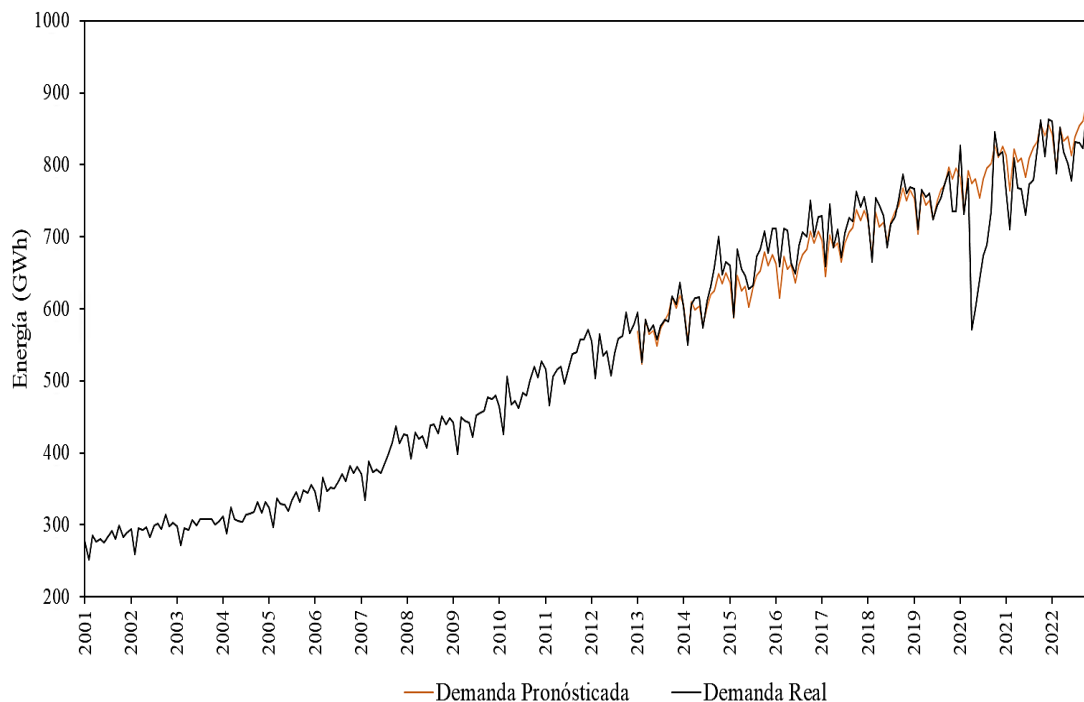
4.3.6 Cálculo de Error

Para evaluar la precisión de los resultados del pronóstico de la demanda de energía del modelo SARIMA, se calcularán los errores MAPE, MAE y RMSE. Estos errores se obtendrán al comparar los resultados del modelo de pronóstico con los datos reales de la demanda de energía en diferentes intervalos de tiempo (mensual, diario y horario).

4.3.6.1 Demanda Mensual

En la Figura 4-18 se muestra una comparación entre los datos pronosticados de la demanda de energía mensual y los datos reales registrados en el SIN de Bolivia. Además, en la Tabla 4-9 se detallan los parámetros de MAE, MAPE y RMSE, que se calculan en función de los datos reales de la demanda registrados en el SIN de Bolivia.

Figura 4-18 *Comparación de la Demanda de Energía Mensual (Periodo 2013-2022)*



Nota: La reducción de la demanda de energía en el periodo 2020, se debe al efecto de la emergencia sanitaria asociada con la pandemia COVID- 19.

Fuente: Elaboración Propia

4.3.6.2 Demanda Diaria y Horaria

El pronóstico de la demanda de energía en temporalidad diaria no es conveniente debido a la gran cantidad de datos requeridos, así como la presencia de datos atípicos en la serie y otros aspectos desfavorables (Cabezón Machado, 2018, p. 37). Por esta razón, se realiza la disgregación de la demanda mensual pronosticada a temporalidades diaria y horaria.

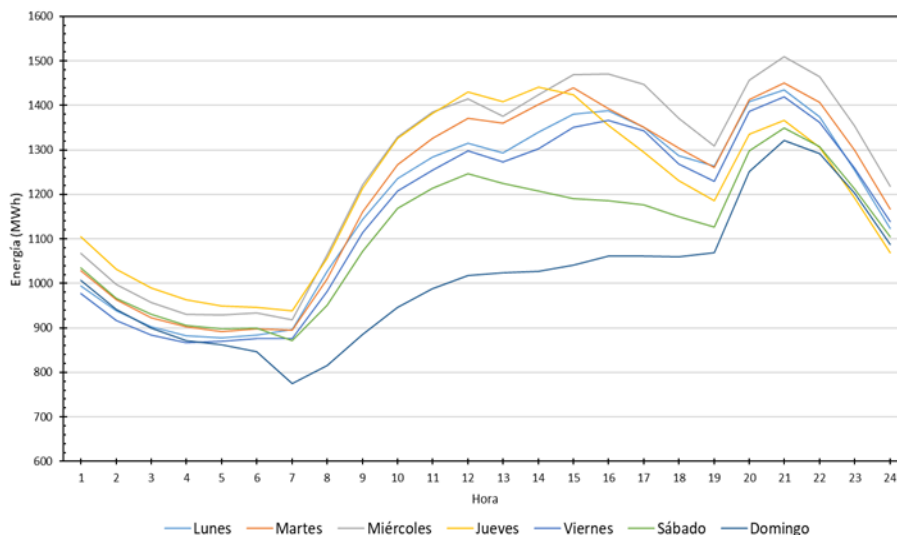
- **Demanda Diaria**

Para disgregar la demanda mensual pronosticada a temporalidad diaria, se utiliza la relación porcentual de crecimiento, considerando que el comportamiento estacional de la demanda a nivel diario tiende a ser similar en la mayoría de las semanas. En el Anexo 12 se detalla los procedimientos seguidos para desglosar la demanda mensual a temporalidad diaria.

- **Demanda Horaria**

La demanda de energía eléctrica del SIN en temporalidad horaria tiende a ser similar en la mayoría de los días laborables (lunes, martes, miércoles, jueves y viernes). Sin embargo, los días sábado, domingo y días festivos presentan un comportamiento diferente. Este patrón se ilustra en la Figura 4-19, que representa el registro histórico de la demanda de energía eléctrica en el SIN de Bolivia.

Figura 4-19 *Estacionalidad de la Demanda Diaria*



Fuente: Elaboración Propia

Para disgregar la demanda de energía diaria a temporalidad horaria, se emplea la relación de proporción, los detalles específicos del procedimiento seguido se encuentran detallados en el Anexo 13.

La evaluación de la precisión de la demanda de energía mensual pronosticada y la demanda de energía disgregación se lleva a cabo mediante el cálculo de indicadores como el MAPE, MAE y RMSE, en comparación con los datos de la demanda real registrada en el SIN de Bolivia. Estos indicadores proporcionan una medida de qué tan cercanos están los valores de la demanda pronosticada a los valores reales registrados en el SIN de Bolivia, lo que permite establecer la calidad del pronóstico desarrollado.

Los resultados de esta evaluación se presentan en la Tabla 4-9.

Tabla 4-9 *Calculo de Error (Demanda Mensual y Diario)*

	Demanda Real vs Pronosticado	
	Mensual (GWh)	Diario (MWh)
MAPE	3.485 %	6.4 %
MAE	24.24	1476
RMSE	38.76	2068

Fuente: Elaboración Propia

4.4 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA (2023-2026)

El pronóstico de la demanda de energía se realiza para cada zona geográfica del SIN (Zona Central, Sur, Norte y Oriente) mediante el modelo sarima, para tal efecto se utiliza los datos históricos del periodo 2009 a 2022. El pronóstico se realiza en temporalidad mensual, luego se desglosa a temporalidad diaria y horaria.

4.4.1 Recolección de Datos

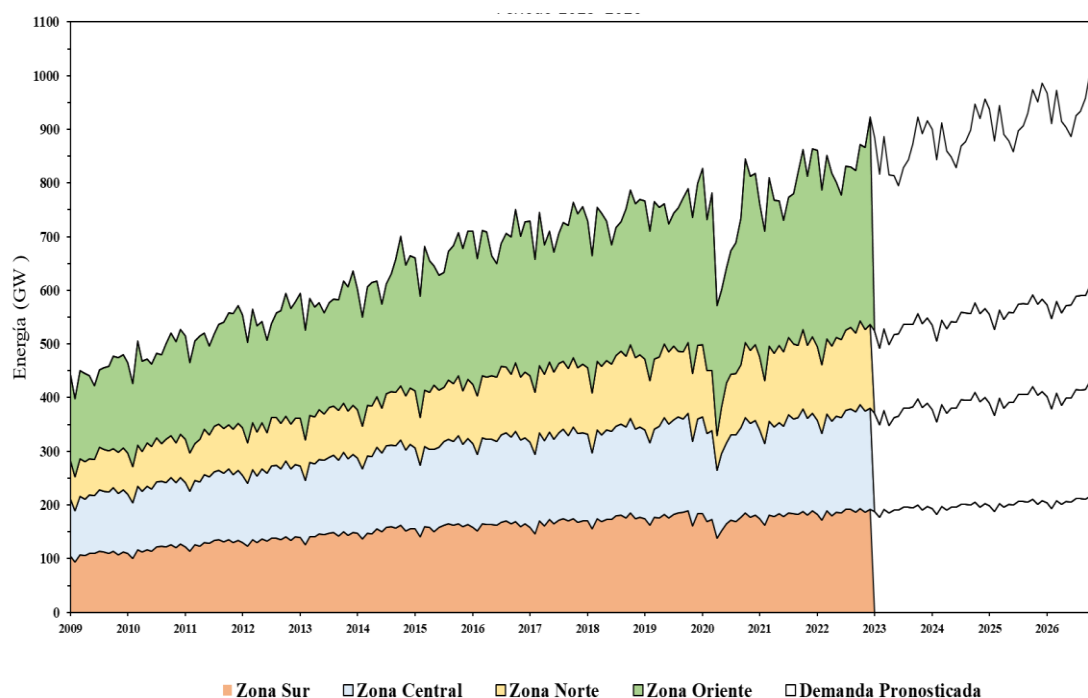
La base de datos de la demanda de energía se obtiene de la página oficial del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), específicamente del registro de retiros de energía de los nodos del Sistema Troncal Interconectado.

Los retiros de energía registrados desde enero de 2009 hasta diciembre de 2022 se clasificaron según la ubicación geográfica de los agentes distribuidores y consumidores. En el Anexo 14 se detalla los agentes distribuidores y consumidores categorizados según zona geográfica del SIN de Bolivia, dicha información se representa en la Figura 4-20.

4.4.2 Demanda Mensual

El pronóstico de la demanda de energía se realiza utilizando el modelo SARIMA, para el cual se sigue los pasos descritos en el punto 4.3.2. Los componentes del modelo SARIMA y los resultados del pronóstico de cada zona de consumo se detalla en la Tabla 4-10 y se ilustra en la Figura 4-20. El código R de los modelos se presentan en los anexos 15,16,17 y 18.

Figura 4-20 Pronóstico de la Demanda Mensual (Zona Central, Sur, Norte y Oriente)



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-10 Componentes del Modelo SARIMA

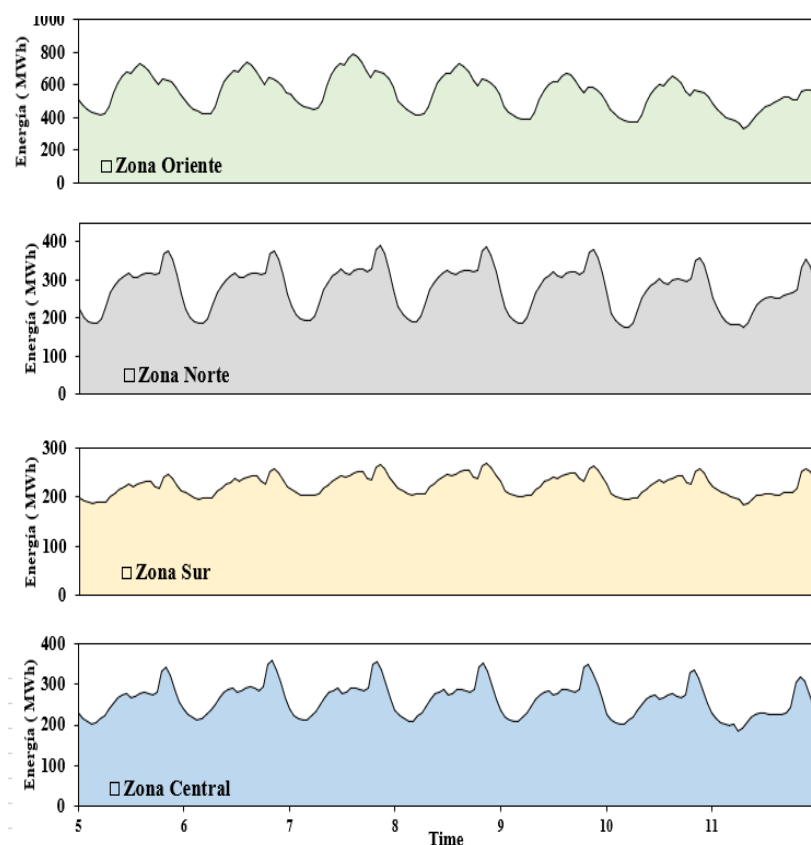
	ZONA NORTE	ZONA CENTRAL	ZONA SUR	ZONA ORIENTE
SARIMA	(0,1,2)(0,1,1)[12]	(1,0,2)(2,1,0)[12]	(1,1,1)(0,1,1)[12]	(1,0,2)(0,1,2)[12]
AIC	929.1	965.79	1053.33	1262.22
BIC	941.28	987.14	1065.51	1283.57
MAPE	1.508109	1.753977	3.771909	8.148887

Fuente: Elaboración Propia

4.4.3 Demanda Horaria

La demanda con resolución horaria se obtiene utilizando la metodología descrita en la sección 4.3.6.2. La disgregación de la demanda de energía se realiza solo para el año 2026, que es el año de análisis. En la Figura 4-21 se presenta una fracción (semana del 5 al 11 de enero de 2026) de la demanda de energía estimada en resolución horaria.

Figura 4-21 Demanda de Energía Horaria (6 a 11 de enero del 2026)



Fuente: Elaboración Propia

4.5 MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

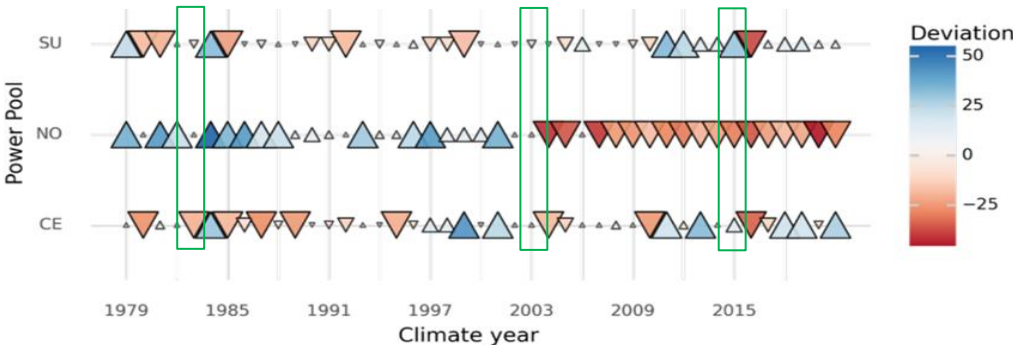
El modelado del sistema eléctrico se centrará exclusivamente en el año 2026, teniendo en cuenta las proyecciones de demanda y las condiciones previstas para dicho período. Para llevar a cabo este modelado, se utilizará el modelo Dispa-SET, que es un modelo de código abierto.

4.5.1 Escenarios Hipotéticos

El sistema eléctrico boliviano depende en gran medida de la generación hidroeléctrica (Anuario Estadístico AETN, 2022, p. 53), no obstante, esta tecnología está sujeta a la disponibilidad del recurso hídrico, el cual presenta variaciones a lo largo del tiempo.

En la Figura 4-22 se ilustra la variabilidad anual del caudal a lo largo de 43 años climáticos (1979-2021), donde se identifica el año más húmedo (1984), el año promedio (2003) y el año más seco (2016).

Figura 4-22 Variabilidad anual de Caudal



Nota: El tamaño de los triángulos indica la variabilidad interanual, la dirección destaca el aumento o disminución en comparación a la media, y el color indica la variabilidad intra-anual.

Fuente: Tomado de (Hualpara et al., 2023)

Para el modelar el sistema eléctrico boliviano, se plantea cuatro escenarios posibles, basados en los datos históricos de la disponibilidad hídrica, y las condiciones particulares del sistema eléctrico previsto para el año 2026.

En la Tabla 4-11 se detalla las características particulares de cada escenario planteado para este estudio.

Tabla 4-11 Planteamiento de Escenarios.

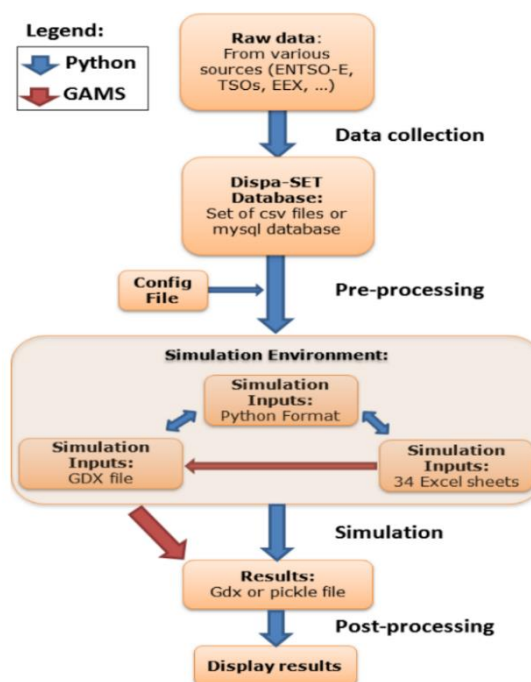
"qué pasaría si"	Basado en los datos hidrológicos históricos del año			Se concretan todos los proyectos de generación y transmisión previstos hasta el año 2026
	2003 (Año promedio de lluvias)	2016 (Año de Sequía)	1984 (Año con abundante lluvia.)	
Escenario 1	✓	x	x	✓
Escenario 2	x	✓	x	✓
Escenario 3	x	x	✓	✓
Escenario 4	✓	x	x	No se concretan los proyectos posteriores al 2024

Fuente: Elaboración Propia

4.5.2 Implementación del Modelo Dispa- SET

En la Figura 4-23 se muestra el flujo de trabajo del modelo Dispa-SET.

Figura 4-23 Diagrama de flujo del Modelo Dispa-SET



Fuente: Tomado de (Quoilin et al., 2018, p. 26)

El procedimiento para parametrizar y ejecutar la simulación en Dispa-SET es el siguiente:

- Recopilación de datos de entrada en formato de Dispa-SET.
- Pre procesamiento (Configuración de los parámetros de simulación).
- Generar el entorno de simulación.
- Simulación.
- Leer y mostrar los resultados de la simulación.

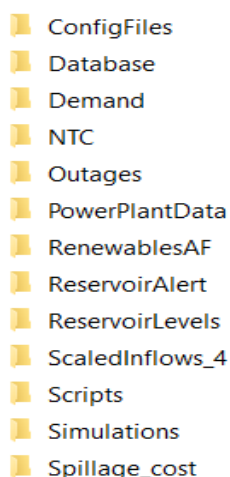
4.5.2.1 Datos de Entrada

La base de datos para representar las condiciones previstas del SIN de Bolivia para el año 2026, se obtiene de Dispa-SET Bolivia (*Dispa-SET_Bolivia*, 2023). Esta base de datos ha sido actualizada y adaptada al formato de Dispa-SET en el Centro Universitario de Investigaciones en Energías (CUIE-UMSS), a partir de la base de datos del modelo SDDP, modelo que actualmente es utilizado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), aspecto que se detalla en el estudio de (Huallpara et al., 2023). Así mismo, en el modelo Dispa-SET se incluye la información del pronóstico de la demanda de energía realizada para cada zona geográfica del SIN de Bolivia, también se incluye la información de todos los proyectos listados en el PEEBOL 2025 para tener una visión completa y actualizada de la situación eléctrica del país.

Los operadores del SIN de Bolivia también proporcionan información detallada del sistema eléctrico boliviano en (Memoria Anual CNDC, 2022), (Anuario Estadístico AETN, 2022), (Memoria Anual(ENDE), 2022), (Memoria Anual ENDE VALLE HERMOSO, 2021) y (Memoria Anual ENDE CORANI, 2022).

En la Figura 4-24 se muestra la estructura de la base de datos de Dispa-SET, en la cual se registran los datos de generación, transmisión y otros en las carpetas correspondientes, siguiendo el formato predefinido por el modelo Dispa-SET.

Figura 4-24 Base de Datos de Dispa-SET



Nota: Demanda (Demanda), NTC (Capacidad de transferencia entre Zonas), PowerPlantData(Data de Generación).

- **Demanda (Demand)**

En la base de datos de Dispa-SET (Figura 4-24) en el archivo "Demand", se registra la demanda eléctrica pronosticada para el periodo 2026, la cual se desarrolló en la sección 4.4.

En la Figura 4-25 se presenta un segmento del registro de la demanda de energía en el formato de Dispa-SET.

Figura 4-25 Demanda Eléctrica en Formato Dispa-SET

TIMESTAMP	CE	NO	OR	SU
2026-01-01 00:00:00+00:00	229.8078234	200.22	509.4734864	207.6119129
2026-01-01 01:00:00+00:00	215.741244	181.57	476.6028581	201.3709091

- **Capacidad de Transferencia (NTC)**

La capacidad de transferencia de energía entre las distintas zonas geográficas del SIN de Bolivia (Norte, Sur, Central y Oriente) que se describen en las secciones 4.1.5 y 4.2, se registra en la base de datos de Dispa-SET (Figura 4-24), específicamente en el archivo “NTC”.

La Figura 4-26 ilustra el formato y la capacidad de transferencia de energía entre las distintas zonas geográficas del SIN de Bolivia para el año 2026.

Figura 4-26 Capacidad de transferencia (MWh) Periodo 2026

SU -> CE	CE -> SU	CE -> OR	OR -> CE	OR -> NO	NO -> OR	CE -> NO	NO -> CE
444.5	444.5	1023	1023	140.04	140.04	441.7	441.7

- **Data de Unidades de Generación (PowerPlantData)**

Es esencial tener en cuenta que el modelo Dispa-SET incorpora una codificación específica para las distintas tecnologías y combustibles, como se detalla en la Figura 4-27. Esto es crucial, ya que, durante la fase de preprocesamiento, cualquier tecnología o combustible que no esté reconocido por el modelo será excluido.

Figura 4-27 Codificación para Combustibles y Tecnologías de Generación.

Technology	Description	Fuel	Examples
COMC	Combined cycle	BIO	Biomass
GTUR	Gas turbine	GAS	Natural gas
HDAM	Conventional hydro dam	GEO	Geothermal steam
HROR	Hydro run-of-river	HRD	Hard coal
HPHS	Pumped hydro storage	HYD	Hydrogen
ICEN	Internal combustion engine	LIG	Lignite
PHOT	Solar photovoltaic	NUC	Nuclear fuel
STUR	Steam turbine	OIL	Oil products
WTOF	Offshore wind turbine	PEA	Peat
WTON	Onshore wind turbine	SUN	Solar energy
CAES	Compressed air energy storage	WAT	Hydropower
BATS	Stationary batteries	WIN	Wind energy
BEVS	Battery-powered electric vehicles	WST	Waste
THMS	Thermal storage		
P2GS	Power-to-gas storage		

Fuente: Tomado de (Quoilin et al., 2018, pp. 32-33)

La base de datos de las unidades de generación que constituyen el sistema eléctrico boliviano se encuentra disponible en Dispa-SET Bolivia (*Dispa-SET_Bolivia*, 2023). Esta información se adjunta a la base de datos del modelo Dispa-SET (Figura 4-24), específicamente en el archivo "PowerPlantData". En la Figura 4-28 se muestra parte del registro de las unidades de generación en el formato predefinido de Dispa-SET.

Figura 4-28 Unidades de Generación (PowerPlanData)

PowerCapacity	Unit	Zone	Technology	Fuel
91.11	SIS	CE	HDAM	WAT
65.25	COR	CE	HDAM	WAT
7.54	KAN	CE	HDAM	WAT
2.55	MIG	CE	HDAM	WAT
17.86	GCH01	OR	GTUR	GAS
16.9	GCH02	OR	GTUR	GAS
20.72	SCZ02	OR	GTUR	GAS
59.67	GCH11	OR	GTUR	GAS
97.85	GCH09COM	OR	GTUR	GAS

- **Datos Hidrológicos (ScaledInflows)**

Los afluentes se definen como la contribución de fuentes exógenas al nivel (estado de carga) o al embalse, se expresan en MWh de energía potencial (Quoilin et al., 2018, p. 36).

Los datos hidrológicos se adjuntan en la base de datos de Dispa-SET (figura 4-24), específicamente en el archivo “ScaledInflows”. Estos datos están en formato de series de tiempo y son independientes para cada escenario de estudio. Para el año con precipitaciones promedio, se utiliza la serie de tiempo de los datos hidrológicos del año 2003, para el año de sequía, se emplea la serie de tiempo correspondiente al año 2016, y para el año de lluvias abundantes, se utiliza la serie de tiempo del año 1984.

- **Datos de Entrada Según Escenario**

Todos los parámetros resumidos en la Tabla 4-12 se establecieron como datos de entrada para crear los entornos de simulación (en carpetas separadas) para cada escenario propuesto.

Tabla 4-12 *Datos de Entrada Según Escenario*

Escenarios	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
“Scale Inflow” Datos de un año con precipitación:	Promedio (2003)	Baja, año de sequía (2016)	Abundante (1984)	Promedio (2003)
“Demand”	Demanda de energía estimada en temporalidad horaria correspondiente al año 2026.			
“NTC” Capacidad de transmisión actual:	Mas la incorporación de los proyectos de transmisión previstos hasta el año 2026.			Sin la incorporación de los proyectos de transmisión posteriores al año 2024
“POWER PLANT” Capacidad de generación actual:	Mas la incorporación de los proyectos de generación previstos hasta el año 2026.			Sin la incorporación de los proyectos de generación posteriores al año 2024.

Fuente: Elaboración Propia

4.5.2.2 Pre Procesamiento (Confi File)

Dentro de la base de datos de Dispa-SET (Figura 4-24), concretamente en la carpeta "ConfigFile", se encuentra un archivo llamado "ConfigFile.xlsx". Este archivo engloba los parámetros y datos esenciales que deben ajustarse previo a la simulación, el mismo se muestra en la Figura 4-29.

Figura 4-29 Archivo de Configuración de Dispa-SET

Dispa-SET Configuration File (v20.02)					
This is the standard configuration file for Dispa-SET. It defines the data sources for all the parameters and provides some indications regarding the structure of the data. This excel file must be provided when running the main dispa-set running script					
Description		Dummy configuration file for testing purposes. Two fictitious zones (Z1 and Z2) are simulated. The simulated period is only 7 days. There is a CHP unit in zone 1			
Legend					
Path					
True/False Statements					
Number or Date					
1 Scenario Options					
Scenario	Relative Path	Simulations/Escenario_3		This section defines the output of the pre-processing (which is the input of the DispaSet solver)	
Write GDX	True/False	VERDADERO		It is recommended to write the data in the 3 different formats (excel, gdx, pickle), but if one is not needed, it can be skipped.	
Write Pickle	True/False	VERDADERO			
GAMS path	Path				
CPLEX path	Path				
CPLEX Accuracy	Value	0.15%			
		CPLEX Setting	List	Default	
2 Horizon Settings					
Start date	Date	01/01/2026		Date and time parameters of the simulation	
Stop date	Date	31/12/2026		Start and stop dates need to be within the provided data	
Horizon length	Number of days	2		Hour 0 of the day is defined as midnight in timezone UTC+1	
Look ahead	Number of days	1			
Time step in the data	Number of hours	1			
Simulation time step	Number of hours	1			
Simulation Options					
Simulation type	List	No clustering		This section defines parameters that influence the formulation of the problem	
Reserve calculation	List	Generic		These parameters influence both the pre-processing (e.g. in LP clustering, all units are aggregated by type) and the solver (some constraints are removed when solving in LP)	
Allow Curtailment	True/False	VERDADERO			
Hydro Scheduling Options					
Hydro scheduling	List	Regional		These parameters influence how H2AM and HPHS units are operated (e.g. if Standard: scaled reservoir levels are used)	
Hydro scheduling horizon	List	Annual		These parameters influence the horizon of the hydro scheduling (e.g. if Annual: reservoirs are computed for the whole year, if Stop-date driven: computation of reservoirs is driven by the start and stop date)	
Initial/Final reservoir levels	True/False	FALSE			
		Default value	0.5	This value imposes the initial (relative) reservoir levels if the option is set to true	
		Default value	0.5	This value imposes the final (relative) reservoir levels if the option is set to true	
3 Input Data					
Demand	Relative Path	Demand/2026_Demand.csv		This section provides the paths to the raw data used to generate the Dispa-SET simulation template.	
Flexible Demand	Relative Path			The path is an absolute path or a relative path to this config file	
Outages	Relative Path	Outages/Outages.csv			
Power plant data	Relative Path	PowerPlantData/PowerPlantData_4.csv			
Renewables AF	Relative Path	RenewablesAF/RenewablesAF.csv			
Load Shedding	Relative Path			Default value 0.25	
NTC	Relative Path	NTC/NTC_AREAS.csv		For datasets which have one file per country, replace the country code (2 characters) in the path by ##.	
Historical flows	Relative Path			for example: .../data/Demand/##/2014/load.csv	
Scaled inflows	Relative Path	ScaledInflows_4/2003.csv		will fetch one load.csv file per country, by replacing ## with FR, DE, NL, etc.	
Reservoir Levels	Relative Path	ReservoirLevels/ReservoirLevels_7.csv			
Heat Demand	Relative Path				
Temperatures	Relative Path				
Geo Data	Relative Path	GeoCoordinates_AREAS.csv			
H2 Demand (P2H2 - rigid)	Relative Path				
H2 Demand (P2Lliquid - flexible)	Relative Path				
H2 Capacities (P2Lliquid - flexible)	Relative Path				
Reservoir Alert Levels	Relative Path	ReservoirAlert/ReservoirAlertLevels.csv			
Reserves Up	Relative Path				
Reserves Down	Relative Path				
Demand flexibility		Default value	4	Number of equivalent storage hours for the flexible demand	
Share of quick start		Default value	0.5	Share of the 20 reserve that can be covered by quick start units	

Para crear el archivo de simulación se siguen los siguientes pasos:

- 1: Asignar un directorio para guardar los resultados de la simulación.
- 2: Configurar el horizonte de simulación (enero a diciembre de 2026).
- 3: Configurar los datos de entrada (Demanda, NTC, PowerPlantData, etc.)

Una vez asignado y configurado los datos de entrada y los parámetros de simulación de manera individual para cada escenario, se procede a configurar el entorno de simulación.

4.5.2.3 Entorno de Simulación

Desde el script de Python (Figura 4-30), se ejecuta el archivo de simulación de GAMS con la configuración establecida en el archivo “ConfigFile” (Figura 4-29). Esta acción permite realizar la simulación con los parámetros y datos previamente definidos.

Figura 4-30 *Script en Python(Entorno de Simulación)*

```
import os
import sys

sys.path.append(os.path.abspath('.'))

# Import Dispa-SET
import dispa_set as ds

1 # Load the configuration file
  config = ds.load_config('./ConfigFiles/Conf_2026_84.xlsx')

2 # Build the simulation environment:
  SimData = ds.build_simulation(config)

3 # Solve using GAMS:
  _ = ds.solve_GAMS(config['SimulationDirectory'], config['GAMS_folder'])

4 # Load the simulation results:
  inputs, results = ds.get_sim_results(config['SimulationDirectory'], cache=False)
  inputs_MIS, results_MIS = ds.get_sim_results(config['SimulationDirectory'], cache=False, inputs_file="Inputs_MIS.p", results_file="Results_MIS.gdx")

# Limit the simulation period (for testing purposes, comment the line to run the whole year)
# config['StartDate'] = (2026, 1, 1, 0, 0, 0)
# config['StopDate'] = (2026, 7, 31, 23, 0, 0)

import pandas as pd

rng = pd.date_range('2026-02-22', '2026-02-27', freq='H')
# Generate country-specific plots
ds.plot_zone(inputs, results, z='SU', rng=rng)
ds.plot_zone(inputs, results, z='NO', rng=rng)
ds.plot_zone(inputs, results, z='CE', rng=rng)
ds.plot_zone(inputs, results, z='OR', rng=rng)
```

El script de Python sigue la siguiente secuencia de procesamiento:

- 1: Carga los datos de configuración desde el archivo "ConfigFile".
- 2: Configura el entorno de simulación.
- 3: Resuelve el modelo utilizando GAMS (General Algebraic Modeling System).
- 4: Carga los resultados obtenidos de la simulación.

Una vez que se ha completado la simulación, los resultados se almacenan en el directorio previamente establecido. Por lo tanto, no es necesario volver a ejecutar los pasos 2 y 3 para revisar los resultados.

Para simular cada uno de los escenarios planteados, se siguen los procedimientos establecidos por el modelo Dispa-SET, teniendo en cuenta los datos de entrada especificados para cada caso, según se detalla en la Tabla 4-12.

4.5.3 Discusión de Resultados

Esta sección presenta los resultados de la simulación con la configuración esperada del sistema eléctrico boliviano para el año 2026.

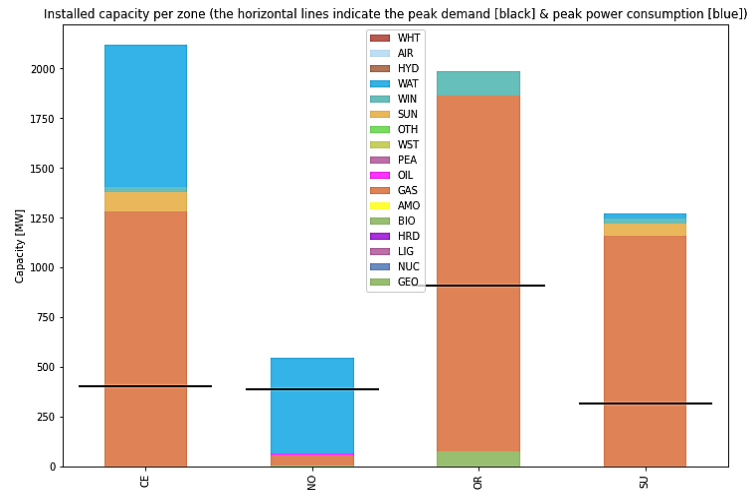
4.5.3.1 Escenario 1

El "escenario 1" se basa en los datos hídricos de un año con precipitación promedio.

- **Parque Generador Instalado en el SIN de Bolivia (2026)**

La capacidad de generación eléctrica excede a la demanda en todas las zonas geográficas del SIN, como se muestra en la Figura 4-31.

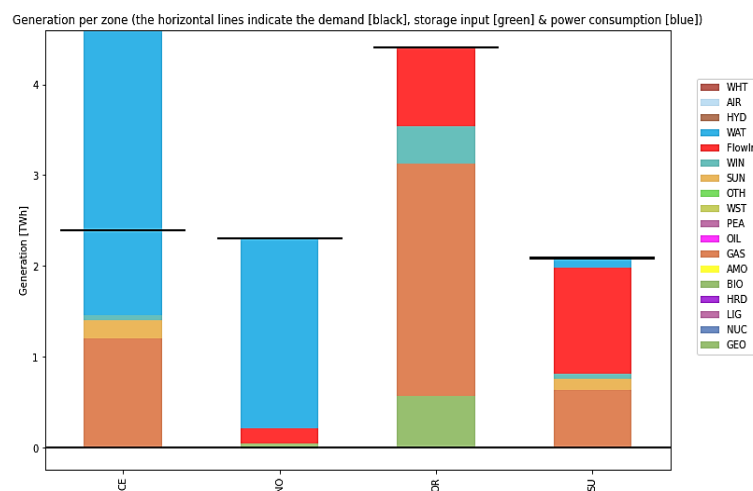
Figura 4-31 *Potencia Instalada para el año 2026 (Escenario 1)*



- **Generación de Energía Según Zona Geográfica del SIN de Bolivia (2026)**

En la Figura 4-32 se representa la producción de energía eléctrica por zona geográfica en el SIN de Bolivia, junto con la proporción de participación de las diversas tecnologías de generación. La interpretación es la siguiente: Aunque todas las zonas del SIN tienen una capacidad de generación que excede su demanda, las zonas norte, oriente y sur importan energía de otras zonas del SIN de Bolivia para cubrir su demanda. Esta dinámica se origina debido a la predominancia de tecnologías termoeléctricas e hidroeléctricas en el SIN, esta mezcla conlleva a variaciones en la generación eléctrica a lo largo del año, influidas por las fluctuaciones de los recursos hídricos.

Figura 4-32 *Producción de Energía por Zona para el año 2026 (Escenario 1)*

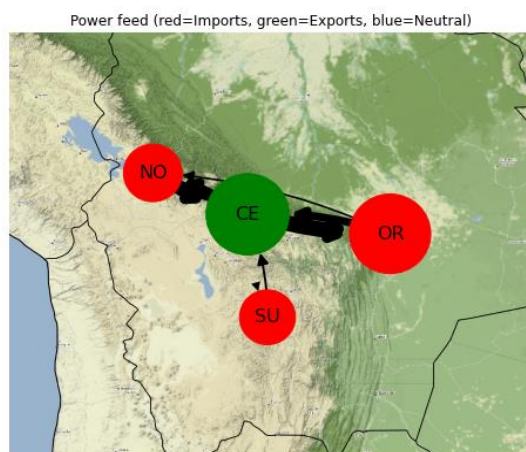


Nota: El área roja indica la importación de energía

- **Flujo de Energía**

La Figura 4-33 muestra el flujo de energía entre zonas(Figura 4-1), donde los círculos rojos indican que la zona importa energía y el verde que exporta. El tamaño de los círculos se relaciona con la capacidad: cuanto más grande, más energía importa o exporta. Las flechas negras representan la dirección del flujo de energía, y el grosor indica la capacidad de transferencia.

Figura 4-33 *Flujo de Energía (Escenario 1)*



La interpretación de la Figura 4-33 es la siguiente: La zona central es la única que no importa energía, en contraste, todas las otras zonas importan energía, y específicamente la zona sur se caracteriza por ser netamente importador y no así exportador de energía.

- **Despacho de Energía por Zona**

La Figura 4-34 ilustra la distribución temporal del despacho de energía en las diferentes zonas geográficas del SIN de Bolivia para el año 2026. Para su comprensión, es relevante conocer la nomenclatura utilizada para las fuentes de generación de energía: energía hidroeléctrica (WAT), térmica (GAS, OIL), biomasa (BIO), solar fotovoltaica (SUN), eólica (WIN) y almacenamiento hídrico (HDMA).

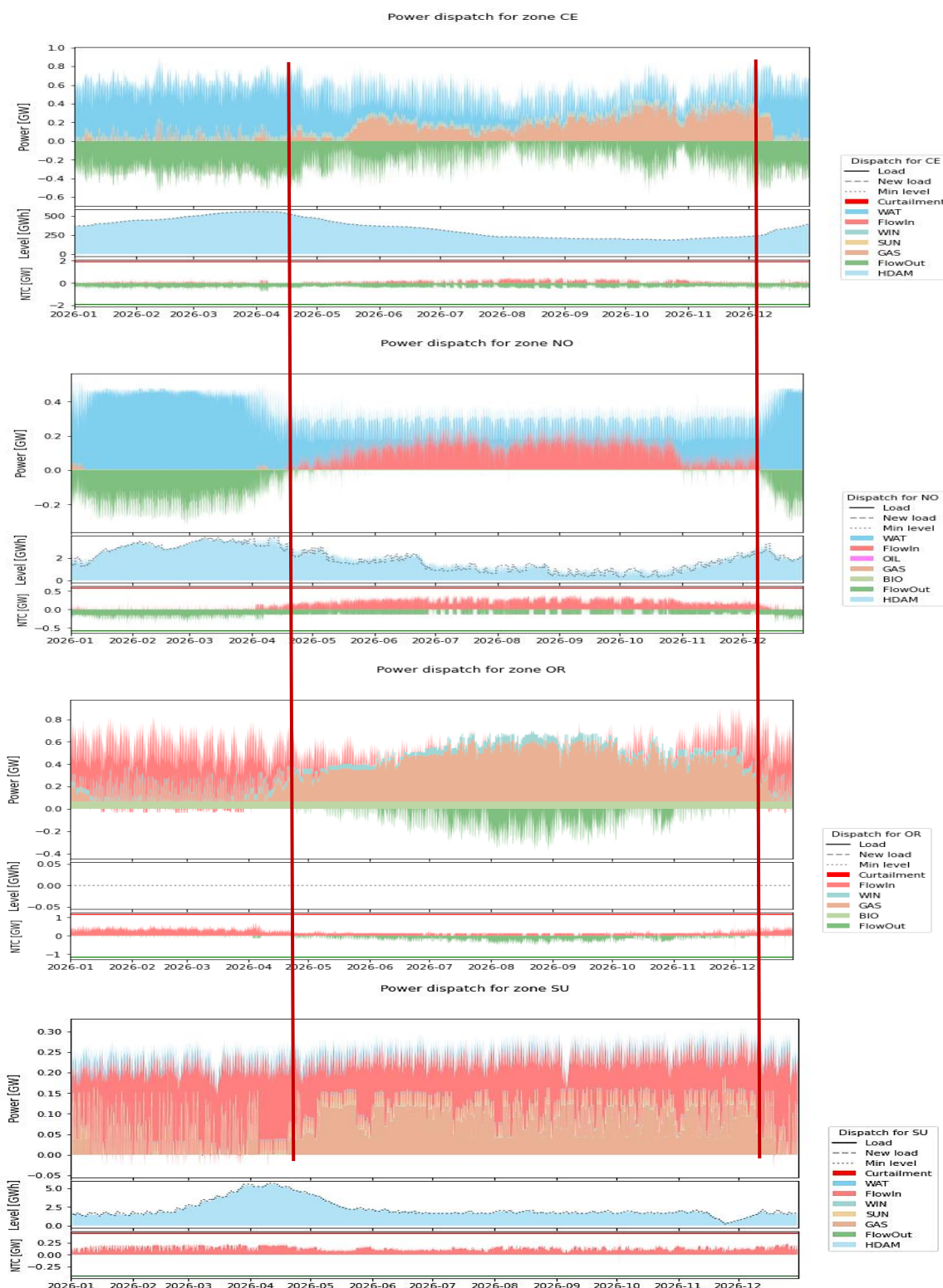
En relación a la interpretación de los diagramas, cada representación gráfica de una zona contiene tres subcuadros donde:

“**Power(GWh)**”: Indica la energía generada por tecnología, así como importaciones y exportaciones de energía, donde “**FlowIn**” representa la energía importada y “**FlowOut**” a la energía exportada desde o hacia otras zonas geográficas del SIN de Bolivia.

“**Level(GWh)**”: Indica el almacenamiento hídrico representado en energía.

“**NTC (GW)**”: Indica la transferencia de potencia eléctrica entre las zonas geográficas del SIN de Bolivia.

Figura 4-34 Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 1)



Nota: Las líneas verticales rojas indican los límites de la temporada seca, desde abril hasta diciembre.

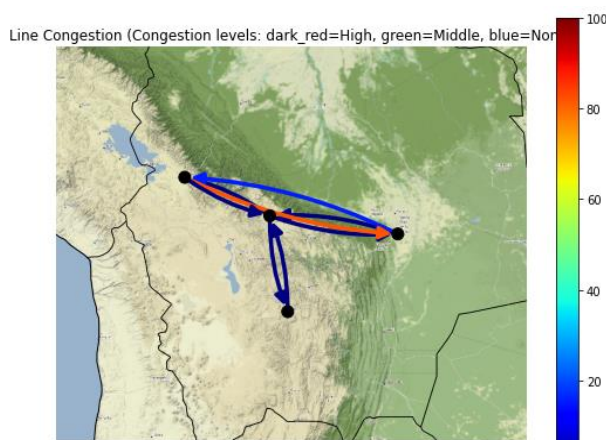
La interpretación de la Figura 4-34 es la siguiente: las zonas oriente, central y norte son las únicas que exportan energía hacia otras áreas geográficas del SIN de Bolivia. Durante el periodo de mayor disponibilidad hídrica, que abarca desde diciembre hasta abril, las zonas norte y central exportan energía.

Sin embargo, durante la temporada seca, que va desde junio hasta octubre, la zona norte cambia su rol y comienza a importar energía, mientras que la zona central sigue exportando energía, aunque en menor medida. En este mismo periodo seco, la zona oriente aumenta su producción de energía y exporta hacia otras zonas geográficas del SIN, reduciendo así sus importaciones. Por otro lado, la zona sur aumenta su producción de energía durante la temporada seca y registra una leve disminución en sus importaciones.

- **Congestión de Líneas de Transmisión**

La Figura 4-35 ilustra la congestión en las líneas eléctricas, y su interpretación es la siguiente: todas las conexiones entre las diferentes zonas no presentan congestión, a excepción de la interconexión entre las zonas oriente y norte. Esta congestión se origina porque la zona norte cuenta con una mayor capacidad de generación hidroeléctrica para el año 2026, lo que le permite exportar energía a la zona oriente durante los periodos de mayor disponibilidad hídrica, mientras que importa energía en la temporada seca. Esto ocurre porque la manera más eficiente de abastecer de energía a la ciudad de cobija (ubicada en la zona norte) es a través de la conexión con la zona oriente. No obstante, para el año 2026, la interconexión entre estas dos zonas no se ve fortalecido.

Figura 4-35 *Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 1)*



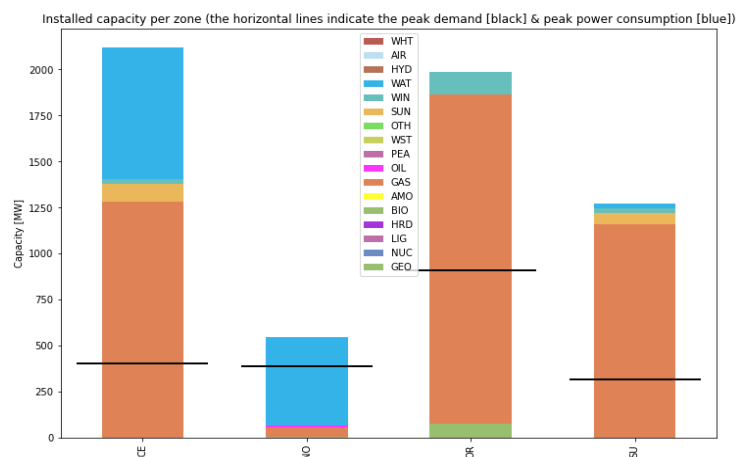
4.5.3.2 Escenario 2

La simulación del "escenario 2" se basa en los datos hídricos de un año con baja precipitación.

- **Capacidad de Generación Instalada por Zona**

La capacidad de generación eléctrica excede a la demanda en todas las zonas geográficas del SIN, como se muestra en la Figura 4-36.

Figura 4-36 *Potencia Instalada por Zona (Escenario 2)*



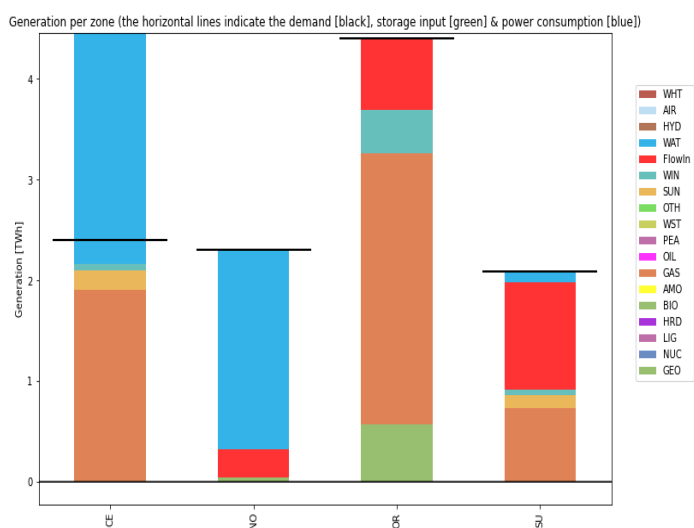
• Producción de Energía por Zona

La Figura 4-37 muestra la producción de energía eléctrica por zona geográfica en el SIN de Bolivia, dónde se puede apreciar que en la Zona Central se incrementa la participación de la generación termoeléctrica, lo cual puede ser atribuido a una reducción de la disponibilidad de recursos hídricos. En contraste, las demás zonas persisten en la importación de energía, aun cuando poseen una capacidad de generación superior a su demanda.

• Flujo de Energía

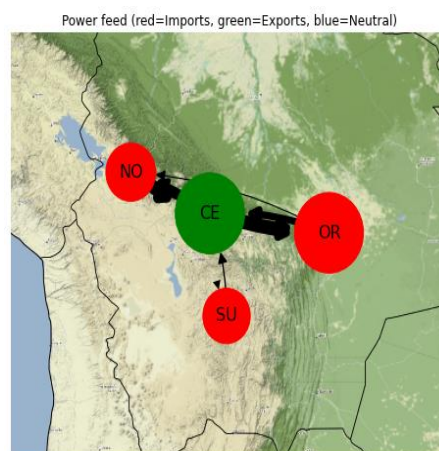
La Figura 4-38 ilustra el flujo de energía. En esta figura, se observa que la zona central exporta energía hacia las otras zonas del SIN de Bolivia, así mismo la zona oriente es la que más energía importa, seguida por la zona norte, y luego la zona sur, reflejando una relación similar a la presentada en la Figura 4-36 de producción de energía.

Figura 4-37 *Producción de Energía por Zona para el año 2026 (Escenario 2)*



Nota: El área roja representa la energía importada

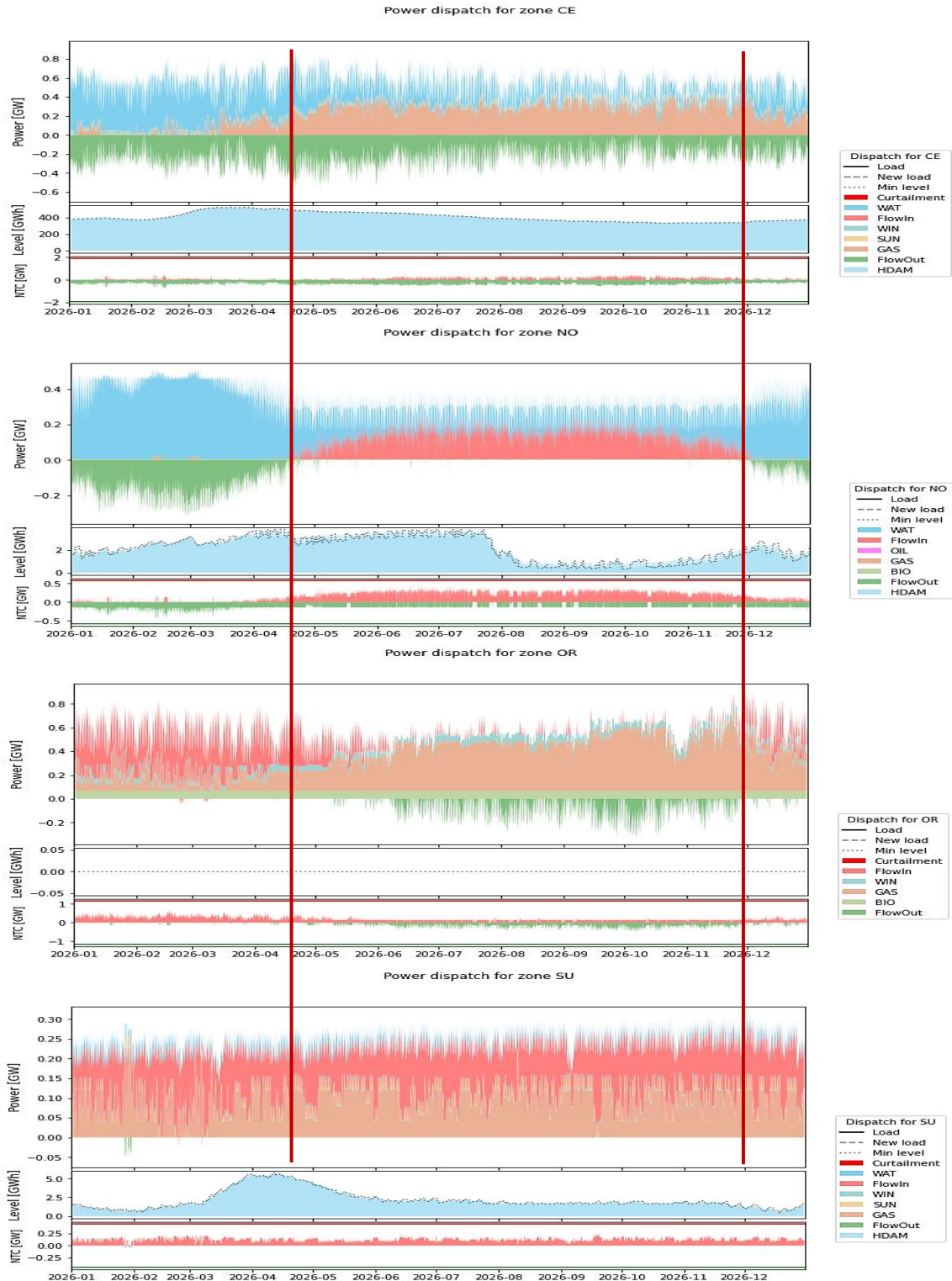
Figura 4-38 *Flujo de Energía (Escenario 2)*



- **Despacho de Energía por Zona**

La Figura 4-39 ilustra la distribución temporal del despacho de energía en las diferentes zonas geográficas del SIN de Bolivia para el año 2026.

Figura 4-39 *Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 2)*



Nota: Las líneas verticales rojas indican los límites de la temporada seca, desde abril hasta diciembre.

La interpretación de la Figura 4-39, es la siguiente:

Zona Central: En la temporada de mayor disponibilidad hídrica, esta zona produce mayor energía hidroeléctrica y durante la época seca, aumenta la producción de energía termoeléctrica, con una menor contribución hidroeléctrica.

Zona Norte: Durante la época con más recursos hídricos, la zona norte tiene un mayor nivel de producción de energía, exportando hacia otras zonas. En el periodo seco, importa energía para satisfacer su demanda y se observa una disminución en los niveles de embalse.

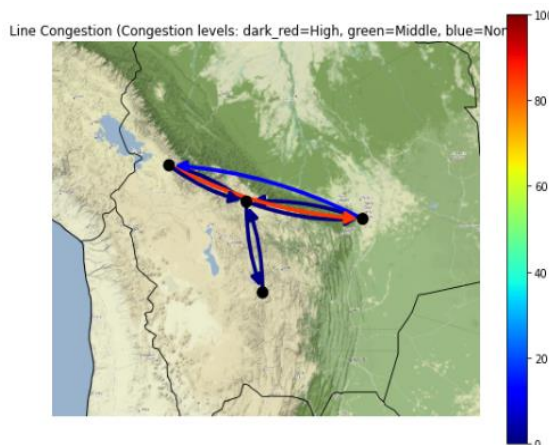
Zona Oriente: En el período de mayor disponibilidad hídrica, la zona oriente importa energía, pero durante la época seca, reduce sus importaciones y aumenta la generación de energía a través de unidades térmicas, además, exporta energía a otras zonas del SIN de Bolivia.

Zona Sur: Importa energía durante todo el año. Genera energía principalmente mediante unidades térmicas a lo largo del año, con una mayor proporción en la temporada seca.

- **Congestión de Líneas de Transmisión**

La Figura 4-40 representa la congestión en las líneas eléctricas, y muestra que todas las conexiones entre las distintas zonas no experimentan congestión, excepto la interconexión entre las zonas Oriente y Norte.

Figura 4-40 *Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 2)*



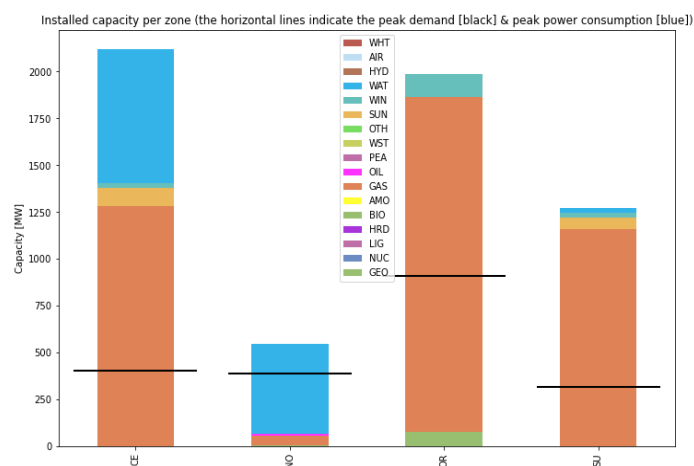
4.5.3.3 Escenario 3

La simulación del "escenario 3" se basa en los datos hídricos de un año con abundante precipitación.

- **Capacidad de Generación Instalada por Zona**

La capacidad de generación eléctrica excede a la demanda en todas las zonas geográficas del SIN, como se muestra en la Figura 4-41.

Figura 4-41 *Potencia Instalada por Zona (Escenario 3)*



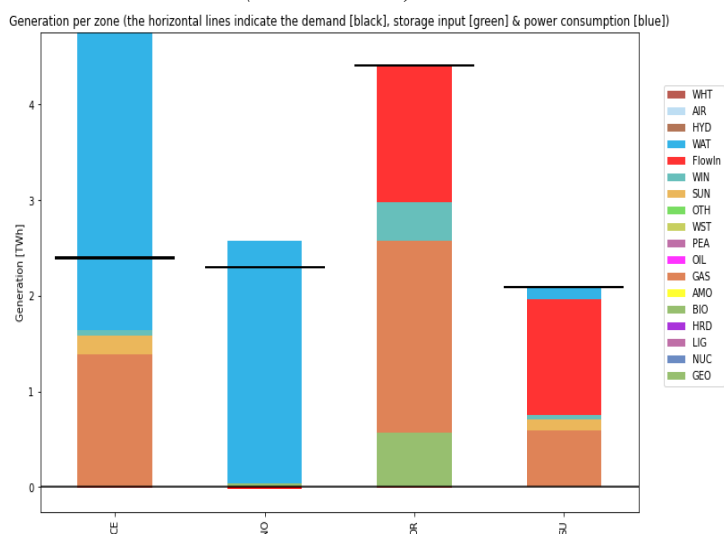
• Producción de Energía por Zona

La Figura 4-43 refleja la producción de energía eléctrica por zona geográfica en el SIN de Bolivia. En este contexto de abundante disponibilidad hídrica, la producción de energía hidroeléctrica aumenta significativamente en las zonas norte y central. Al mismo tiempo, la zona oriente incrementa su importación de energía, lo que resulta en una disminución proporcional de la participación de generación termoeléctrica en esa zona. La zona sur sigue un comportamiento similar al de la zona oriente, aunque en menor medida.

• Flujo de Energía

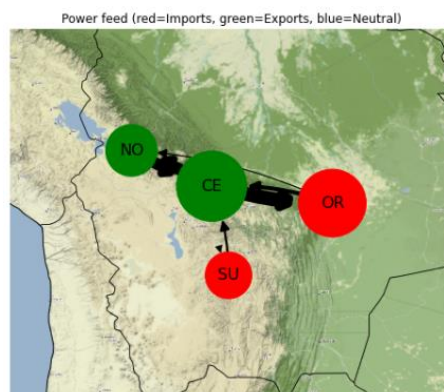
La Figura 4-42 ilustra el flujo de energía entre las zonas interconectadas del SIN de Bolivia, donde se observa que la zona norte y la zona central exportan energía, mientras que la zona oriente importa energía, seguida por la zona sur.

Figura 4-43 *Producción de Energía por Zona (Escenario 3)*



Nota: El área roja representa la energía importada

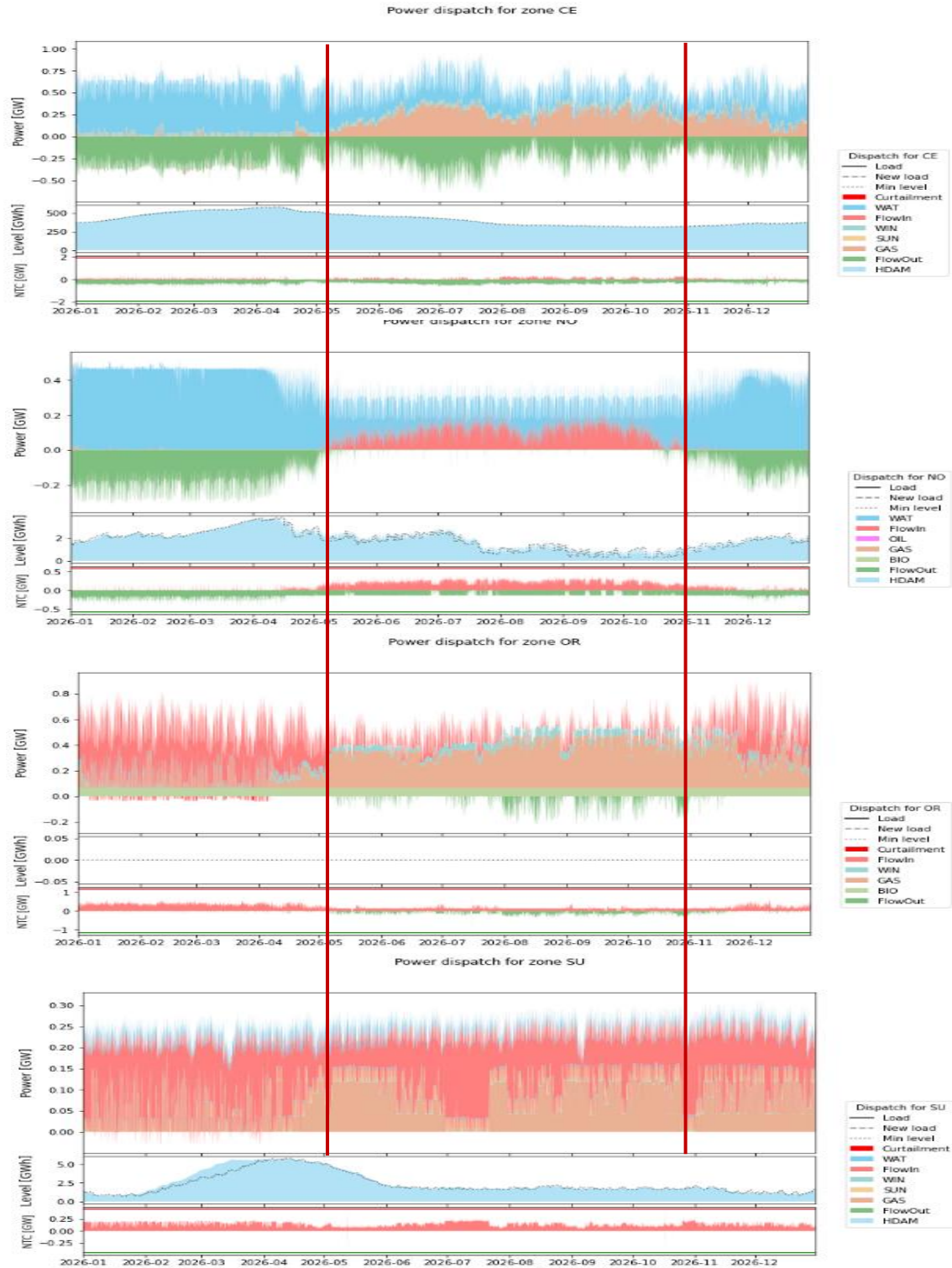
Figura 4-42 *Flujo de Energía (Escenario 3)*



- **Despacho de Energía por Zona**

La Figura 4-44 ilustra la distribución temporal del despacho de energía en las diferentes zonas geográficas del SIN de Bolivia para el año 2026.

Figura 4-44 *Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 3)*



Nota: Las líneas verticales rojas indican los límites de la temporada seca.

La interpretación de la Figura 4-44, es la siguiente:

Zona Central: En la época de mayor disponibilidad hídrica, la generación hidroeléctrica es significativa en esta zona, lo que permite realizar exportaciones a otras zonas del SIN de Bolivia. Sin embargo, durante la temporada seca, la generación eléctrica se respalda principalmente en la producción termoeléctrica, aunque esta última es menor que la generación hidroeléctrica, así mismo las exportaciones de energía prevalecen durante todo el año.

Zona Norte: Durante la temporada de alta disponibilidad hídrica, esta zona genera suficiente energía para cubrir su propia demanda y para exportar a otras partes del SIN de Bolivia, y durante la temporada seca, la zona importa energía, aunque esta importación es considerablemente menor en comparación con la generación hidroeléctrica que registra.

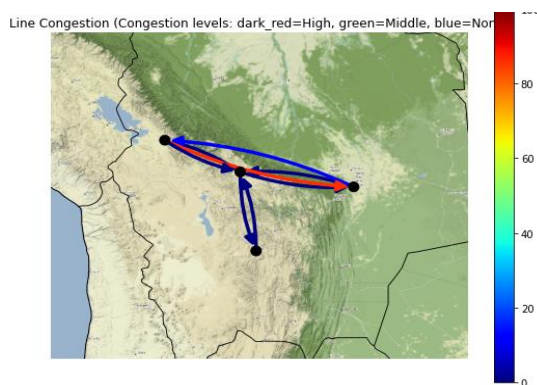
Zona Oriente: En esta zona, la importación de energía ocurre durante todo el año, y durante la época seca, la generación termoeléctrica se incrementa, aunque las importaciones aún tienen un papel importante, en consecuencia, las exportaciones de energía son mínimas durante esta época.

Zona Sur: Esta zona depende de la importación constante de energía y durante la temporada seca, la generación de energía experimenta un aumento.

- **Congestión de Líneas de Transmisión**

La Figura 4-45 ilustra la congestión en las líneas eléctricas, y revela que todas las conexiones entre las diferentes zonas no sufren de congestión, a excepción de la interconexión entre las zonas Oriente y Norte.

Figura 4-45 *Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 3)*



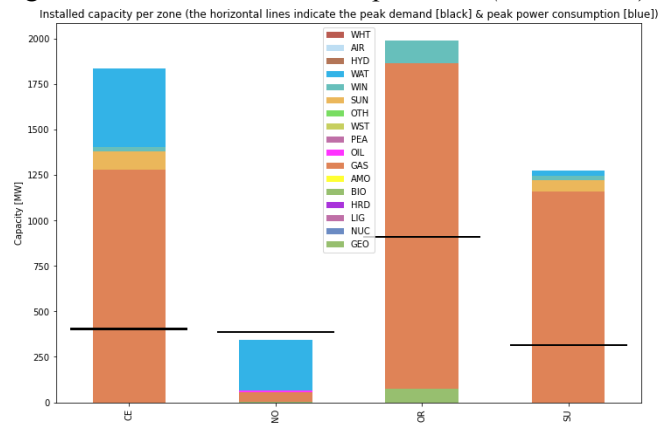
4.5.3.4 Escenario 4

La simulación del "escenario 4" se fundamenta en los datos hídricos de un año con precipitación media. En esta simulación, se considera que los proyectos planificados después del año 2024 no se materializan.

- **Capacidad de Generación Instalada por Zona**

La capacidad de generación eléctrica excede a la demanda en todas las zonas geográficas del SIN, excepto en la zona norte, según se muestra en la figura 4-46.

Figura 4-46 *Potencia Instalada por Zona (Escenario 4)*



- **Producción de Energía por Zona**

La Figura 4-47 ilustra la producción de energía eléctrica en las distintas zonas geográficas del SIN de Bolivia. En la zona central, la generación termoeléctrica e hidroeléctrica prevalece. En la zona norte, existe dependencia de importaciones para satisfacer la demanda energética. En la zona oriente, predomina la producción termoeléctrica con importaciones menores de energía en comparación a otras zonas del SIN de Bolivia. Por último, la zona sur presenta un comportamiento más constante, sin mayores variaciones en relación a otros escenarios.

- **Flujo de Energía**

La Figura 4-48 ilustra el flujo de energía entre las zonas del SIN de Bolivia, mostrando que la zona central exporta energía, mientras que las zonas norte, oriente y sur importan energía.

Figura 4-47 *Producción de Energía por Zona (Escenario 4)*

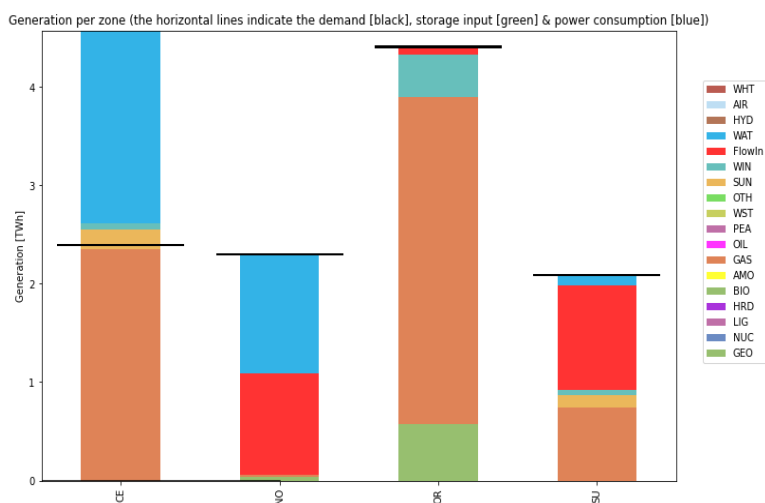
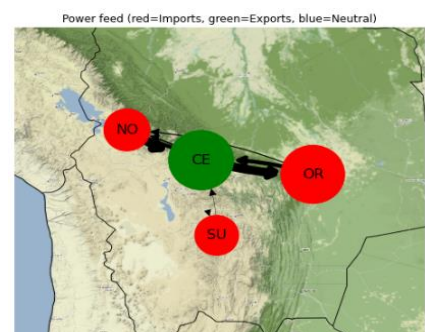


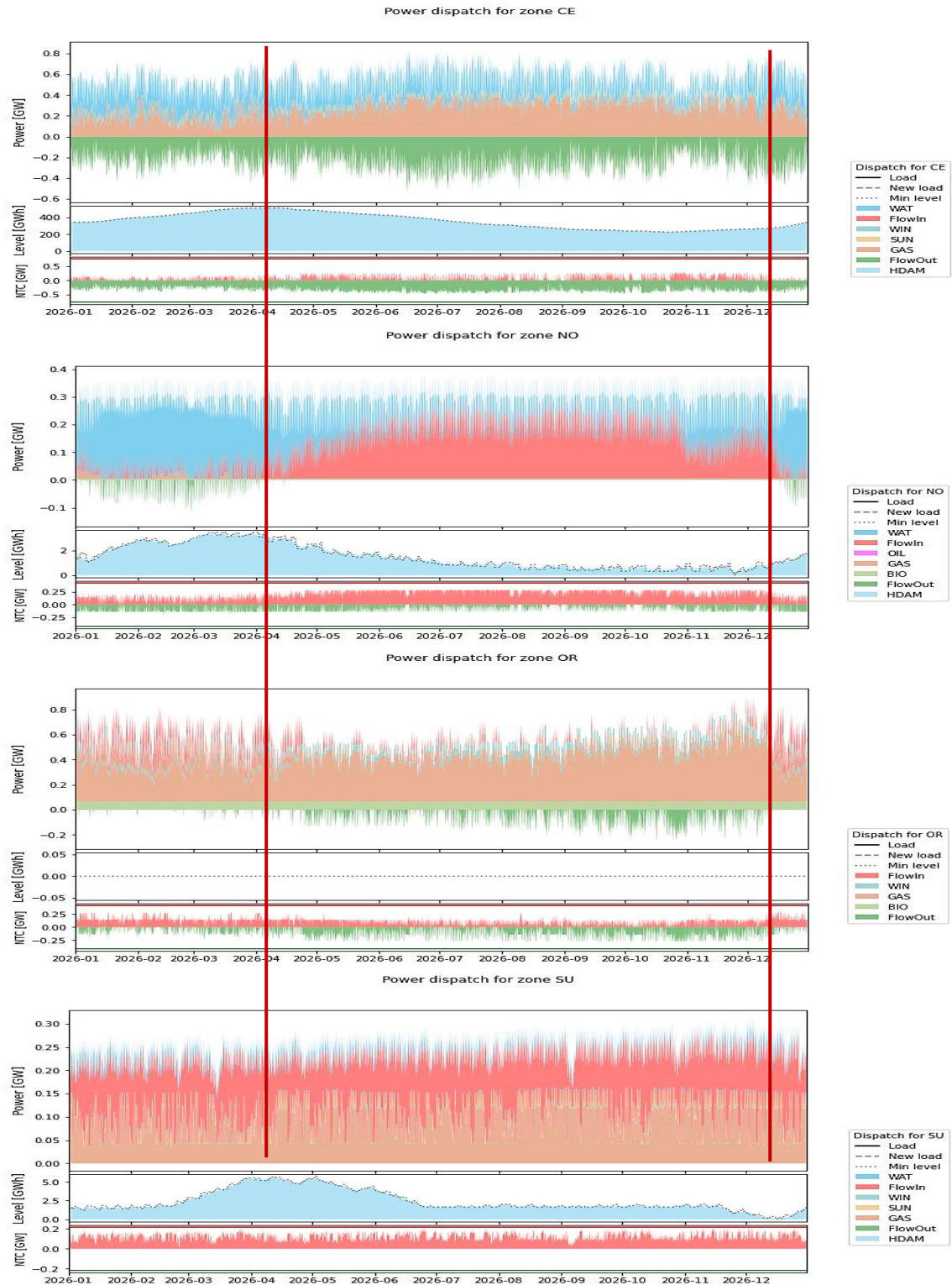
Figura 4-48 *Flujo de Energía (Escenario 4)*



- **Despacho de Energía por Zona**

La Figura 4-49 ilustra la distribución temporal del despacho de energía en las diferentes zonas geográficas del SIN de Bolivia para el año 2026.

Figura 4-49 Despacho de Energía por Zona para el Año 2026(Escenario 4)



Nota: Las líneas verticales rojas indican los límites de la temporada seca, desde abril hasta diciembre.

La interpretación de la Figura 4-49, es la siguiente:

Zona Central: En la época de mayor disponibilidad hídrica, la generación hidroeléctrica aumenta en esta zona y se combina con la generación termoeléctrica. Durante la temporada seca, continúa la predominancia de ambas generaciones, aunque en menor proporción. Las exportaciones de energía persisten durante todo el año.

Zona Norte: Durante la época de alta disponibilidad hídrica, esta zona logra generar energía en cantidad suficiente para atender gran parte de su demanda interna y la porción restante se cubre con la importación de energía de otras zonas del SIN de Bolivia, sin embargo, en la temporada seca, la generación hidroeléctrica disminuye, lo que provoca que la zona dependa aún más de las importaciones de energía de otras zonas del SIN para cubrir su demanda energética.

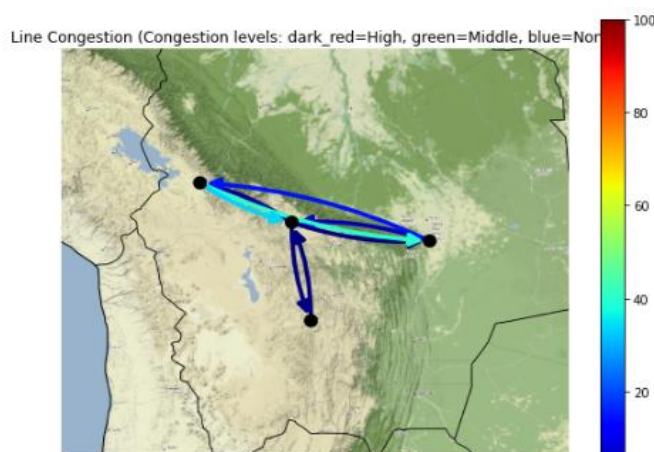
Zona Oriente: En esta zona, la generación termoeléctrica predomina durante todo el año y aumenta especialmente en la época seca, además, existe la importación de energía de otras zonas del SIN de Bolivia. Por otro lado, las exportaciones de energía hacia otras zonas del SIN de Bolivia son mínimas y se observan solo durante la época seca.

Zona Sur: Esta zona depende de la importación constante de energía de otras zonas del SIN de Bolivia y durante la temporada seca, la generación de energía experimenta un aumento.

- **Congestión de Líneas de Transmisión**

La Figura 4-50 representa la congestión en las líneas eléctricas, resaltando que las conexiones entre la zona norte y las zonas central y oriente exhiben cierto grado de congestión, sin embargo, las demás interconexiones en el SIN de Bolivia no presentan problemas de congestión.

Figura 4-50 *Congestión de Líneas Eléctricas (Escenario 4)*



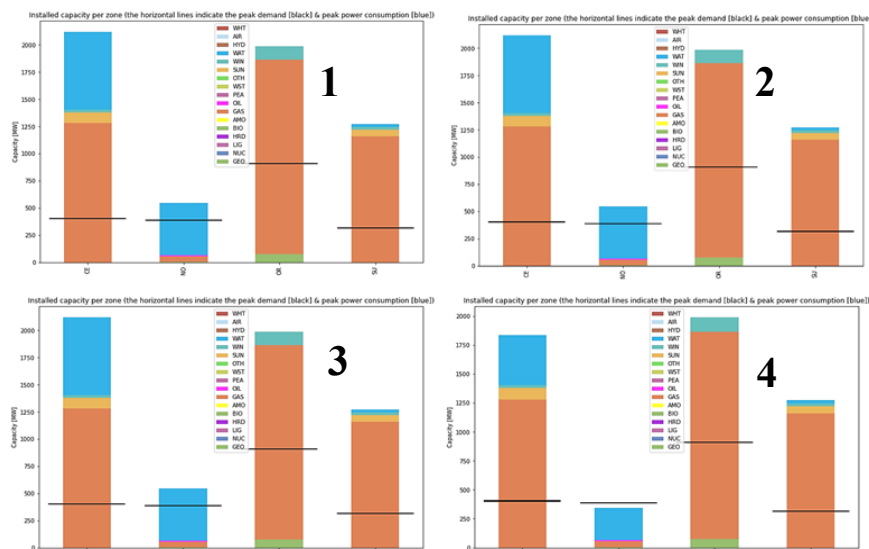
4.5.4 Impacto del Aumento de la Demanda en el SIN de Bolivia

En esta sección, se efectúa la comparación de los resultados de todos los escenarios y se identifican los impactos en el SIN de Bolivia.

4.5.4.1 En la Oferta de Generación

La Figura 4-51 muestra una comparación gráfica de la capacidad de generación instalada en cada zona geográfica del SIN de Bolivia para los cuatro escenarios simulados previamente para el año 2026. Los detalles adicionales se presentan en la Tabla 4-13.

Figura 4-51 *Potencia Instalada Según Zona Geográfica*



Nota: 1,2,3,4 indica el escenario simulado y la línea horizontal (negra) la demanda.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4-13 *Análisis de la Potencia instalada en el SIN de Bolivia por Zona Geográfica para el año 2026.*

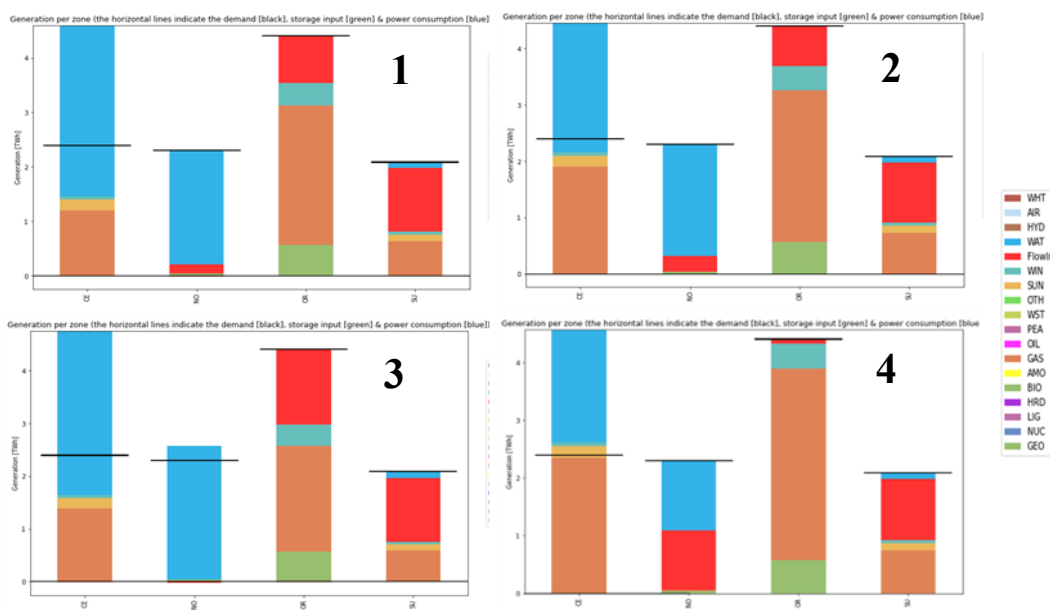
Escenario	Potencia Instalada	Impacto
1	En todas las zonas, la capacidad de generación supera la demanda de energía.	No existe dificultad en cubrir la demanda eléctrica.
2		
3		
4	La capacidad de generación supera la demanda en las zonas central, oriente y sur, pero en la zona norte, la demanda es mayor que la capacidad de generación.	La zona norte no cuenta con capacidad de generación suficiente para satisfacer su demanda interna, pero la interconexión con otras zonas permite suplir la energía sin presentar problemas de load shedding (Reducción de Demanda).

Fuente: Elaboración Propia

4.5.4.2 En la Producción y Despacho de Energía

La Figura 4-52 presenta la participación de las tecnologías de generación en cada zona geográfica del SIN de Bolivia, de cada escenario previsto para el año 2026.

Figura 4-52 Comparación de la Producción de Energía por Zona Geográfica para el año 2026.

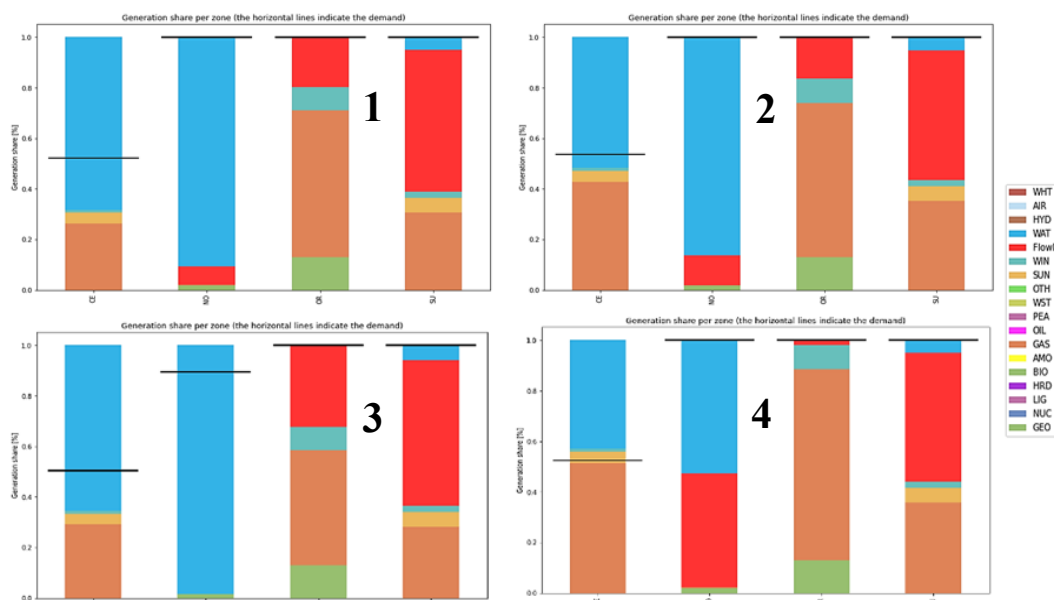


Nota: 1,2,3,4 Indica el escenario simulado y la línea horizontal(negra) la demanda.

Fuente: Elaboración Propia

La Figura 4-53 presenta la misma información que se muestra en la Figura 4-52, pero representada en unidades de porcentaje. Esto se hace con el objetivo de proporcionar una comprensión y cuantificación más detallada de los posibles impactos de cada tecnología en cada zona geográfica del SIN de Bolivia.

Figura 4-53 Comparación de la Producción de Energía por Zona Geográfica para el año 2026(En Porcentaje).



Nota: 1,2,3,4 Indica el escenario simulado y la línea horizontal(negra) la demanda.

Fuente: Elaboración Propia

- **Consideraciones para el Análisis de la Generación y Despacho de Energía**

- a) Porcentaje de Participación de Tecnologías de Generación.**

Los resultados de la participación en la generación de energía que se muestran en la Figura 4-52, se expresan en forma de porcentajes, los mismos se describen en la Figura 4-53, esta información permitió cuantificar y describir a detalle la participación de cada tecnología en cada zona geográfica del SIN de Bolivia.

- b) Evaluación y Ponderación (Por Colores)**

Se emplearán diversos colores para ponderar si un escenario es conveniente(amarillo), poco conveniente(plomo), muy conveniente (Verde) o desfavorable (Rojo). Esta ponderación se fundamenta en criterios específicos. Por ejemplo, se considerará desfavorable si una zona presenta una mayor participación de tecnologías termoeléctricas, y se considerará favorable si una zona presenta una mayor producción de energía hidroeléctrica o de fuentes renovables.

Esto se debe a que las unidades termoeléctricas dependen principalmente de combustibles fósiles, los cuales tienen costos que pueden variar con el tiempo. Por otro lado, las unidades hidroeléctricas y las fuentes renovables utilizan recursos renovables.

- c) Impacto**

Se determinará si se cumple con la demanda y se evaluará la presencia de Shed Load o Lost Load, donde:

Shed Load (Reducción de Demanda): Es la acción de disminuir intencionalmente la demanda de energía en la red eléctrica para evitar situaciones de sobrecarga o estrés en el sistema.

Lost load (Pérdida de Carga): Es la cantidad de demanda de energía que no pudo ser satisfecha debido a interrupciones en el suministro eléctrico, ya sea por fallos en la red, apagones u otras circunstancias.

- **Zona Central**

La Tabla 4-14 proporciona la evaluación correspondiente a la zona central, incluyendo la descripción de su impacto. Así mismo en la Figura 4-54 se muestra el despacho de energía de todas las zonas, en los cuatro escenarios previamente simulados, estas visualizaciones ayudan a comprender el comportamiento de cada escenario y reflejan la información detallada en la Tabla 4-14.

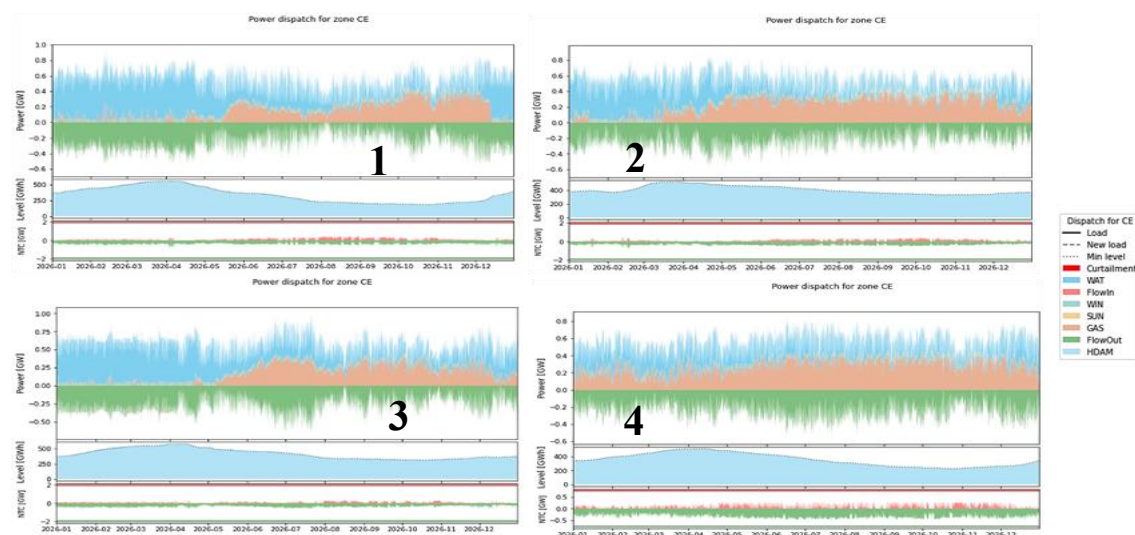
Tabla 4-14 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Central)

Zona	Escenario	Porcentaje de Participación de Tecnologías de Generación.	Impacto
Central	1	El 26% de la energía proviene de termoeléctricas, el 64% de hidroeléctricas y el 9% de otras fuentes. La zona tiene un excedente del 50% en la producción de energía, el mismo se exporta a otras zonas.	En todos los escenarios, la demanda es satisfecha, variando únicamente el porcentaje de participación de las diversas tecnologías de generación.
	2	El 41% de la energía proviene de termoeléctricas, el 50% de hidroeléctricas y el 9% de otras fuentes. La zona tiene un excedente del 42% en la producción de energía, el mismo se exporta a otras zonas.	
	3	El 28 % de la energía proviene de termoeléctricas, el 63% de hidroeléctricas y el 9% de otras fuentes. La zona tiene un excedente del 50% en la producción de energía, el mismo se exporta a otras zonas.	
	4	El 50 % de la energía proviene de termoeléctricas, el 41% de hidroeléctricas y el 9% de otras fuentes. La zona tiene un excedente del 47% en la producción de energía, el mismo se exporta a otras zonas, este escenario es desfavorable debido a la mayor participación de unidades termoeléctricas, y por el mayor costo de operación y emisión de CO2 que el mismo representa.	

Nota: Desfavorable Muy conveniente conveniente Poco conveniente

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4-54 Comparación de Despacho de Energía (Zona Central)



Nota: 1,2,3,4 Indica el escenario simulado y la línea horizontal(negra) la demanda.

Fuente: Elaboración Propia

- **Zona Norte**

En la Tabla 4-15 se detalla la evaluación específica para la zona norte, así mismo en la Figura 4-55 se presenta el despacho de energía de todas las zonas de los cuatro escenarios simulados previamente.

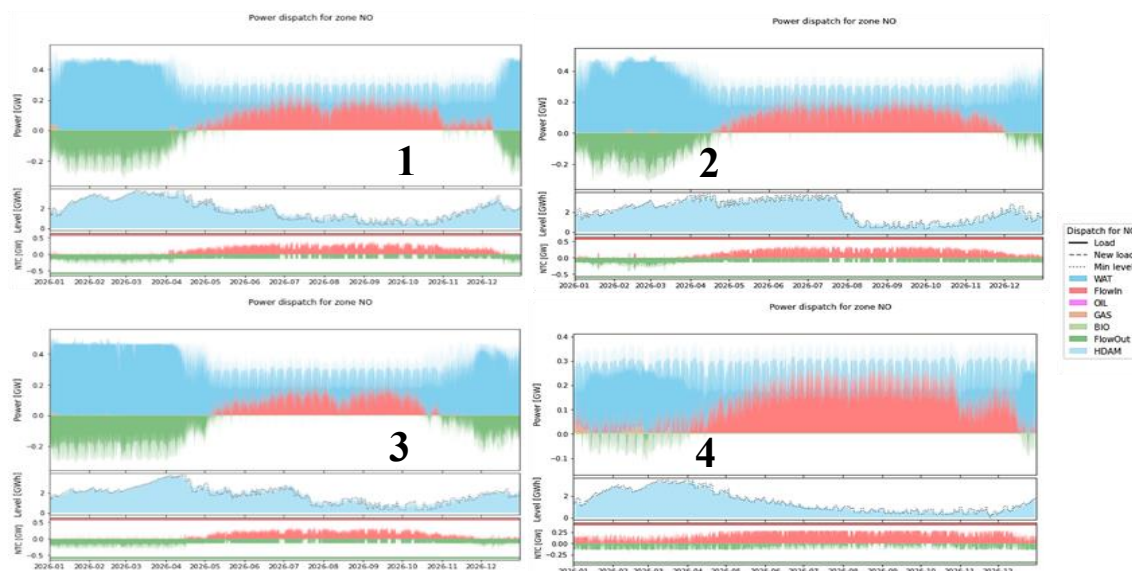
Tabla 4-15 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Norte)

Zona	Escenario	Porcentaje de Participación de Tecnologías de Generación.	Impacto
Norte	1	El 9% de la demanda se cubre mediante importaciones de energía, y el resto se satisface mediante generación hidroeléctrica.	Se satisface la demanda, variando únicamente el porcentaje de participación de las diversas tecnologías de generación.
	2	El 14% de la demanda se cubre mediante importaciones de energía, y el resto se satisface mediante generación hidroeléctrica.	
	3	La energía hidroeléctrica producida supera a la demanda en un 11%, el mismo se exporta a otras zonas.	
	4	El 46% de la demanda se cubre mediante importaciones de energía, y el resto se satisface mediante generación hidroeléctrica.	

Nota: Desfavorable Muy conveniente conveniente Poco conveniente

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4-55 Comparación de Despacho de Energía (Zona Norte)



Nota: 1,2,3,4 Indica el escenario simulado y la línea horizontal(negra) la demanda.

Fuente: Elaboración Propia

- **Zona Oriente**

La Tabla 4-16 detalla la evaluación específica para la zona oriente, así mismo en la Figura 4-56 se presenta el despacho de energía de todas las zonas de los cuatro escenarios simulados previamente. Estas representaciones gráficas ayudan a la comprensión de la información descrita en la Tabla 4-16.

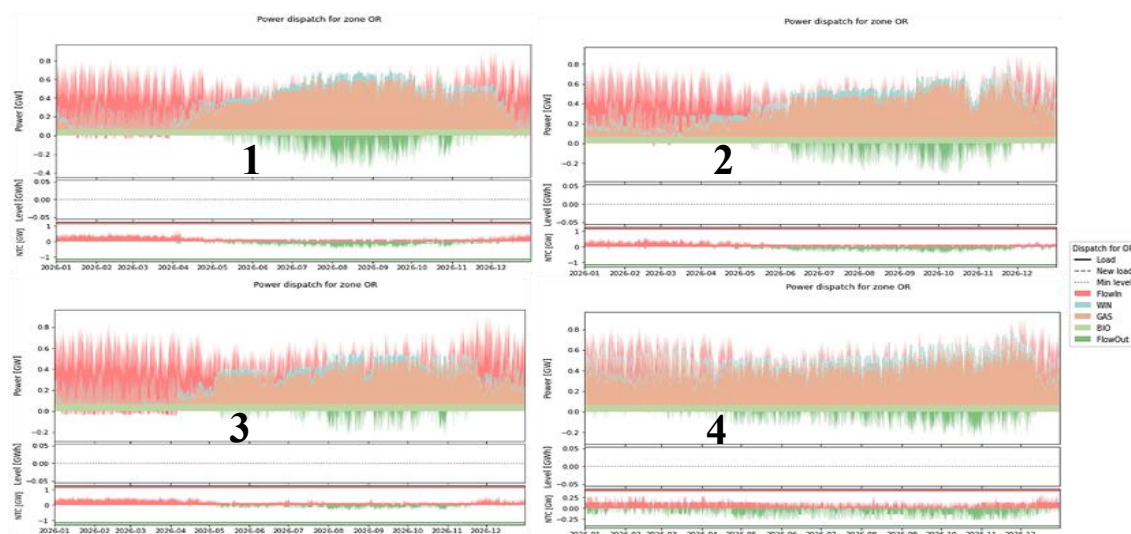
Tabla 4-16 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Oriente)

Zona	Escenario	Porcentaje de Participación de Tecnologías de Generación.	Impacto
Oriente	1	El 20% de la demanda interna se satisface con importaciones, mientras que el 54% proviene de termoeléctricas y el 26% de otras fuentes (biomasa y eólica)	En todos los escenarios, la demanda es satisfecha, variando únicamente el porcentaje de participación de las diversas tecnologías de generación
	2	El 18% de la demanda interna se satisface con importaciones, mientras que el 61% proviene de termoeléctricas y el 21% de otras fuentes (biomasa y eólica)	
	3	El 32% de la demanda interna se satisface con importaciones, mientras que el 41% proviene de termoeléctricas y el 27% de otras fuentes (biomasa y eólica)	
	4	El 3% de la demanda interna se satisface con importaciones, mientras que el 73% proviene de termoeléctricas y el 24% de otras fuentes (biomasa y eólica), este escenario es desfavorable debido a la mayor participación de unidades termoeléctricas, y por el mayor costo de operación y emisión de CO2 que el mismo representa.	

Nota: Desfavorable Muy conveniente conveniente Poco conveniente

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4-56 Comparación de Despacho de Energía (Zona Oriente)



Nota: 1,2,3,4 Indica el escenario simulado y la línea horizontal(negra) la demanda.

Fuente: Elaboración Propia

- **Zona Sur**

La Tabla 4-17 proporciona una evaluación detallada y específica de la zona sur, además, en la Figura 4-57 se muestra el despacho de energía de todas las zonas y los escenarios previamente simulados, la misma ofrece una comprensión más clara del comportamiento del despacho de energía y la información presentada en la Tabla 4-17, lo que permite una mejor comprensión.

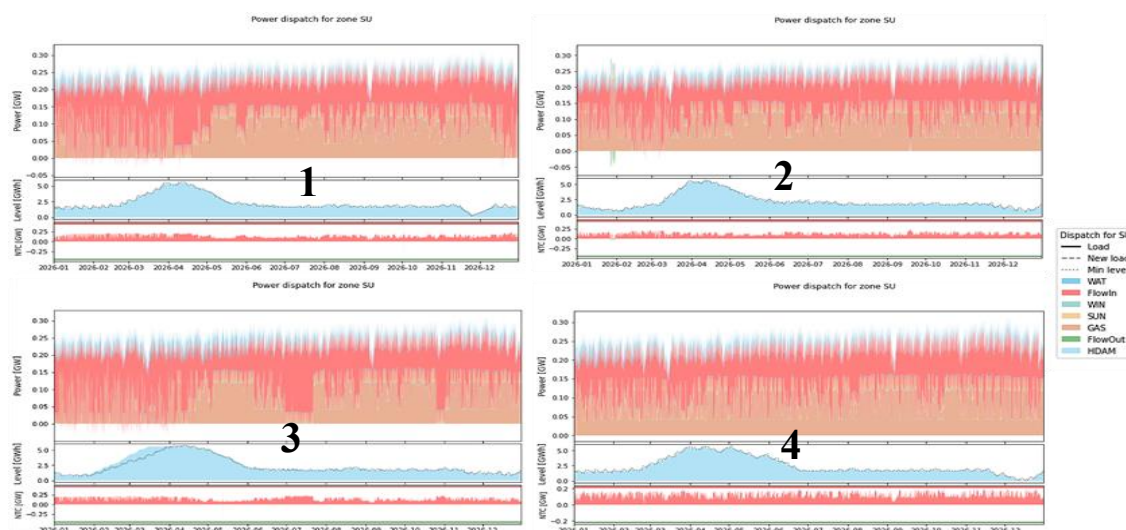
Tabla 4-17 Evaluación de la Producción de Energía (Zona Sur)

Zona	Escenario	Porcentaje de Participación de Tecnologías de Generación.	Impacto
Sur	1	El 56% de la demanda interna, es cubierto mediante importaciones de energía.	En todos los escenarios, la demanda es satisfecha, variando únicamente el porcentaje de participación de las diversas tecnologías de generación
	2	El 52% de la demanda interna, es cubierto mediante importaciones de energía.	
	3	El 58% de la demanda interna, es cubierto mediante importaciones de energía.	
	4	El 51% de la demanda interna, es cubierto mediante importaciones de energía.	

Nota: ■ Desfavorable ■ Muy conveniente ■ conveniente ■ Poco conveniente

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4-57 Comparación de Despacho de Energía (Zona Sur)



Nota: 1,2,3,4 Indica el escenario simulado y la línea horizontal(negra) la demanda.

fuentes: Elaboración Propia

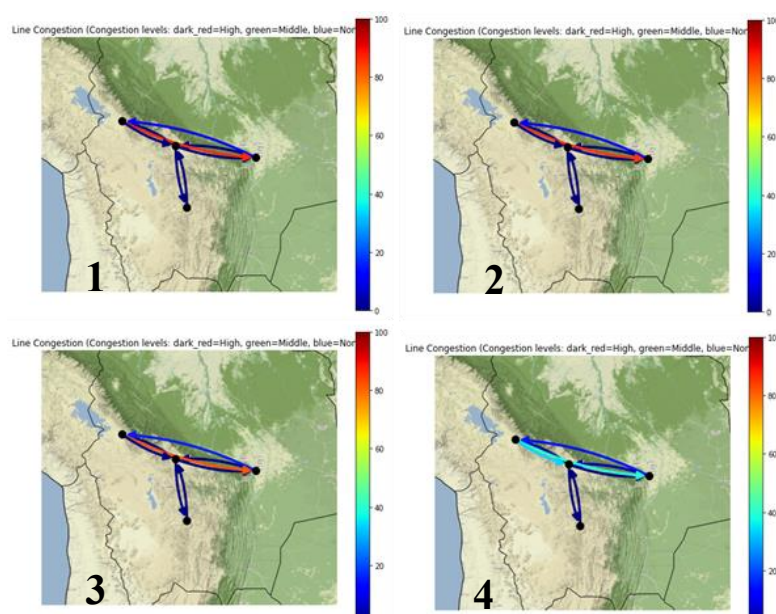
En base en los resultados de las tablas comparativas 4-14, 4-15, 4-16 y 4-17, se establece que el escenario más favorable es el número tres (año con abundante lluvia). Esto se debe a la mayor participación de la generación hidroeléctrica, lo que resulta en costos de operación inferior respecto a la generación termoeléctrica que es la tecnología de generación más predominante en el SIN de Bolivia.

- **En los Sistemas de Transmisión**

En la figura 4-58 se muestra la capacidad de transferencia de energía entre las distintas zonas geográficas del SIN de Bolivia (Norte, Sur, Oriente y Central) de los cuatro escenarios simulados, las mismas no muestran congestión en la red, excepto la interconexión de la zona norte con oriente, sin embargo, la transferencia de energía no presenta interrupciones (Shed Load y Lost load).

En el escenario 4, la línea de transmisión que conecta la zona central con la norte, presenta congestión debido a que la zona norte es más dependiente de la energía importada de la zona central (Ver Tabla 4-15), sin embargo, la transferencia de energía no presenta interrupciones (Shed Load y Lost load).

Figura 4-58 Comparación de los Sistema de Transmisión de Energía



Nota: 1,2,3,4 Indica el escenario simulado y la línea horizontal(negra) la demanda.

fuentes: Elaboración Propia

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Para caracterizar la situación actual en el SIN de Bolivia, se recopilaron datos históricos de la demanda de energía registrados en la página oficial del CNDC hasta diciembre de 2022. Estos datos se categorizaron según las zonas geográficas del SIN del país (norte, sur, central y oriente). Además, se utilizó la base de datos de Dispa-SET Bolivia, la cual fue elaborado en el Centro Universitario de Investigaciones en Energías (CUIE-UMSS) a partir del modelo SDDP que actualmente es utilizado por el CNDC, así también se recopiló información sobre los proyectos previstos para el año 2026. A partir de esta recopilación de datos, se evidenció que, hasta la fecha de elaboración de este trabajo, la oferta de generación en todas las zonas del SIN de Bolivia supera la demanda.
- Se evaluaron diversos modelos de pronóstico, y se llegó a la conclusión de que el modelo no lineal SARIMA es el más adecuado para realizar el pronóstico de la demanda de energía, esto debido a que el modelo SARIMA tiene la capacidad de capturar de manera efectiva las temporalidades y tendencias presentes en la serie temporal de la demanda eléctrica.
- Con la asistencia del software R y utilizando la metodología Box Jenkins basado en el modelo ARIMA, se efectuó el pronóstico de la demanda de energía mensual, para las cuatro zonas del SIN de Bolivia (Central, Sur, Norte y Oriente), los resultados mostraron que los modelos Sarima más óptimos para cada zona son los siguientes: Zona Norte: $Sarima(0,1,2)(0,1,1)[12]$, Zona Sur: $Sarima(1,1,1)(0,1,1)[12]$, Zona Oriente: $Sarima(1,0,2)(0,1,2)[12]$ y Zona Central: $Sarima(1,0,2)(2,1,0)[12]$.
- Se plantearon cuatro escenarios energéticos posibles para el futuro, los mismos se basan en la disponibilidad hídrica y en el cumplimiento de los proyectos de expansión del SIN de Bolivia planificados para el año 2026. Se empleó el modelo Dispa-SET para modelar el SIN de Bolivia y evaluar cada escenario propuesto.

- Los resultados del modelamiento del SIN de Bolivia en los escenarios donde los proyectos previstos hasta el año 2026 se concretan (Escenarios 1, 2 y 3) revelan que la capacidad de generación en todas las zonas del SIN de Bolivia supera la demanda, además, la capacidad de transferencia de energía entre las zonas es adecuada. Sin embargo, existen diferencias en la conveniencia de los escenarios, debido a las variaciones en la participación de las tecnologías de generación, siendo el escenario 3 el más favorable, debido a la mayor participación de unidades hidroeléctricas. El porcentaje de participación de las unidades de generación y despacho de energía en cada zona es la siguiente:
 - Zona central, el 28% de la energía proviene de termoeléctricas, el 63% de hidroeléctricas y el 9% de otras fuentes, además, la zona central genera energía con excedentes el cual se exporta a otras zonas geográficas del SIN de Bolivia.
 - Zona norte, la producción de energía hidroeléctrica en la zona supera la demanda interna en un 11%, el mismo se exporta a otras zonas geográficas del SIN de Bolivia.
 - Zona oriente, el 32% de la demanda interna se satisface con importación de energía de otras zonas geográficas del SIN de Bolivia, mientras que el 41% proviene de termoeléctricas y el 27% de otras fuentes como biomasa y eólica.
 - Zona sur, el 58% de la demanda interna se cubre mediante importaciones de energía de otras zonas geográficas del SIN de Bolivia, y el resto se cubre mediante generación termoeléctrica en la zona.
- Los resultados del modelamiento en el escenario en el que los proyectos planificados posteriores al año 2024 no se materializan (Escenario 4), no presentan dificultad para satisfacer la demanda interna en las zonas Sur, Central y Oriente del SIN de Bolivia. Sin embargo, la zona norte del SIN enfrenta desafíos para cubrir su demanda interna, esto debido a que gran parte de su demanda debe ser cubierta mediante importaciones de energía, principalmente provenientes de la zona central del SIN de Bolivia, esta situación produce la congestión de las líneas de transmisión que conectan la zona central con la zona norte del SIN, a pesar de esta dificultad, se logra satisfacer la demanda de energía en todas las zonas del SIN de Bolivia. Sin embargo, este escenario se considera poco conveniente debido a una mayor participación de las unidades termoeléctricas y en consecuencia mayor emisión de CO₂. El porcentaje de participación de las unidades de generación y despacho de energía en cada zona es la siguiente:

- Zona Central, el 50% de la energía proviene de termoeléctricas, el 41% de hidroeléctricas y el 9% de otras fuentes. además, la zona genera energía con excedentes y el mismo se exporta a otras zonas geográficas del SIN de Bolivia.
- Zona Norte, el 46% de la demanda se cubre mediante importaciones de energía, y el resto se satisface mediante generación hidroeléctrica.
- Zona Oriente, solamente el 3% de la demanda interna se cubre con importaciones, mientras que el 73% proviene de termoeléctricas y el 24% de otras fuentes como biomasa y eólica.
- Zona Sur, el 51% de la demanda interna se cubre mediante importaciones de energía.

5.2 RECOMENDACIONES

- La oferta de generación en todos los escenarios previstos para el año 2026 en el SIN de Bolivia está fuertemente dominada por unidades termoeléctricas, y la gran mayoría de estas unidades de generación se encuentra concentra en las zonas central y oriente del país. Se recomienda llevar a cabo estudios para diversificar las tecnologías de generación mediante proyectos de energías renovables, preferentemente ubicados en las zonas sur y norte del SIN de Bolivia, esto debido a que estas zonas geográficas del SIN muestran una oferta de generación menor en comparación a otras zonas geográficas del SIN. Con el fin de diversificar la matriz energética del país y reducir la dependencia de combustibles fósiles y, en consecuencia, disminuir las emisiones de CO₂.
- En los escenarios donde las unidades termoeléctricas tienen una mayor participación (escenarios 2 y 4) para satisfacer la demanda eléctrica del SIN de Bolivia, podrían presentar costos de operación más elevados debido a la dependencia de combustibles fósiles, y en consecuencia presentar una mayor emisión de CO₂, lo que resulta desfavorable. Por tanto, se recomienda llevar a cabo estudios más detallados que permitan cuantificar el impacto ambiental y económico en estos dos escenarios específicos, estos estudios ayudarán a identificar los desafíos y oportunidades asociados con estos escenarios.

- Los resultados del modelamiento del escenario 4, el cual está basado en datos hídricos de un año con precipitación promedio y la suposición de que los proyectos posteriores al 2024 no se materializan, muestran una congestión leve en las líneas eléctricas y una mayor dependencia de las unidades termoeléctricas. Esto resalta la importancia de invertir en la expansión y mejora de la infraestructura del SIN de Bolivia. Por tanto, se recomienda una evaluación y revisión periódica del progreso de los proyectos planificados, ya que estos serán cruciales para hacer frente al aumento de la demanda y garantizar una distribución eficiente y confiable de la energía eléctrica en todo el país.
- En este estudio, se empleó el método de Box-Jenkins basado en el modelo ARIMA para llevar a cabo el pronóstico de la demanda, con el cual se logró realizar el pronóstico con un error porcentual medio absoluto del 3.485%. Sin embargo, se sugiere investigar otras herramientas o modelos basados en inteligencia artificial que consideren factores como días festivos, feriados entre otros, que permitan lograr una mayor precisión en el pronóstico de la demanda de energía.
- En este estudio, se realizó la descomposición temporal de la demanda, pasando de temporalidad mensual a diaria y horaria, para el cual se utilizó la relación de tasa de crecimiento. Sin embargo, esta tarea resultó ser tediosa, por lo que se recomienda investigar herramientas alternativas o enfoques que permitan realizar pronósticos de la demanda de energía en temporalidad diaria u horaria.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Anuario Estadístico (AETN)-2022 (1). (2022). Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

Batlle, C. (2014). Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable en los sistemas eléctricos latinoamericanos. Inter-American Development Bank.
<http://www.iadb.org>

Cabazon Machado, M. (2018). Implementación de redes neuronales recurrentes en Python. Universidad Complutense de Madrid.

Chaer, R. (2008). Simulación de sistemas de energía eléctrica [Tesis de maestría, Universidad de la Republica (Uruguay). Facultad de Ingeniería].
<https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/2877>

CNDC “Programación de mediano plazo en el sistema interconectado nacional”. (2022).

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC. (2006).
<https://www.cndc.bo/normativa/procedimientos.php>

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC. (2022a).
<https://www.cndc.bo/normativa/rome.php>

COMITE NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC. (2022b).
<https://www.cndc.bo/home/index.php>

CORREDOR FERROVIARIO BIOCEÁNICO DE INTEGRACIÓN (TRAMO BOLIVIANO). (2022).
http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto_api.aspx?h=24

Cowpertwait, P. S. P., & Metcalfe, A. V. (2009). Introductory time series with R. Springer.

Dickey, D. A., & Fuller, W. A. (1979). Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series with a Unit Root. Journal of the American Statistical Association, 74(366a), 427-431. <https://doi.org/10.1080/01621459.1979.10482531>

Empresa Nacional de Electricidad Bolivia | ENDE CORPORACIÓN. (2022).

<https://www.ende.bo/index.php>

Gamarra, M. C. C. (2020). Análisis geoestadístico de datos funcionales de temperatura del aire en la provincia de Chimborazo. ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO.

Getting Started—Documentation. (2019). <https://www.dispaset.eu/en/latest/workflow.html>

Huallpara, A., Navia, M., Gomand, I., Balderrama, S., Pavicevic, M., & Quoilin, S. (2023, junio). Comparative analysis of dynamic and linear programming energy systems models applied to the Bolivian power system. PROCEEDINGS OF ECOS 2023. 36TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS, LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, SPAIN.

Instituto Nacional de Estadística—INE. (2022). <https://www.ine.gob.bo/>

Investing. (2022). Investopedia. <https://www.investopedia.com/investing-4427685>

Joskin, E., Pavičević, M., Magni, C., & Quoilin, S. (2021). Assessment of the Contribution of Power-To-Hydrogen to the Flexibility of the Future European Energy System. 34th ECOS Conference. <https://orbi.uliege.be/handle/2268/267471>

Koltsaklis, N. E., & Dagoumas, A. S. (2018). State-of-the-art generation expansion planning: A review. *Applied Energy*, 230, 563-589.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.087>

Ljung-Box Q-Test—MATLAB & Simulink. (2023).

<https://www.mathworks.com/help/econ/ljung-box-q-test.html>

Memoria Anual(CNDC) 2021-Resultados de la Operación del SIN (1). (2021a). Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

Memoria Anual(CNDC) 2021-Resultados de la Operación del SIN (2). (2021b). Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

Memoria Anual(CNDC) 2022-Resultados de la Operación del SIN. (2022). Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

Memoria Anual(ENDE)- 2021. (2021). Empresa Nacional de Electricidad Bolivia.

Memoria Anual(ENDE)- 2022. (2022). Empresa Nacional de Electricidad Bolivia.

Memoria Anual(ENDE CORANI)- 2022. (2022). Empresa Nacional de Electricidad CORANI.

Memoria Anual(ENDE VALLE HERMOSO)- 2021. (2021). Empresa Nacional de Electricidad VALLE HERMOSO.

Modeling and techno-economic assessment of high variable renewable energy penetration in the Bolivian power system. (2023). [Python]. CIE-UMSS. https://github.com/CIE-UMSS/Dispa-SET_Bolivia

Monitor de sequías de Bolivia. (2022).

<http://monitorsequias.senamhi.gob.bo/#/data/timeseries>

Navia, M., Orellana, R., Zaráte, S., Villazón, M., Balderrama, S., & Quoilin, S. (2021).

Energy Transition Planning with High Penetration of Variable Renewable Energy in Developing Countries: The Case of the Bolivian Interconnected Power System.

Energies, 15(3), 968. <https://doi.org/10.3390/en15030968>

Pavičević, M., Kavvadias, K., Pukšec, T., & Quoilin, S. (2019). Comparison of different

model formulations for modelling future power systems with high shares of renewables – The Dispa-SET Balkans model. Applied Energy.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113425>

Pérez Arena, J. A. (2020). Pronóstico de demanda de energía eléctrica de Colombia utilizando un modelo estadístico a partir de la metodología de Box—Jenkins.

<https://repository.libertadores.edu.co/handle/11371/3097>

Plan Eléctrico del Estatuto Plurinacional de Bolivia 2025. (2014).

- Posada, S. L., & Rosero Noguera, R. (2007). Comparación de modelos matemáticos: Una aplicación en la evaluación de alimentos para animales. *Revista Colombiana de Ciencias Pecuarias*, 20(2), 141-148.
- Quoilin, S., Hidalgo Gonzalez, I., & Zucker, A. (2017). Modelling Future EU Power Systems Under High Shares of Renewables: The Dispa-SET 2.1 open-source model. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/25400>
- Quoilin, S., Kawadías, K., Hidalgo Gonzalez, I., & Zucker, A. (2018). Integrated modelling of future EU power and heat systems: The Dispa SET v2.2 open source model. Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/860626>
- Ramírez, K. C. (2022). MODELO MATEMÁTICO DE EXPORTACIONES PRIMARIAS Y SU IMPACTO EN EL PIB DEL ECUADOR. PERIODO 2000-2022. PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR.
- Ramón, E. (2012). *Econometría: Series temporales y modelos de ecuaciones simultáneas*. Universidad Miguel Hernández de Elche.
- Rojas, S. L., Sánchez, R., Mata, R. G., Arana-Coronado, O. A., & Estrada, A. G. (2019). Metodología box—Jenkins para pronosticar los precios de huevo blanco pagados al productor en México. *Agrociencia*. <https://www.semanticscholar.org/paper/Metodolog%C3%ADa-box-jenkins>
- Schwarz, G. (1978). Estimating the Dimension of a Model. *The Annals of Statistics*, 6(2), 461-464.
- UNFCCC. (2016). <https://unfccc.int/>
- Willmott, C. J., & Matsuura, K. (2005). Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance. *Climate Research*, 30(1), 79-82. <https://doi.org/10.3354/cr030079>
- Yang, Y., Zheng, H., & Zhang, R. (2017). Prediction and analysis of aircraft failure rate based on SARIMA model. 2017 2nd IEEE International Conference on Computational

Intelligence and Applications (ICCIA), 567-571.

<https://doi.org/10.1109/CIAPP.2017.8167281>

Zarate, S., Villazon, M., Navia Orellana, M. A., Balderrama Subieta, S. L., & Quoilin, S.

(2021). Modeling hydropower to assess its contribution to flexibility services in the Bolivian power system. SDEWES 2021. <https://orbi.uliege.be/handle/2268/267477>

Zhang, N., Hu, Z., Springer, C., Li, Y., & Shen, B. (2016). A bi-level integrated generation-transmission planning model incorporating the impacts of demand response by operation simulation. *Energy Conversion and Management*, 123, 84-94.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.020>

ANEXOS

ANEXO 1: AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Empresas de Generación

- Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. Bolivian Power Company
- Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. - ENDE GUARACACHI S.A.
- Empresa Eléctrica ENDE Corani S.A. - ENDE CORANI S.A.
- ENDE Valle Hermoso S.A. - ENDE VALLE HERMOSO S.A.
- Chaco Energías S.A. - CHACO S.A.
- Empresa Río Eléctrico S.A. - RIOELEC S.A.
- Hidroeléctrica Boliviana S.A. - HB
- Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. - SYNERGIA S.A.
- Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. - SDB
- Guabira Energía S.A.
- ENDE ANDINA S.A.M. - ENDE ANDINA
- Empresa Nacional de Electricidad - Generación - ENDE
- AGUAI Energía S.A. – AGUAI

Empresas de Transmisión

- ENDE TRANSMISIÓN S.A. - ENDE Transmisión
- Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A - ISA BOLIVIA S.A.
- San Cristóbal Transmisora de Electricidad S.A.(San Cristobal TESA)
- TESA
- Empresa Nacional de Electricidad - Transmisión – ENDE

Empresas de Distribución

- Cooperativa Rural de Electrificación R.L. - CRE R.L.
- Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ - DELAPAZ
- Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. - ELFEC S.A.
- Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. - ENDE DEORURO
- Compañía Eléctrica Sucre S.A. - CESSA
- Servicios Eléctricos Potosí S.A. - SEPSA
- Empresa Nacional de Electricidad - Distribución - ENDE
- Servicios Eléctricos Tarija - SETAR
- Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz - EMDEECRUZ
- Distribuidora de Electricidad Ende DELBENI S.A.M.

Consumidores no Regulados

- Empresa Metalúrgica Vinto - EMVINTO
- Cooperativa Multiactiva Coboce R.L. - COBOCE R.L.
- Minera San Cristóbal S.A. - MSC
- Yacimientos de Litio Bolivianos - YLB
- Import Export Las Lomas Ltda. - LAS LOMAS

ANEXO 2: POTENCIA INSTALADA EN EL SIN DE BOLIVIA

Fuente: Tomado de (Anuario Estadístico AETN, 2022, p. 18)

Potencia Instalada y Efectiva al 31 de diciembre del 2022																			
Empresa	Potencia Instalada												Potencia Efectiva						
	(MVA)						(MW)						(MW)						
	Hidro	Termo	Eólica	Solar	Biomasa	Total	Hidro	Termo	Eólica	Solar	Biomasa	Total	Hidro	Termo	Eólica	Solar	Biomasa	Total	
GENERADORES S.I.N.																			
(1) ENDECORANI S.A.	338,1			31,2			369,2	286,7		27,0			313,7	282,5		27,0			309,5
(2) ENDEGUARACACHI S.A.	9,3	613,4			68,7		691,4	8,0	502,3			65,8		576,1	7,0	410,2		65,1	482,2
ENDEVALLEHERMOSO S.A.		437,9					437,9		372,3				372,3		284,0				284,0
ENDEANDINA S.A.M.		1.890,4					1.890,4		1.577,8				1.577,8		1.475,8				1.475,8
COBEE	243,7						243,7	213,1					213,1	209,1					209,1
CECBB		183,6					183,6	152,8					152,8		138,8				138,8
RIOLEC S.A.	24,5						24,5	19,8					19,8	19,1					19,1
HB	99,5						99,5	94,4					94,4	89,2					89,2
SYNERGIA S.A.	8,7						8,7	7,6					7,6	7,8					7,8
GESA					32,0		32,0					25,0	25,0					21,0	21,0
SDB	2,2						2,2	2,2					2,2	2,0					2,0
AGUAI					60,6		60,6					50,0	50,0					50,0	50,0
(3) ENDE	148,5	109,2	127,6	104,5			489,8	126,2	88,3	104,4	104,5		423,5	120,0	81,7	100,8	100,0		402,5
Total S.I.N.	874,5	3.234,5	158,8	173,2	92,6	4.533,5	757,98	2.693,62	131,40	170,28	75,00	3.828,3	736,8	2.390,5	127,8	165,1	71,0	3.491,2	

Unidades Hidroeléctricas

Fuente: Tomado de (Anuario Estadístico AETN, 2022, pp. 37-38)

Cuadro II-3 Sistema Interconectado Nacional										
Características de las unidades hidroeléctricas de generación al 31 de diciembre 2022										
Central	N° Unid.	Inicio Operac. (año)	Potencia Efectiva	Pot. Instal. Generador		Pot. Inst. Turbina	Tensión Gener. (kV)	Tipo Turbina	Caída Bruta	Fabricante Turbina
			(MW)	(MVA)	(MW)	(MW)			(m)	
COBEE										
ZONGO	ZON	1997	11.0	12.5	10.6	10.8	6.6	PELTON	355.0	SULZER
TIQUIMANI	TIQ	1997	9.7	11.1	9.4	9.6	6.6	PELTON	504.3	SULZER
BOTIJILACA	BOTO1	1938	1.9	2.5	2.1	2.2	6.6	PELTON	379.0	J.M VOIGHT
	BOTO2	1941	1.5	1.8	1.5	1.5	6.6	PELTON	379.0	GILBERT GILKES
	BOTO3	1948	3.4	3.5	3.0	3.2	6.0	PELTON	379.0	GILBERT GILKES
CUTICUCHO	CUTO1	1942	2.5	2.5	2.1	2.7	6.6	PELTON	664.0	GILBERT GILKES
	CUTO2	1943	2.4	2.5	2.1	2.4	6.6	PELTON	664.0	PELTON WATER
	CUTO3	1945	2.3	2.8	2.5	2.4	6.6	PELTON	664.0	PELTON WATER
	CUTO4	1958	1.5	1.9	1.7	1.5	6.9	PELTON	664.0	GILBERT GILKES
	CUTO5	1998	14.3	15.0	12.8	13.0	6.6	PELTON	701.0	SULZER
SANTA ROSA	SROD1	2006	6.9	8.3	7.0	6.9	6.6	FRANCIS	179.0	VA TECH
	SROD2	2006	10.7	12.3	10.4	10.5	6.6	PELTON	831.8	VA TECH
SAINANI	SAI	1956	10.5	11.0	9.9	11.6	6.9	PELTON	282.8	DOMINION NEYRPI
CHURURAIQUI	CHUO1	1966	13.2	14.5	13.1	13.3	6.9	PELTON	368.4	CHARMILLES
	CHUO2	1967	12.2	14.5	13.1	13.3	6.9	PELTON	368.4	CHARMILLES
HARCA	HARO1	1969	13.5	15.2	13.7	12.5	6.9	PELTON	341.5	CHARMILLES
	HARO2	1969	12.3	15.2	13.7	12.5	6.9	PELTON	341.5	CHARMILLES
CAHUA	CAHO1	1974	13.7	16.0	14.4	13.3	6.9	PELTON	280.4	CHARMILLES
	CAHO2	1974	14.4	16.0	14.4	13.3	6.9	PELTON	280.4	CHARMILLES
HUAJI	HUAO1	1999	15.1	17.7	15.1	14.7	6.9	PELTON	240.0	SULZER
	HUAO2	1999	15.1	17.7	15.1	14.7	6.9	PELTON	240.0	SULZER
MIGUILLA	MIGO1	1931	1.3	2.5	2.3	1.5	6.6	PELTON	480.0	ESCHERWYSS
	MIGO2	1931	1.2	2.5	2.3	1.5	6.6	PELTON	480.0	ESCHERWYSS
ANGOSTURA	ANGO1	1936	2.2	3.2	2.8	2.5	6.9	PELTON	533.0	J.M VOITH
	ANGO2	1958	1.3	1.9	1.6	1.5	6.9	PELTON	533.0	G. GILKES
	ANGO3	2008	2.7	4.0	2.8	2.8	6.9	PELTON	533.0	G. GILKES
CHOQUETANGA	CHOO1	1939	1.9	2.8	2.5	2.6	6.6	PELTON	488.0	A-B Karlstad
	CHOO2	1944	2.4	2.8	2.5	2.6	6.6	PELTON	488.0	F. MORGAN
	CHOO3	1944	1.8	2.8	2.5	2.6	6.6	PELTON	488.0	F. MORGAN
CARABUCO	CRB	1958	6.1	7.0	6.3	6.4	6.9	PELTON	337.0	NEYRPI

Características de las unidades hidroeléctricas de generación al 31 de diciembre 2022										
Central	N° Unid.	Inicio Operac. (año)	Potencia Efectiva	Pot. Instal. Generador		Pot.Inst. Turbina	Tensión Gener. (kV)	Tipo Turbina	Caida Bruta	Fabricante Turbina
			(MW)	(MVA)	(MW)	(MW)			(m)	
ENDE CORANI S.A.										
CORANI	COR01	1967	12.91	15.0	13.5	15.3	10.0	PELTON	622.3	VOITH
	COR02	1967	12.79	15.0	13.5	15.3	10.0	PELTON	622.3	VOITH
	COR03	1980	13.25	15.0	13.5	15.3	10.0	PELTON	622.3	VOITH
	COR04	1980	13.31	15.0	13.5	15.3	10.0	PELTON	622.3	VOITH
	COR05	2018	12.99	18.2	15.4	15.4	10.0	PELTON	622.3	STROJIRNY BRNO
SANTA ISABEL	SIS01	1973	18.00	22.5	18.0	18.4	10.5	PELTON	622.3	VOITH
	SIS02	1973	18.00	22.5	18.0	18.4	10.5	PELTON	622.3	VOITH
	SIS03	1981	18.00	22.5	18.0	19.4	10.5	PELTON	622.3	VOITH
	SIS04	1983	18.00	22.5	18.0	19.4	10.5	PELTON	622.3	VOITH
	SIS05	2004	21.30	23.7	21.3	21.7	10.5	PELTON	622.3	VATECH
SAN JOSÉ	SJS01	2018	27.50	32.5	27.5	27.6	11.0	PELTON	313.0	ANDRITZ
	SJS02	2018	27.50	32.5	27.5	27.6	11.0	PELTON	313.0	ANDRITZ
	SJED1	2019	34.50	40.6	34.5	35.0	11.0	PELTON	374.0	ANDRITZ
	SJED2	2019	34.50	40.6	34.5	35.0	11.0	PELTON	374.0	ANDRITZ
KIVELCO S.A.										
KILPANI	KILO1	1936	3.9	5.0	4.0	4.0	6.6	PELTON	276.0	SIEMENS-SHUCKERT
	KILO2	1942	1.8	2.5	2.0	2.1	3.0	PELTON	276.0	S.MORGAN SMITH CO.
	KILO3	2001	5.8	7.1	5.8	5.8	6.6	PELTON	276.0	ALSTOM
LANDARA	LAN01	1958	1.6	2.5	2.0	2.1	3.0	FRANCIS	100.0	TURBO SpA
	LAN02	1942	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	PELTON	100.0	SDC ALSACIENE
	LAN03	2001	3.3	4.1	3.4	3.3	6.6	FRANCIS	104.5	ALSTOM
PUNUTUMA	PUH	1962	2.5	3.1	2.5	2.8	3.0	FRANCIS	103.0	B.MAIER KG
HB										
CHOJILLA	CHJ	2002	38.4	40.8	38.7	39.0	11.5	FRANCIS VERTICAL	553.3	Va Tech
YANACACHI NORTE	YAN1	2002	50.8	58.7	55.7	51.8	11.5	FRANCIS VERTICAL	488.8	Va Tech
SDB										
QUEHATA	QUE01	2007	0.98	1.1	1.1	0.8	2.5	PELTON	170.0	DE PRETTO ESCHER WYSS- ITA
	QUE02	2007	0.99	1.1	1.1	0.8	2.5	PELTON	170.0	DE PRETTO ESCHER WYSS- ITA
SYNERGIA S.A.										
KANATA	KAN	1999	7.8	8.7	7.6	7.9	10.0	PELTON	1.210.0	Sulzer-España
ENDE GUARACACHI S.A.										
SAN JACINTO	SJ1	2015	3.5	4.7	4.0	4.6	6.6	FRANCIS	34.1	VOITH
	SJ2	2015	3.5	4.7	4.0	4.6	6.6	FRANCIS	34.1	VOITH
ENDE										
MISICUNI	MIS01	2017	40.0	49.5	42.1	43.1	11.5	PELTON	983.3	RAIN POWER
	MIS02	2017	40.0	49.5	42.1	43.1	11.5	PELTON	983.3	RAIN POWER
	MIS03	2017	40.0	49.5	42.1	43.1	11.5	PELTON	983.3	RAIN POWER

Fuente: Formulario ISE 130.

Unidades Termoeléctricas

Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, pp. 40-41)

Características de las unidades termoeléctricas de generación al 31 de diciembre 2022												
Central	Unidad	Año Operación	Temp	Potencia Efectiva	Heat Rate	Pot. Instalada Generador		Pot. Inst. Turbina	Tensión Gener.	Tipo Comb.	Fabricante Turbina	
		Inicio	(°C)	(MW)	(BTU/kWh)	(MVA)	(MW)	(MW)	(kV)			
CECBB												
Bulo Bulo	BULO1	2000	37	44.8	8602	59.5	50.6	43.3	11.5	GAS NATURAL	GE	
	BULO2	2000	37	44.8	8442	59.5	50.6	43.3	11.5	GAS NATURAL	GE	
	BULO3	2014	37	49.2	9017	64.5	51.6	50.6	11.5	GAS NATURAL	GE	
ENDE GUARACACHI S.A.												
Guaracachi	GCH-1	1975	25	18.8	11971	32.0	25.6	23.8	10.5	GAS NATURAL	AEG	
	GCH-2	1977	25	17.8	12595	32.0	25.6	23.8	10.5	GAS NATURAL	AEG	
	GCH-4	1980	25	20.1	12834	27.7	22.2	23.4	10.5	GAS NATURAL	HITACHI	
	GCH-6	1988	25	20.9	12644	27.2	21.8	25.3	10.5	GAS NATURAL	AEG	
	GCH-9	1999	25	51.2	10070	88.0	74.8	69.3	10.5	GAS NATURAL	GE	
	GCH-10	1999	25	52.2	10070	88.0	74.8	69.3	10.5	GAS NATURAL	GE	
	GCH-11	2007	25	62.7	10070	82.5	66.0	51.7	10.5	GAS NATURAL	GE	
	GCH-12	2012	25	87.0	7211	125	100	96.0	10.5	GAS NAT./VAPOR DE AGUA	SIEMENS	
Santa Cruz	SCZ-1	1990	25	21.7	11850	29.0	23.2	26.3	10.5	GAS NATURAL	AEG	
	SCZ-2	1992	25	21.6	11672	28.1	23.9	26.3	10.5	GAS NATURAL	EGT	
Aranjuez	ARJ-1	1974	15	2.7	10201	3.8	3.0	3.1	10.0	GAS NAT./DIESEL FUEL	NORDBERG	
	ARJ-2	1974	15	2.7	10201	3.8	3.0	3.1	10.0	GAS NAT./DIESEL FUEL	NORDBERG	
	ARJ-3	1974	15	2.7	10201	3.8	3.0	3.1	10.0	GAS NAT./DIESEL FUEL	NORDBERG	
	ARJ-8	1994	15	18.5	11497	28.1	23.9	26.3	10.5	GAS NATURAL	AEG	
	ARJ-9	2007	15	1.6	9050	2.4	1.9	2.0	10.0	GAS NATURAL	JENBACHER	
	ARJ-11	2007	15	1.6	9050	2.4	1.9	2.0	10.0	GAS NATURAL	JENBACHER	
	ARJ-12	2007	15	1.6	9050	2.4	1.9	2.0	10.0	GAS NATURAL	JENBACHER	
	ARJ-13	2008	15	1.6	9050	2.4	1.9	2.0	10.0	GAS NATURAL	JENBACHER	
Karachipampa	ARJ-14	2008	15	1.6	9050	2.4	1.9	2.0	10.0	GAS NATURAL	JENBACHER	
	ARJ-15	2008	15	1.6	9050	2.4	1.9	2.0	10.0	GAS NATURAL	JENBACHER	
Karachipampa	KAR-1	1982	9	13.9	11860	19.4	15.5	23.5	6.6	GAS NATURAL	ROLLS ROYCE	
ENDE ANDINA S.A.M.												
Entre Ríos	ERI 01	2010	38	26.3	10064	32.8	26.2	29.06	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI 02	2010	34	26.4	9924	32.8	26.2	29.06	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI 03	2010	37	26.9	10053	32.8	26.2	29.06	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI 04	2010	34	26.8	10071	32.8	26.2	29.06	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI30	2019	35	39.3	6154	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
	ERI31	2019	35	45.2	6154	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI32	2019	35	44.6	6154	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI40	2019	35	40.6	6167	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
	ERI41	2019	35	44.6	6167	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI42	2019	35	44.7	6167	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI50	2021	35	39.0	6225	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
	ERI51	2021	35	45.1	6225	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	ERI52	2021	35	45.4	6225	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	Termoeléctrica del Sur	SUR 10	2021	38	31.1	6518	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS
		SUR 11	2014	37	37.7	6518	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS
SUR 12		2014	38	37.5	6518	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
SUR 20		2021	36	32.8	6453	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
SUR 21		2014	36	37.7	6453	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
SUR 22		2014	36	38.1	6453	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
SUR30		2019	34	35.0	6356	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
SUR31		2019	35	41.8	6356	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
SUR32		2019	34	41.8	6356	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
SUR40		2019	37	34.3	6330	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
SUR41		2019	37	41.7	6330	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
SUR42		2019	37	41.9	6330	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
Warnes	WAR05	2015	35	40.7	9145	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	WAR20	2021	35	37.4	6343	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
	WAR21	2015	35	40.3	6343	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	WAR22	2015	35	39.7	6343	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	
	WAR30	2019	35	39.0	6114	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS	
	WAR31	2019	35	43.7	6114	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS	

Características de las unidades termoelectricas de generacion al 31 de diciembre 2022											
Central	Unidad	Año Operación	Temp	Potencia Efectiva	Heat Rate	Pot. Instalada Generador		Pot. Inst. Turbina	Tensión Gener.	Tipo Comb.	Fabricante Turbina
		Inicio	(°C)	(MW)	(BTU/kWh)	(MVA)	(MW)	(MW)	(kV)		
Wames	WAR32	2019	35	43.7	6114	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS
	WAR40	2019	34	37.4	6234	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS
	WAR41	2019	34	44.5	6234	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS
	WAR42	2019	35	44.8	6234	52.4	44.5	53.0	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS
	WAR10	2020	35	36.3	6421	52.4	44.5	46.5	11.0	VAPOR	SIEMENS
	WAR11	2015	35	40.9	6421	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS
	WAR12	2015	35	41.1	6421	50.0	40.0	50.5	11.0	GAS NATURAL	SIEMENS

ENDE VALLE HERMOSO S.A.

Valle Hermoso	VHE01	1992	22	10.8	16882	21.2	17.0	17.5	10.5	GAS NATURAL	NUOVO PIGNONE
	VHE02	1991	20	17.5	12448	29.0	23.2	19.8	10.5	GAS NATURAL	AEG KANIS
	VHE03	1991	19	17.9	12870	29.0	23.2	19.8	10.5	GAS NATURAL	AEG KANIS
	VHE04	1992	15	17.6	12343	28.1	23.9	19.8	10.5	GAS NATURAL	AEG KANIS
	VHE05	2012	21	10.6	9753	17.0	13.6	11.7	10.5	GAS NATURAL	SOLAR TURBINES
	VHE06	2012	22	10.5	9943	17.0	13.6	11.7	10.5	GAS NATURAL	SOLAR TURBINES
	VHE07	2012	23	10.5	9562	17.0	13.6	11.7	10.5	GAS NATURAL	SOLAR TURBINES
	VHE08	2012	21	10.5	9612	17.0	13.6	11.7	10.5	GAS NATURAL	SOLAR TURBINES
Carrasco	CAR01	1996	22	52.1	10116	75.0	67.5	46.2	11.5	GAS NATURAL	ANSALDO
	CAR02	1996	31	52.5	10199	75.0	67.5	46.2	11.5	GAS NATURAL	ANSALDO
	CAR03	2011	31	23.7	9747	28.4	24.1	21.5	11.5	GAS NATURAL	GE
El Alto	ALT01	2012	17	17.5	9243	21.5	18.3	21.5	11.5	GAS NATURAL	GE
	ALT02	2013	7	32.3	8040	62.7	53.3	39.4	11.5	GAS NATURAL	ROLLS ROYCE

GESA

Guabira Energia	GBE01	2007	35	21.0	3293	32.0	25.0	21.8	13.8	VAPOR	TGM
-----------------	-------	------	----	------	------	------	------	------	------	-------	-----

ENDE

Moxos	MOA2	2010	38	1.3	9557	2.3	1.8	1.8	6.6	DIESEL OIL	CATERPILLAR
	MOA5	2002	38	1.1	9323	2.1	1.7	1.8	6.6	DIESEL OIL	CUMMINS
	MOA6	2002	38	1.1	9323	2.1	1.7	1.8	6.6	DIESEL OIL	CUMMINS
	MOA7	2005	38	1.1	8116	1.5	1.2	1.2	6.6	DIESEL OIL	CATERPILLAR
	MOA8	2005	38	1.1	8116	1.5	1.2	1.2	6.6	DIESEL OIL	CATERPILLAR
	MOS1	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS2	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS3	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS4	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS5	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS6	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS7	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS8	2011	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS9	2013	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
San Borja	MOS10	2013	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS11	2013	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
Rurrenabaque	MOS12	2013	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	MOS13	2013	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
Yucumo	MOS14	2013	38	1.4	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	SCHNEIDER
	SBJ01	2018	32	1.2	-	2.0	1.6	0.2	0.4	DIESEL OIL	CATERPILLAR
Santa Ana de Yacuma	SBJ02	2018	32	0.6	-	1.0	0.8	-	0.4	DIESEL OIL	CATERPILLAR
	RBQ01	2018	32	0.9	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	CATERPILLAR
San Ignacio de Moxos	RBQ02	2018	32	0.6	-	1.0	0.8	0.9	0.4	DIESEL OIL	CATERPILLAR
	YUC01	2018	31	0.4	-	0.6	0.5	-	0.4	DIESEL OIL	DOSAN
AGUAI	SAY01	2018	32	1.0	-	2.0	1.6	-	0.4	DIESEL OIL	CATERPILLAR
	SAY02	2018	32	0.6	-	1.8	0.8	0.9	0.4	DIESEL OIL	CATERPILLAR
AGUAI	SIM02	2018	31	0.4	-	0.8	0.6	0.8	0.4	DIESEL OIL	CATERPILLAR
	SIM01	2018	31	0.4	-	-	-	0.7	0.4	DIESEL OIL	SDMO
AGUAI	AGU02	2021	37	50.0	-	60.6	50.0	60	11.0	VAPOR	SIEMENS

Fuente: Formulario ISE 130

Energías Alternativas

Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, p. 37)

Empresa	Área	Central	Potencia Instalada			Potencia Efectiva
			Generador		Turbina	
			MVA	MW	MW	
E. Alternativas						
ENDE CORANI S.A.	Central	QOLLAPANA	31.2	27.0	-	27.0
ENDE GUARACACHI S.A.	Sur	YUNCHARA	5.72	5.7	-	5.0
	Sur	UYUNI	63	60.1	-	60.1
ENDE	Central	ORURO	104.5	104.5	-	100.0
	Oriental	WARNES	17.6	14.4	-	14.4
	Oriental	SAN JULIAN	48.4	39.6	-	36.0
	Oriental	EL DORADO	61.6	50.4	-	50.4
Total Renovables			332.0	301.7	-	292.9

ANEXO 3: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Longitud de Líneas de transmisión

Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, p. 42)

Sistema Interconectado Nacional							
Longitud de Líneas de Transmisión (km) al 31 de diciembre de 2022							
Sistema	Operador o Responsable	NIVEL DE TENSIÓN				TOTAL (km.)	Porcentaje %
		500 kV	230 kV	115 kV	69 kV		
		Longitudes en km.					
S.T.I.	ENDE TRANSMISIÓN S.A.	235,7	2.807,5	1.473,5	214,2	4.730,9	48,5%
	ISA BOLIVIA	-	587,0	-	-	587,0	6,0%
	SAN CRISTOBAL TESA	-	167,3	-	-	167,3	1,7%
	ENDE	-	1.050,4	491,1	-	1.541,4	15,8%
Total S.T.I.		235,7	4.612,2	1.964,6	214,2	7.026,6	72,1%
FUERA DEL S.T.I.	ENDE TRANSMISIÓN S.A.	-	59,08	246,11	82,80	387,99	4,0%
	SAN CRISTÓBAL TESA	-	7,92	-	-	7,92	0,1%
	DELAPAZ	-	-	84,04	165,92	249,96	2,6%
	CRE R.L.	-	-	323,58	260,13	583,71	6,0%
	ELFEC S.A.	-	-	80,40	-	80,40	0,8%
	ENDE DEORURO S.A.	-	-	61,71	462,00	523,71	5,4%
	SEPSA	-	-	12,70	78,23	90,93	0,9%
	CESSA	-	-	-	1,52	1,52	0,0%
	COBOCE	-	-	0,94	-	0,94	0,0%
	EMVINTO	-	-	-	1,90	1,90	0,0%
	ENDE	-	-	242,60	-	242,60	2,5%
	SETAR	-	-	6,18	84,30	90,48	0,9%
LÍNEAS ASOCIADAS A LA GENERACIÓN	COBEE	-	-	204,54	134,00	338,5	3,5%
	HB	-	-	17,7	-	17,7	0,2%
	RIOELEC S.A.	-	-	-	65,70	65,7	0,7%
	ENDE GUARACACHI S.A.	-	-	-	0,3	0,3	0,0%
	CECBB	-	5,50	-	-	5,5	0,1%
	GESA	-	-	6,6	-	6,6	0,1%
	ENDE	-	-	13,95	-	14,0	0,1%
	ENDE CORANI S.A.	-	10,13	-	-	10,1	0,1%
Total Fuera del S.T.I.		-	82,6	1.301,1	1.336,8	2.720,5	27,9%
Total S.I.N		235,7	4.694,8	3.265,6	1.551,0	9.747,1	100,0%

Fuente: Formularios ISE 150 y CNDC

Tramo y capacidad de transmisión

Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, pp. 43-44)

Sistema Troncal de Interconexión									
Líneas de transmisión reconocidas como parte del S.T.I. al 31 de diciembre de 2022									
Líneas de Transmisión	Tramo: Nodo		Calibre	Capacidad	Tensión (kV)		Longitud	Puesta en	Empresa
	Inicio	Final	MCM	MVA	Diseño	Servicio	Km	Servicio	
LT1 Caranavi - Yucumo en 115 kV	CRN11501	YUC11501	397.5	33	115	115	104.50	2010	ENDE
LT1 Cataricagua - Lucianita en 115 kV	CTA11501	LUC11501	397.5	74	115	115	4.85	2013	ENDE
LT1 Las Carreras - Tarija en 230 kV	LCA23001	TAJ23001	954	150	230	230	74.24	2012	ENDE
LT1 Palca - Cumbre en 230 kV	PCA23001	CUM23001	954	156	230	230	31.00	2015	ENDE
LT1 Punutuma - Las Carreras en 230 kV	PUN23001	LCA23001	954	150	230	230	181.13	2012	ENDE
LT1 Sanitvañez - Palca en 230 kV	SAN23001	PCA23001	954	156	230	230	244.00	2015	ENDE
LT2 Sanitvañez - Palca en 230 kV	SAN23001	PCA23001	954	156	230	230	244.00	2015	ENDE
LT1 San Borja - San Ignacio de Moxos en 115 kV	SBO11501	MOX11501	397.5	33	115	115	138.50	2010	ENDE
LT1 Tarija - Yaguacua I en 230 kV	TAJ23001	YAG23001	954	160	230	230	138.00	2014	ENDE
LT2 Tarija - Yaguacua II en 230 kV	TAJ23001	YAG23001	954	160	230	230	138.00	2014	ENDE
LT1 Yucumo - San Borja en 115 kV	YUC11501	SBO11501	397.5	33	115	115	40.40	2010	ENDE
LT1 Yucumo - San Buenaventura en 115 kV	YUC11501	SBU11501	397.5	31	115	115	118.00	2015	ENDE
LT1 San Ignacio de Moxos - Trinidad en 115 kV	MOX11501	TRI11501	397.5	33	115	115	84.80	2010	ENDE
LT1 Aranjuez - Mariaca en 69 kV	ARJ06901	MAR06901	266.8	22	69	69	42.85	1990	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Aranjuez - Sucre en 69 kV	ARJ06901	SUC06901	397.5	42	69	69	12.01	2005	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Arocaque - Valle Hermoso en 115 kV	ARO11501	VHE11501	397.5	74	115	115	5.39	1980	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Arocaque - Valle Hermoso en 115 kV	ARO11502	VHE11501	397.5	74	115	115	5.39	2012	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Atocha - Telamayo en 69 kV	ATO06901	TEL06901	397.5	23.8	115	69	1.57	1981	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Bélgica - Guaracachi en 230 kV	BEL23001	GCH23001	954	143	230	230	34.57	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Bélgica - Troncos en 230 kV	BEL23001	TRN23001	2x740.8	114	230	230	98.78	2018	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Brechas - El Dorado en 230 kV	BRE23001	EDO23001	2x740.8	678.3	230	230	51.4	2021	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Carrasco - Chimoré en 230 kV	CAR23001	CHI23001	954	130	230	230	75.33	1989	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Carrasco - Sanitvañez en 230 kV	CAR23001	SAN23001	954	130	230	230	225.60	2007	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Carrasco - Yacani en 230 kV	CAR23001	YAP23001	954	130	230	230	74.75	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Catavi - Ocuri en 115 kV	CAT11501	OCU11501	397.5	74	115	115	37.81	1980	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Catavi - Sacaca en 115 kV	CAT11501	SAC11501	397.5	74	115	115	43.38	1986	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Chimoré - Villa Tunari en 230 kV	CHI23001	VTU23001	954	130	230	230	33.61	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Telamayo - Portuguesa en 69 kV	TEL06901	POR06901	266.8	23.8	69	69	27.48	1991	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Portuguesa - Chilcobija en 69 kV	POR06901	CHI06901	266.8	22	69	69	29.49	1991	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Chuspipata - Cumbre en 115 kV	CHS11501	CUM11501	397.5	90	115	115	45.03	2015	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Caihuasi - Jeryo en 115 kV	CHI11501	JER11501	397.5	74	115	115	46.00	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Caihuasi - Vinto en 115 kV	CHI11501	VIN11501	397.5	74	115	115	29.58	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Corani - Arocaque en 115 kV	COR11501	ARO11502	397.5	74	115	115	38.11	2012	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Corani - Santa Isabel en 115 kV	COR11501	SIS11501	397.5	74	115	115	6.39	1973	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Caranavi - Chuspipata en 115 kV	CRN11501	CHS11501	397.5	74	115	115	63.89	1997	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Cataricagua - Catavi en 115 kV	CTA11501	CAT11501	397.5	74	115	115	33.50	2012	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Don Diego - Karachipampa en 69 kV	DDO06901	KAR06901	266.8	22	69	69	15.99	1980	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Don Diego - Mariaca en 69 kV	DDO06901	MAR06901	266.8	22	69	69	31.24	1980	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Escobal Potosí - Potosí en 115 kV	EPO11501	POT11501	397.5	40	115	115	19.62	2021	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Entre Ríos II - Carrasco en 230 kV	ERD23001	CAR23001	954	448	230	230	1.85	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Entre Ríos II - Entre Ríos I en 230 kV	ERD23001	ERI23001	954	448	230	230	0.48	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Entre Ríos I - Carrasco en 230 kV	ERI23001	CAR23001	954	448	230	230	1.36	2019	ENDE Transmisión S.A.

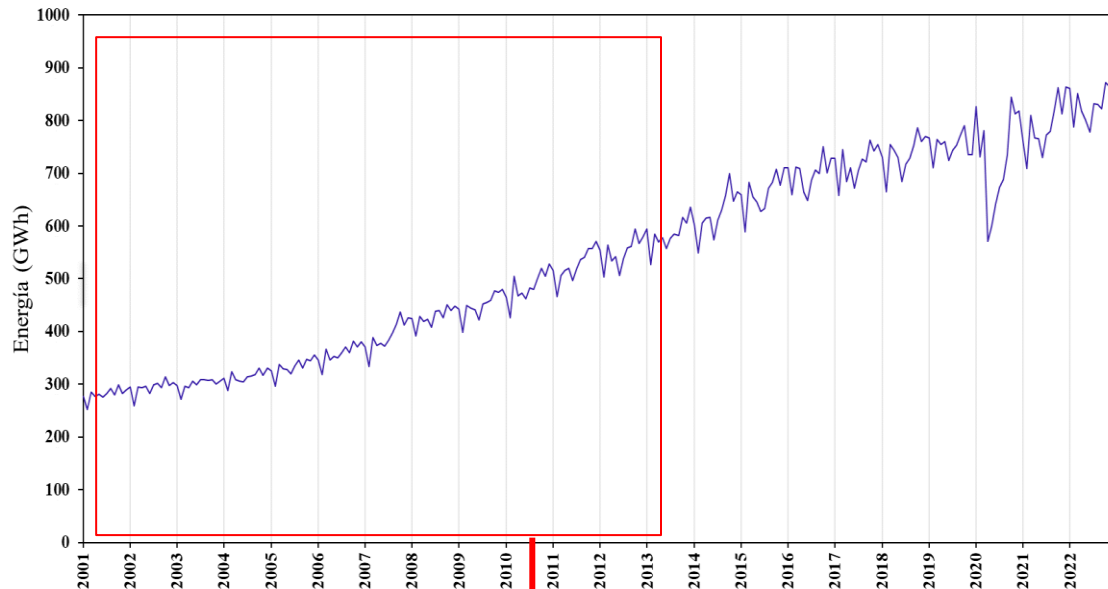
Líneas de transmisión reconocidas como parte del S.T.I. al 31 de diciembre de 2022									
Líneas de Transmisión	Tramo: Nodo		Calibre	Capacidad	Tensión (kV)		Longitud	Puesta en	Empresa
	Inicio	Final	MCM	MVA	Diseño	Servicio	Km	Servicio	
LT1 Huaji - Caranavi en 115 kV	HUA11501	CRN11501	397,5	90	115	115	74,45	2018	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Irpa Irpa - Sacaca en 115 kV	IRP11501	SAC11501	397,5	74	115	115	43,23	1986	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Karachipampa - Potosí en 69 kV	KAR06901	POT06901	266,8	23	69	69	10,02	1980	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Kenko - Senkata en 115 kV	KEN11501	SEN11501	397,5	74	115	115	6,28	1980	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Kenko - Senkata en 115 kV	KEN11501	SEN11501	954	117	115	115	7,95	1996	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Las Carreras - Tarja II en 230 kV	LCA23001	TAJ23001	954	185,3	230	230	82,90	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Las Carreras - Torre Huayco en 230 kV	LCA23002	THU23001	2x740,8	175,8	230	230	82,00	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Lito - Salar en 115 kV	LIT11501	SAL11501	550	54	115	115	81,39	2018	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Mazocruz - Vinto Capacitor en 230 kV	MAZ23001	VIC23001	954	130	230	230	193,57	2005	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Miquelito - Santiváñez I en 230 kV	MGO23001	SAN23001	2x740,8	320	230	230	79,03	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Miquelito - Santiváñez II en 230 kV	MGO23001	SAN23001	2x740,8	320	230	230	79,03	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Ocuni - Potosí en 115 kV	OCU11501	POT11501	397,5	74	115	115	84,36	1980	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Pagador - Solar Oruro en 115 kV (Equiv Doble Terna)	PAG11501	ORU11501	397,5	73,2	115	115	40,92	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Pagador - Vinto en 230 kV	PAG23001	VIN23001	2x556,5	229,9	230	230	24,79	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Paracaya - Qollpana en 115 kV	PAY11501	QOL11501	397,5	90	115	115	67,69	2015	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Palca - Mazocruz en 230 kV	PCA23001	MAZ23001	954	189	230	230	35,80	2016	ENDE Transmisión S.A.
LT1 La Plata - Karachipampa en 69 kV	PLA06901	KAR06901	397,5	31,83	69	69	7,00	2016	ENDE Transmisión S.A.
LT1 La Plata - Escobal Potosí en 115 kV	PLA11501	POT11501	397,5	41	115	115	7,24	2021	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Potosí - Punutuma en 115 kV	POT11501	PUN11501	397,5	74	115	115	73,21	1978	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Punutuma - Atocha en 115 kV	PUN11501	ATO11501	397,5	74	115	115	104,42	1981	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Sacaba - Arocasua en 115 kV	SAB11501	ARO11501	397,5	74	115	115	14,94	2013	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Sacaba - Paracaya en 115 kV	SAB11501	PAY11501	397,5	90	115	115	24,10	2015	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Santiváñez - Pagador en 230 kV	SAN23001	PAG23001	2x556,5	219	230	230	115,04	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Senkata - Mazocruz en 115 kV	SEN11501	MAZ11501	954	130	115	115	7,76	2005	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Santa Isabel - Sacaba en 115 kV	SIS11501	SAB11501	397,5	74	115	115	31,37	2013	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Santa Isabel - San José en 115 kV	SIS11501	SJO11501	397,5	74	115	115	8,93	1989	ENDE Transmisión S.A.
LT1 San José - Miquelito en 230 kV	SJO23001	MGO23001	2x740,8	333	230	230	3,31	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 San José - Valle Hermoso en 230 kV	SJO23001	VHE23001	954	130	230	230	59,57	1991	ENDE Transmisión S.A.
LT1 San Julián - Brechas I en 230 kV	SJU23001	BRE23001	2x740,8	163	230	230	64,40	2020	ENDE Transmisión S.A.
LT2 San Julián - Brechas II en 230 kV	SJU23001	BRE23001	2x740,8	163	230	230	64,40	2020	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Sucre - La Plata en 115 kV	SUC11501	PLA11501	397,5	54	115	115	88,12	2016	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Torre Huayco - Chilcobija en 69 kV	THU06901	CHL06901	266,8	23,8	69	69	36,56	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Torre Huayco - Lito en 230 kV	THU23001	LIT23001	2x740,8	156	230	230	157,10	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Uyuni - Solar Uyuni en 230 kV	UYU23001	SUY23001	954	215,7	230	230	4,60	2018	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Valle Hermoso - Calhuasi en 115 kV	VHE11501	CHI11501	397,5	74	115	115	120,12	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Valle Hermoso - Irpa Irpa en 115 kV	VHE11501	IRP11501	397,5	74	115	115	46,47	1986	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Valle Hermoso - Santiváñez en 230 kV	VHE23001	SAN23001	954	130	230	230	22,85	2005	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Vinto - Cataricagua en 115 kV	VIN11501	CTA11501	397,5	74	115	115	43,27	2012	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Villa Tunari - San José en 230 kV	VTU23001	SJO23001	954	130	230	230	45,82	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Warnes - Bélgica I en 230 kV	WAR23001	BEL23001	954	275	230	230	16,54	2017	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Warnes - Bélgica II en 230 kV	WAR23001	BEL23001	954	163	230	230	16,54	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Warnes - San Julián I en 230 kV	WAR23001	SJU23001	2x740,8	163	230	230	54,20	2020	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Warnes - San Julián II en 230 kV	WAR23001	SJU23001	2x740,8	163,4	230	230	54,20	2020	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Warnes - Urubó en 230 kV	WAR23001	URU23001	954	230	230	230	39,40	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Yapacani - Bélgica en 230 kV	YAP23001	BEL23001	954	130	230	230	70,78	2019	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Arboleda - Urubó en 230 kV	ARB23001	URU23001	700	143	245	230	62,00	2005	ISA
LT1 Carrasco - Arboleda en 230 kV	CAR23001	ARB23001	700	143	245	230	102,00	2005	ISA
LT1 Santiváñez - Sucre en 230 kV	SAN23001	SUC23001	954	143	245	230	246,00	2005	ISA
LT1 Sucre - Punutuma en 230 kV	SUC23001	PUN23001	795	143	245	230	177,00	2005	ISA
LT1 Punutuma - Uyuni en 230 kV	PUN23001	UYU23001	1200	140	242	230	91,74	2022	SAN CRISTOBAL TESA
LT1 Uyuni - Lito en 230 kV	UYU23001	LIT23001	1200	140	242	230	75,54	2022	SAN CRISTOBAL TESA
LT1 Troncos - Guarayos I en 230 kV	TRN23001	GUA23001	2x740,8	76	230	230	141,61	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Troncos - Guarayos II en 230 kV	TRN23001	GUA23001	2x740,8	76	230	230	141,61	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Guarayos - Paraiso I en 230 kV	GUA23001	PRA23001	2x740,8	70	230	230	230,55	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Guarayos - Paraiso II en 230 kV	GUA23001	PRA23001	2x740,8	70	230	230	230,55	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Paraiso - Trinidad I en 115 kV	PRA11501	TRI11501	740,8	70	115	115	11,14	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Paraiso - Trinidad II en 115 kV	PRA11501	TRI11501	740,8	70	115	115	11,14	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Pagador - Solar Oruro II en 115 kV	PAG11501	ORU11501	397,5	73	115	115	40,92	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Santiváñez - Santiváñez 2 II en 230 kV	SAN23001	SAD23001	2x740,8	425	230	230	0,32	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Santiváñez - Santiváñez 2 I en 230 kV	SAN23001	SAD23001	2x740,8	425	230	230	0,68	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT1 Carrasco - Santiváñez 2 en 500 kV	CAR50001	SAD50001	4x750	830	500	500	235,65	2022	ENDE Transmisión S.A.
LT2 Bélgica - Troncos II en 230 kV	BEL23001	TRN23001	2x740,8	114	230	230	98,78	2022	ENDE Transmisión S.A.

Fuente: Formularios de Información del Sector Eléctrico ISE-150 - CNDCE.

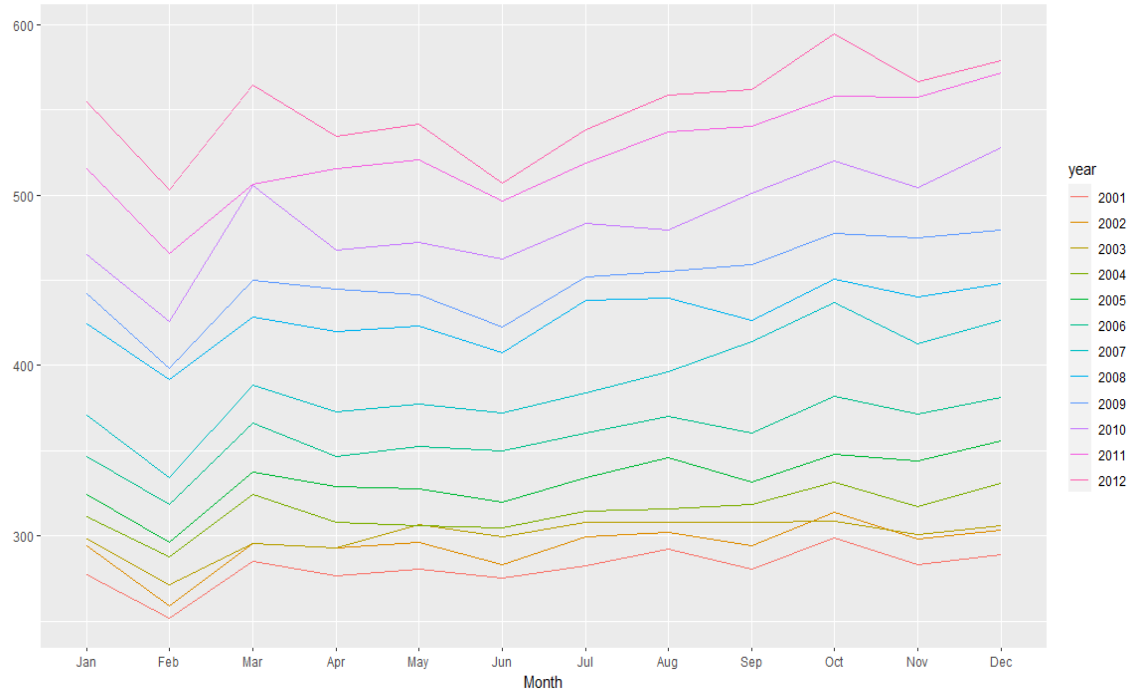
ANEXO 4: ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA DE ENERGÍA MENSUAL

Fuente: Construido con los datos de (CNDC, 2022b)

Evolución de la Demanda de Energía Mensual

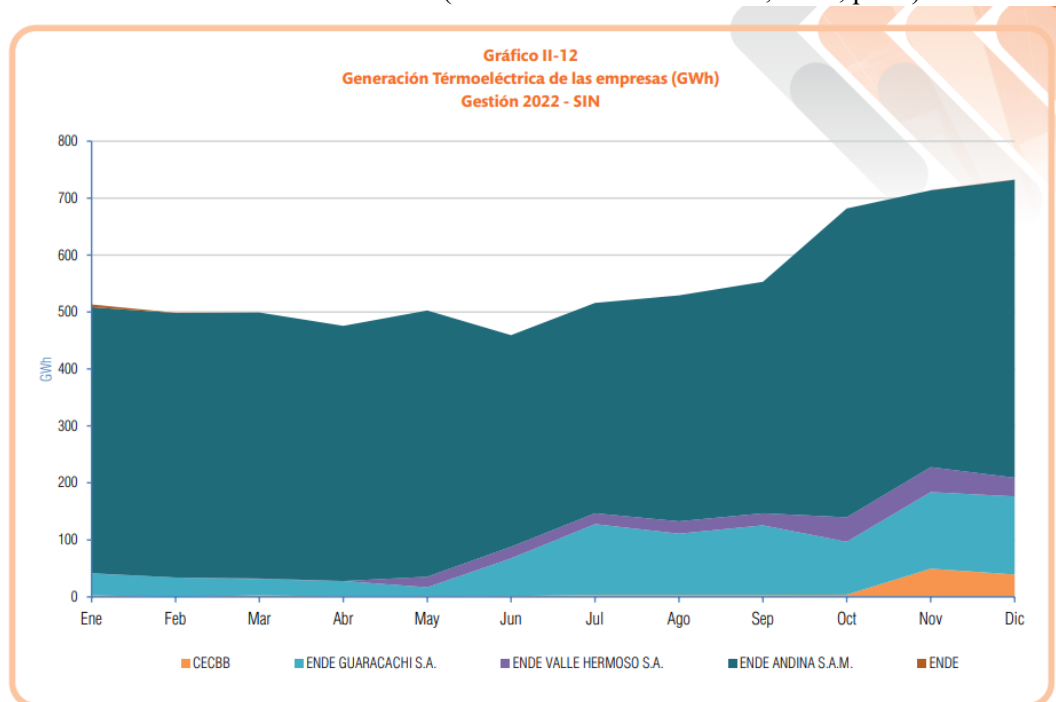


Estacionalidad de la serie de tiempo



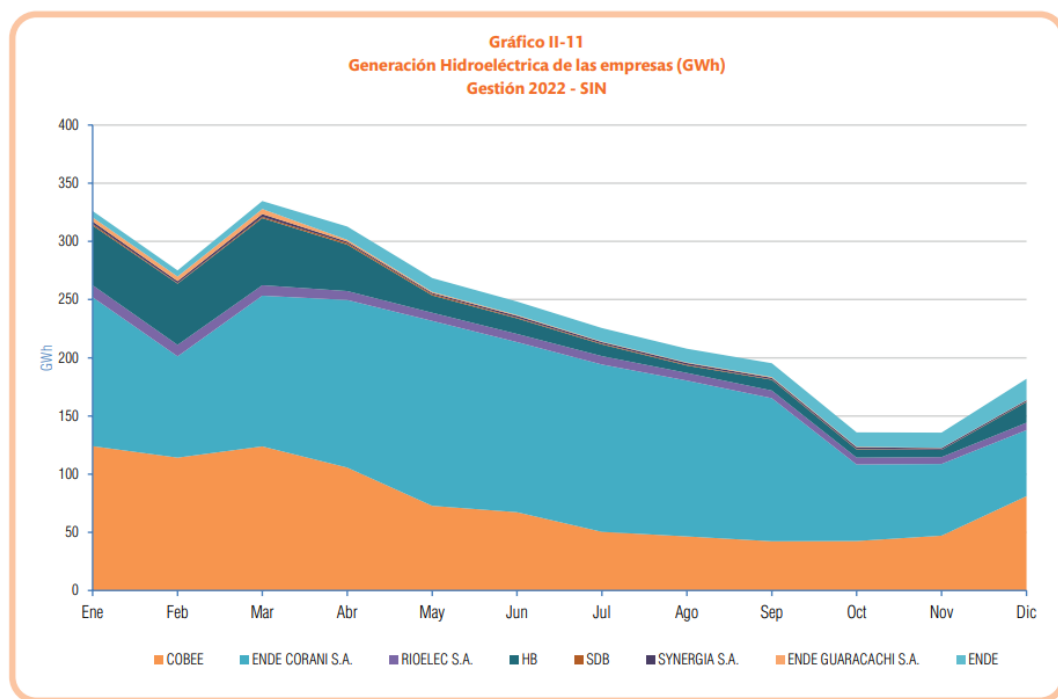
ANEXO 5: GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS

Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, p. 57)



ANEXO 6: GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS

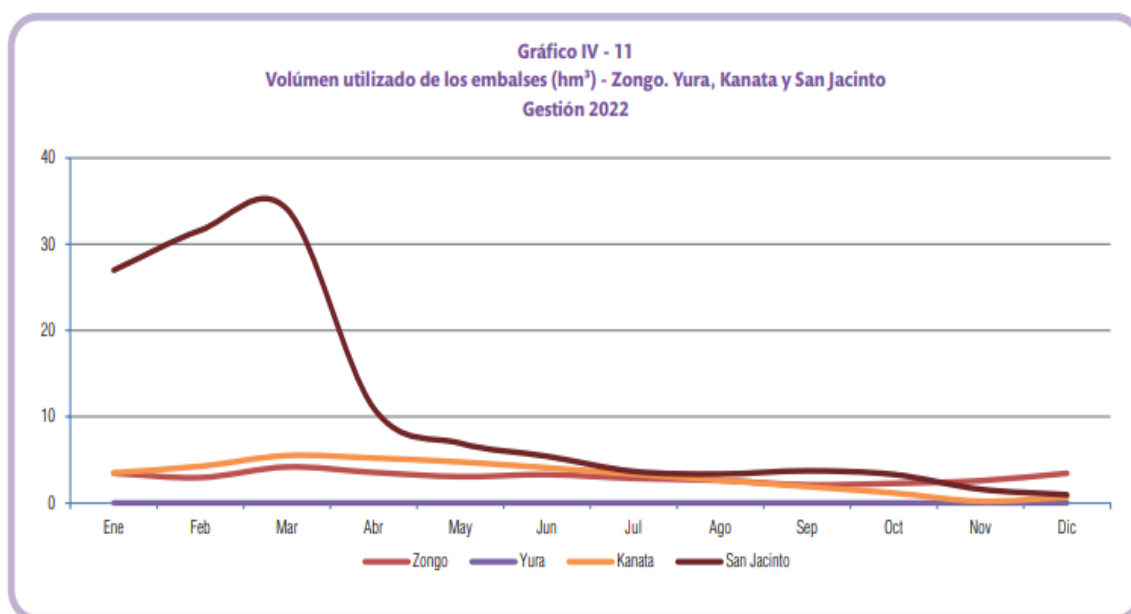
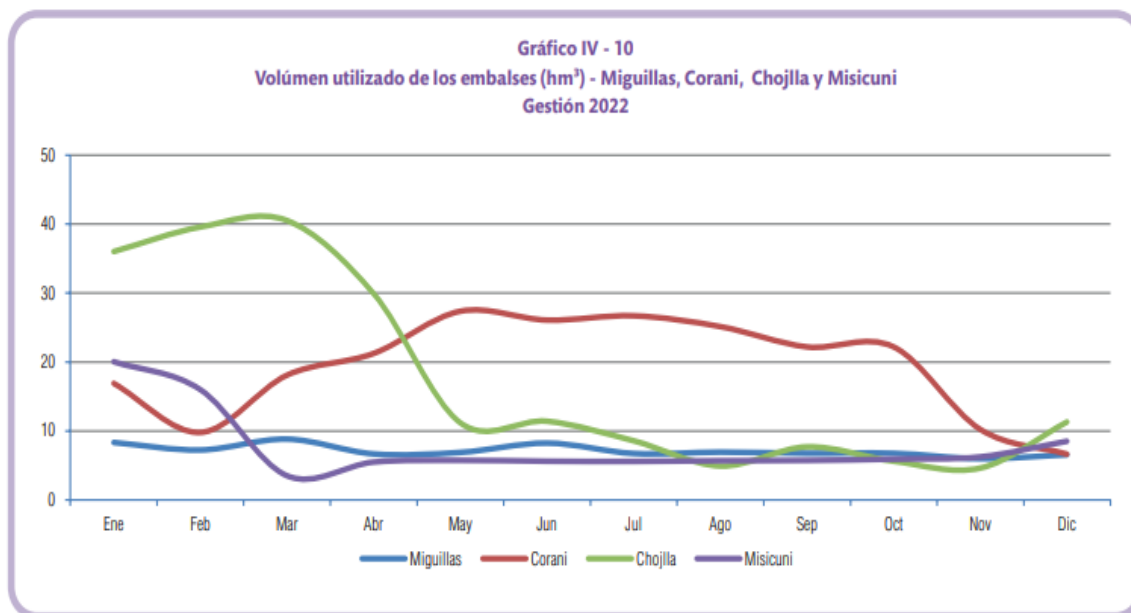
Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, p. 56)



ANEXO 7: EMBALSES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, p. 102)

Volúmen utilizado de los embalses (Hm³)



Aportes a los embalses (Hm³)

Gráfico IV - 12
Aportes a los embalses (hm³) - Corani, Yura, Chojlla y Misticuni
Gestión 2022

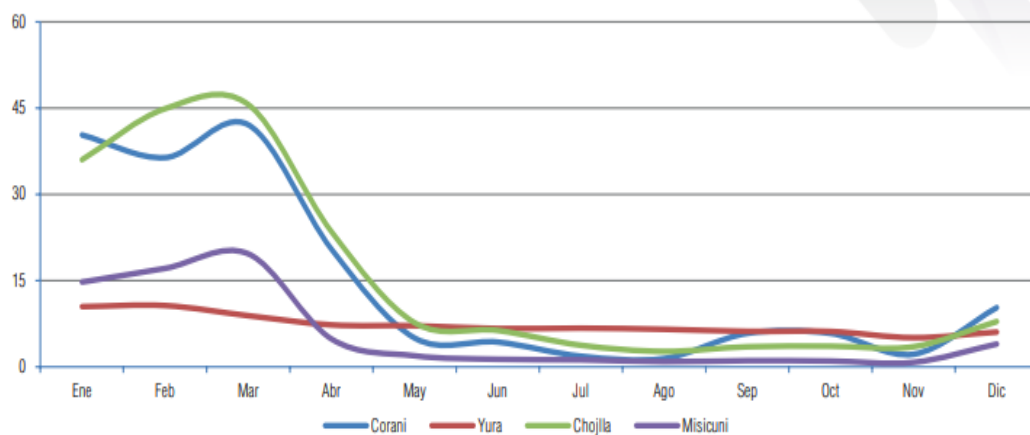
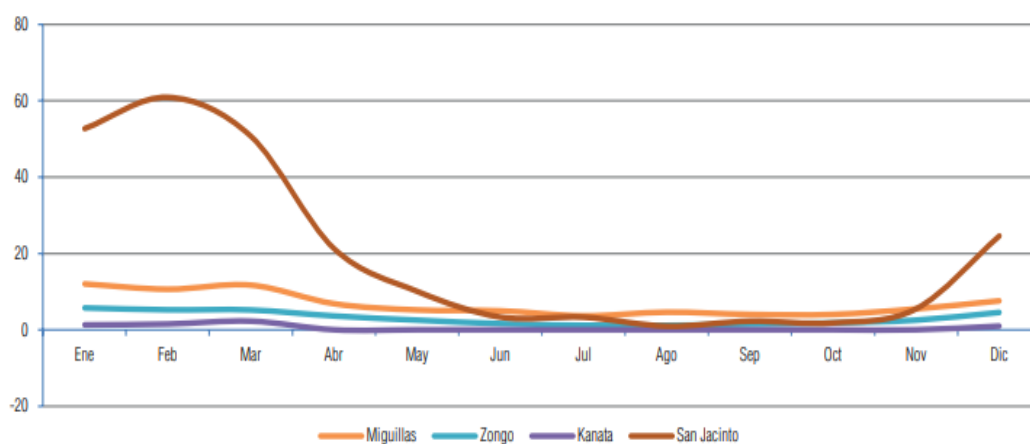
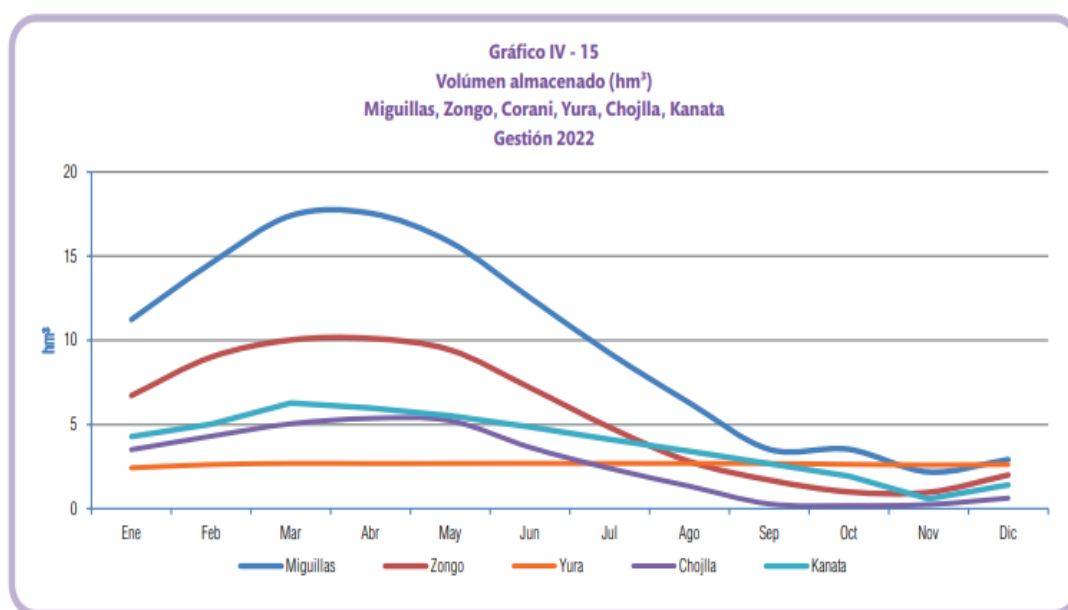
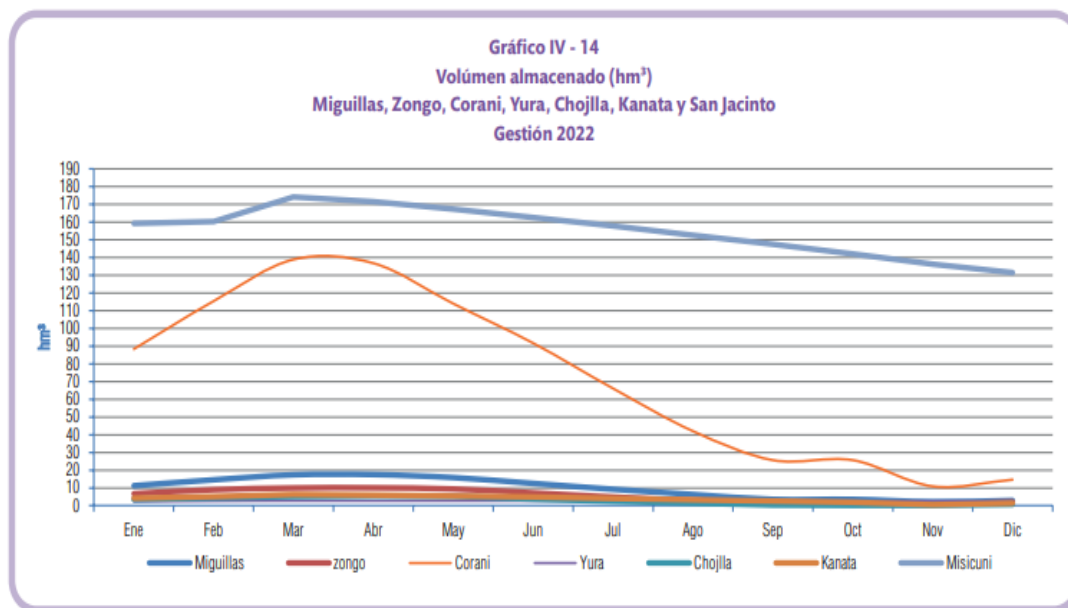


Gráfico IV-13
Aportes a los embalses (hm³) - Miguillas, Zongo, Kanata y San Jacinto
Gestión 2022



Fuente :Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, p. 104)

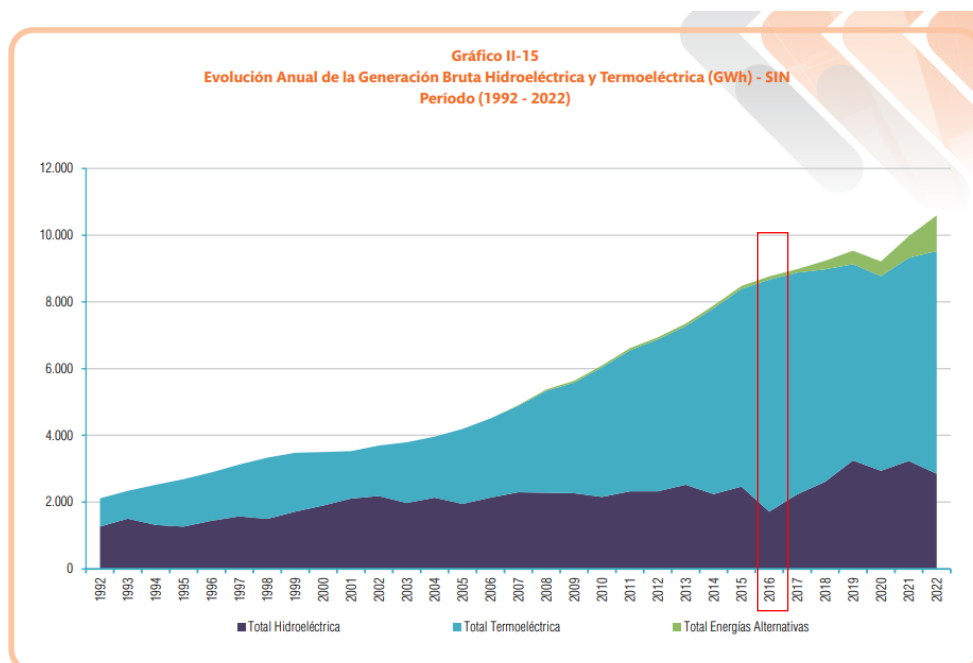


ANEXO 8: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN

HIDROELÉCTRICA.

Fuente: Tomado de (*Anuario Estadístico AETN*, 2022, pp. 57-61)

Cuadro II-11 Sistema Interconectado Nacional																																
Generación bruta (GWh) - Periodo (1992-2022)																																
Empresa	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CECIB									781	4183	4865	4977	5351	5487	4087	4401	6336	6317	6525	6532	3960	4912	7081	6003	3649	5544	6835	5820	5244	149	1098	
CORRE	773.3	634.4	771.5	773.0	864.8	853.8	865.6	941.6	1066.8	1194.8	1122.8	866.8	1004.4	963.9	1050.0	1144.5	1093.3	1100.3	1154.6	1196.6	1158.6	1160.5	1085.5	1080.7	889.0	1111.7	946.0	1025.6	986.0	1013.9	916.5	
ENDE CORANI S.A.	430.2	604.5	464.8	439.9	535.5	688.0	611.0	743.7	768.8	846.6	838.7	811.9	816.0	627.5	804.3	794.0	861.7	817.3	688.1	785.3	811.0	929.5	931.5	949.2	580.2	776.1	1191.7	1702.9	1457.4	1880.1	1443.3	
ENDE GUARACACHI S.A.	694.6	608.8	920.2	1017.7	1007.7	830.4	938.9	1078.1	921.4	837.6	862.1	1133.6	908.5	994.4	1106.8	1256.2	1538.5	1652.3	1575.6	1720.9	1937.7	2103.8	2076.4	2003.7	1721.2	1750.1	1812.7	1918.3	1750.9	1292.6	1153.3	
RIODEC S.A.	61.5	62.9	58.5	57.0	57.0	63.9	58.0	57.7	56.3	71.0	68.3	58.1	62.4	64.4	73.7	65.2	72.3	74.7	71.7	73.2	77.7	79.4	85.1	77.6	63.0	60.8	75.6	75.4	78.3	71.7	89.0	
ENDE VALLE HERMOSO S.A.	185.5	222.4	282.0	389.8	424.2	682.2	653.3	636.3	576.8	137.9	163.0	158.3	362.3	677.0	817.7	831.2	846.6	954.6	1168.0	982.2	1269.9	1317.4	1457.3	1069.8	1186.6	1246.6	1045.5	706.7	480.3	352.4	222.5	
ENDE ANDINA S.A.M.																			397.4	738.3	767.2	734.6	1101.4	2035.4	3582.0	3020.6	2861.4	2843.7	3280.2	4734.3	5409.5	
ENDE																				17.7	78.2	60.0	90.0	86.5	89.0	100.3	188.6	221.1	254.6	418.7	703.9	
GUABRÁ ENERGÍA S.A.																14.2	38.3	58.7	58.2	64.0	64.5	79.5	65.7	62.1	50.5	32.9	57.9	67.0	51.0	64.1	64.1	
AGUAY																															164.7	
HB							21	6.6	6.9	7.0	136.8	241.9	247.3	285.4	223.6	348.8	316.7	322.8	302.9	333.7	350.6	369.2	202.5	343.7	206.1	306.6	325.8	383.3	316.5	343.3	286.3	
SDB																	1.0	3.9	5.6	3.8	4.1	7.2	7.4	7.2	8.3	4.7	7.3	7.3	7.3	6.7	8.5	9.2
SYNERGIA S.A.							0.0	11.0	22.7	26.3	18.2	21.2	22.1	16.6	21.5	17.3	20.5	15.5	14.1	19.3	20.8	16.4	19.8	17.6	12.0	11.0	13.1	17.7	24.0	21.7	18.2	
SETAR																									2.5	21.3	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GESEDA																								48.7	117.6	4.0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total S.I.N.	2.115,1	2.332,9	2.517,9	2.887,4	2.888,3	3.128,1	3.330,9	3.475,0	3.487,8	3.529,6	3.887,4	3.790,4	3.959,2	4.190,0	4.586,3	4.982,5	5.372,5	5.834,5	6.088,0	6.611,6	6.938,5	7.348,9	7.888,7	8.473,8	8.763,2	8.981,3	9.230,2	9.531,4	9.212,4	9.986,2	10.582,5	
Crecimiento al periodo anterior (%)	10,3%	7,9%	6,7%	7,5%	8,3%	6,5%	4,3%	0,7%	0,9%	4,8%	2,5%	4,5%	5,8%	7,6%	8,8%	9,6%	4,9%	8,2%	8,4%	5,0%	5,9%	7,3%	7,4%	3,4%	2,5%	2,8%	3,3%	-3,3%	8,2%	6,3%		



ANEXO 9: PROYECTOS DE GENERACIÓN PREVISTOS
PARA EL AÑO 2026

Área	Central	Tecnología	Situación	Total
Central	Sehuencas- Juntas	HDA WAT	proyectado para el 2025	279.88
	Banda Azul		proyectado para el 2024	147
Norte	umapalca-Palillada		proyectado para el 2025	203
	San Cristobal_Anazani_Santa Rosa	HDA WAT	proyectado para el 2025	45
	Titicaca	WTON	proyectado para el 2025	21
		WIN		
	Rositas	HDA WAT	proyectado para el 2025	400
Oriente	Warnes II	WTON WIN	proyectado para el 2025	21
	La ventolera	WTON WIN	proyectado para el 2025	24
Sur	Laguna Colorada	STUR	proyectado para el 2025	100
	CarrizalI_CarrizalII_CarrizalIII	HDA WAT	proyectado para el 2025	346.5
	Icla_Margarita		proyectado para el 2025	270

ANEXO 10: CÓDIGO R DEL MODELO SARIMA

(PRONÓSTICO 2013-2022)

```
library(tidyverse)
library(lubridate)
library(astsa)
library(timsac)
library(mFilter)
library(dynlm)
library(nlme)
library(dplyr)
library(tidyr)
library(forecast)
library(ggplot2)
library(tseries)
library(readxl)
```

#1-0 DATOS DE ENTRADA

```
CRUZ13_22 <- read_excel("D:/22_UMSS_TRABAJO 2023/3_objetivos_proyeccion de la
demanda/DATOS CNDC/PRONOSTICO POR ZON/R STUDIO/CRUZ13-22.xlsx",
                      sheet = "Hoja10")
```

```
view(CRUZ13_22)
attach(CRUZ13_22)
names(CRUZ13_22)
```

#SERIE DE TIEMPO

```
CRUZ13_22.ts=ts(CRUZ13_22$energia, start=c(2001,1), end=c(2012,12),frequency=12)
CRUZ13_22.ts
```

GRAFICO DE LA SERIE DE TIEMPO

```
plot(CRUZ13_22.ts, col="blue",ylab= "Energía(GWh)", main = "Evolución de la
Demanda de Energía en Bolivia (GWh)")
```

LOGARITMO DE LA SERIE DE TIEMPO

```
serielog=log(CRUZ13_22.ts)
serielog
```

#PRUEBA DE Dick Fuller

```
adf.test(serielog)
```

GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller

```
acf(serielog,main="Función de Autocorrelación Simple")
```

```
pacf(serielog,main="Función de Autocorrelación Parcial")
```

#PRIMERA DIFERENCIA DE LA SERIE DE TIEMPO

```
dif01=diff(serielog)
```

GRAFICO DE LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA

```
plot.ts(dif01, main="Serie en Primera Diferencia", sub="", xlab="Time",ylab="Primera  
diferencia")
```

#PRUEBA DE Dick Fuller A LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA

```
adf.test(dif01)
```

GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller

```
par(mfrow=c(2,1), mar=c(1,2,1,0)+2)
```

```
acf(dif01,main="Función de Autocorrelación Simple (Primera Diferencia)")
```

```
pacf(dif01,main="Función de Autocorrelación Parcial (Primera Diferencia)")
```

#2-0 AJUSTE DEL MODELO

#MODELO 1

```
modelo1= Arima(CRUZ13_22.ts,order=c(0,1,1), seasonal=list(order=c(2,1,0),  
period(12)))
```

```
summary(modelo1)
```

#MODELO 2

```
modelo2= Arima(CRUZ13_22.ts,order=c(0,1,1), seasonal=list(order=c(2,1,1),  
period(12)))
```

```
summary(modelo2)
```

#3-0 DIAGNOSTICO DEL MODELO

#ANALISIS DE RESIDUOS DEL MODELO SARIMA

```
residual=resid(modelo1)
```

GRAFICO

```
plot(residual, main="Residuo del Modelo SARIMA(0,1,1)(2,1,0)[12]", sub="",  
xlab="Time",ylab="")
```

#PRUEBA DE Box Ljung

```
Box.test(modelo1$residuals,  
         type=c("Ljung-Box"))
```

#ANALISIS DE AUTOCORRELACION DE LOS RESIDUOS

```
acf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Simple de Residuos del Modelo  
SARIMA(0,1,1)(2,1,0)[12]", sub="", xlab="", ylab="ACF")  
pacf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Parcial de Residuos del Modelo  
SARIMA(0,1,1)(2,1,0)[12]", sub="", xlab="", ylab="Partial ACF")
```

#4-0 PRONOSTICO DE LA DEMANDA

```
pronostico <- forecast(modelo1, h=120)  
pronostico
```

GRAFICO DE LOS RESULTADOS

```
plot(pronostico)
```

#EXPORTAR DATOS

```
write.table(pronostico, "Modelo_Sarima_2013_2022.txt")
```

#VALIDACION CRUZADA

```
Modelo1_PETR <- function(x, h){forecast(Arima(data.ts,  
order=c(0,1,1),seasonal=list(order=c(2,1,0), period(12))), h=h)}  
e<- tsCV(data.ts,Modelo1_PETR, h=3, window=3)  
mean(e^2, na.rm = TRUE)/1000
```

ANEXO 11: CÓDIGO R DEL MODELO DE REGRESIÓN LINEAL Y EXPONENCIAL

```
library(lmtest)
library(dynlm)
library(nlme)
library(lmtest)
library(dplyr)
library(tidyr)
library(ggplot2)
library(tswge)
library(tseries)
library(readxl)
library(rmgarch)
library(easynls)
library(gslns)

# DATOS DE ENTRADA
CRUZ13_22 <- read_excel("D:/22_UMSS_TRABAJO 2023/3_objetivos_proyeccion de la
demanda/DATOS CNDC/PRONOSTICO POR ZON/R STUDIO/CRUZ13-22.xlsx",
                      sheet = "Hoja2")
view(CRUZ13_22)
attach(CRUZ13_22)
names(CRUZ13_22)
x<-CRUZ13_22$Mes
y<-CRUZ13_22$energia
DATO=data.frame(x,y)
plot(DATO)

# REGRESION LINEAL
Regresion_Lineal<-lm(y~x, data=DATO)
summary(Regresion_Lineal)
tidy(Regresion_Lineal, quick=TRUE)
```

#REGRESIÓN Y PRONÓSTICO

```
nuevo <- data.frame(x=c(143:262))  
pronostico_RL0<- predict(object = Regresion_Lineal, newdata=DATO) #De 0 a 144  
pronostico_RL<- predict(object = Regresion_Lineal, newdata=nuevo) #De 143 a 264
```

#DATOS DE LA REGRESION LINEAL

```
nlsfit(DATO, model=1)  
residual_RL=resid(Regresion_Lineal)  
summary(residual_RL)  
plot(residual_RL)
```

#EXPORTAR DATOS

```
write.table(RLineal, "Regresion Lineal_2013_2022.txt")
```

REGRESION EXPONENCIAL $(Y=a*\exp(b*x))$

#Se Inicia con la regresión lineal Ecu. con logaritmo $\ln Y = \ln a + bX$

```
Regr.exp<-lm(log(y)~x,data=DATO)
```

```
summary(Regr.exp) #a=5.551 #b= 5.441e-03
```

La grafica de regresión lineal $\ln Y = a + bX$ es:

#Deducimos que $\exp(\ln Y) = \exp^{\ln(a)} * \exp^{(bx)}$ aplicando exp.

```
a=exp(5.551) # a=257.4949
```

```
b=exp(0.005441*x)
```

```
Y=a*exp^b*x
```

```
Y=257.4949*exp(0.005441*x)
```

REGRESION EXPONENCIAL

```
mexp<-y~a*exp(b*x)
```

```
p<-c(a=257.4949 , b=0.00560701)
```

```
Mexp_1<-gsl_nls(fn=mexp,data=DATO,star=p)
```

```
tidy(Mexp_1, quick=TRUE) #corregido a=254.3368 b=0.00560701
```

```
summary(Mexp_1)
```

#PRONOSTICO

```
pres_1<-data.frame(predict(Mexp_1, interval="prediction",level=0.95))
```

ANALISIS DE RESIDUOS

```
residual_RE=resid(Mexp_1)
```

```
summary(residual_RE)
```

```
plot(residual_RE)
```

#REFERENCIA GRAFICA

```
plot(pres_1$fit)
```

```
plot(pres_a$fit)
```

```
Rexponencial<- c(pres_1$fit,pres_a$fit)
```

```
plot(Rexponencial)
```

#PARAMETROS DE REGRESION EXPONECIAL

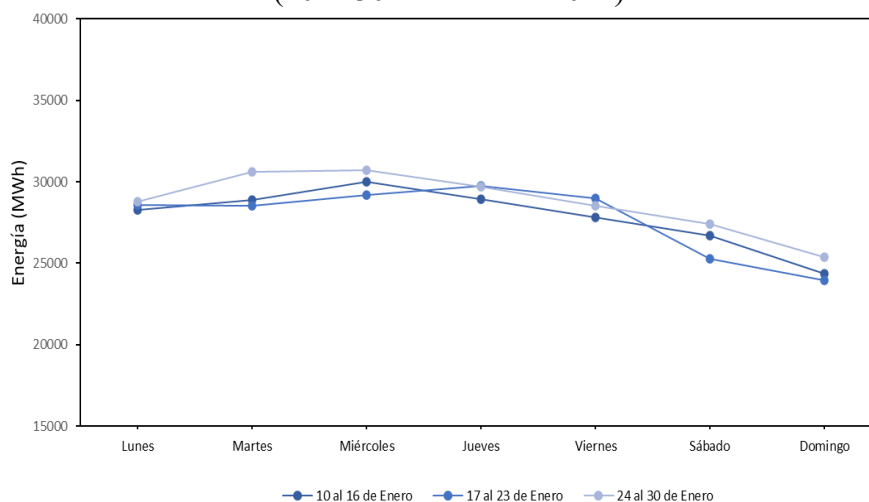
```
modx<-nlsfit(DATO, model=6, start=c(a=254.3368 , b=0.00560701))
```

#EXPORTAR DATOS

```
write.table(Exponencial, "Regresión Exponencial_2013_2022.txt")
```

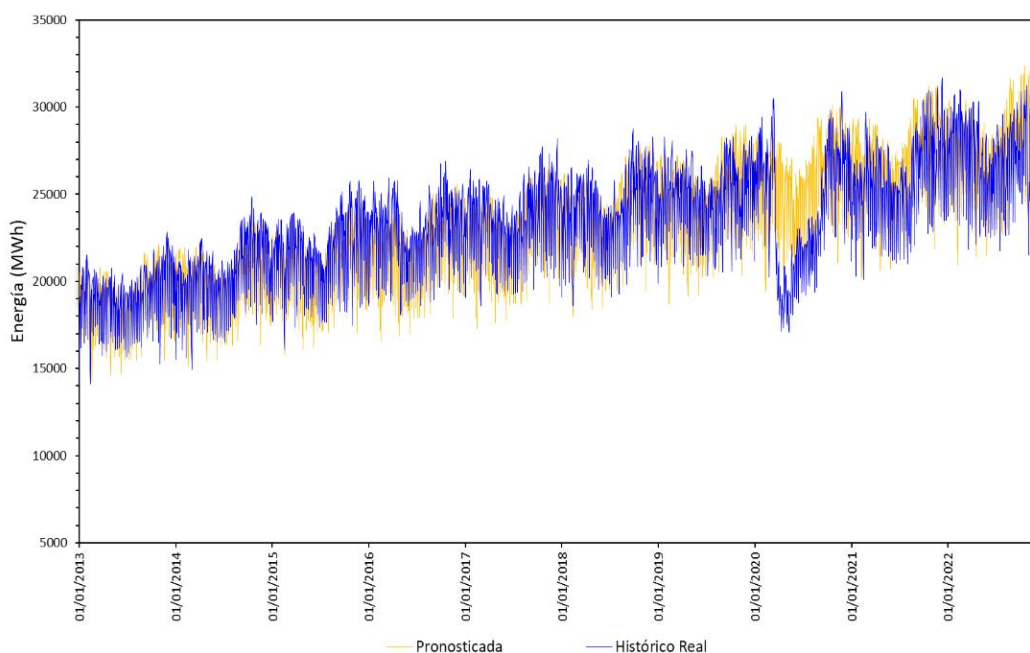
ANEXO 12: DEMANDA MENSUAL A DIARIA

Estacionalidad Semanal de la demanda Diaria
(10 al 30 de enero de 2022)



Para estimar la demanda en temporalidad diaria se establece una tasa de crecimiento para el mes pronosticado en relación a un mes referencia. El mes de referencia contiene datos a nivel diario, el cual se multiplica por la tasa de crecimiento mensual previamente establecido. De esta manera, se obtiene la demanda pronosticada en temporalidad diaria para el periodo de enero de 2013 a diciembre de 2022. A continuación, se compara la demanda diaria real.

**Demanda Diaria pronosticada vs Demanda real
(1 de enero al 31 de diciembre de 2022)**



ANEXO 13: DEMANDA DIARIO A HORARIA

Con la información histórica de la demanda de energía en temporalidad horaria se calcula el promedio de la proporción de la demanda en cada hora del día. Este cálculo se realiza para los días laborales (de lunes a viernes) y otro para los días sábado y domingo. Obteniendo tres vectores de longitud 24 cada uno.

Para desagregar la demanda diaria pronosticada (un vector de longitud uno), se realiza la multiplicación por el vector de referencia correspondiente, teniendo en cuenta el tipo de día. Si se trata de un día laboral, se utiliza el vector promedio del día laboral, caso contrario, se emplea el vector correspondiente al día en cuestión. Al finalizar este proceso, se obtiene la demanda desglosada en una temporalidad horaria.

ANEXO 14: Agentes Distribuidores y Consumidores

Retiro de Energía Según Zona Geográfica

Zona Sur	Zona Central	Zona Oriente	Zona Norte
CESSA	ELFEC	CRE	ELECTROPAZ
SEPSA	ELFEO	CRE (CORDILLERA)	DELAPAZ
MSCR	EM VINTO	EMDECRUZ	ENDE DELBENI
SETAR	EMIRSA	CRE (MISIONES)	
SETAR VIL.	COBOCE	LAS LOMAS	
SETAR YAC.	DEORURO		
ENDE YLB			
ENDE			
SETAR (BERMEJO)			
OTROS			

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 15: DEMANDA MENSUAL DE LA ZONA NORTE

(2023-2026)

```
library(tidyverse)
library(lubridate)
library(astsa)
library(timsac)
library(mFilter)
library(dynlm)
library(nlme)
library(dplyr)
library(tidyr)
library(forecast)
library(ggplot2)
library(tseries)
library(readxl)
```

#1-0 DATOS DE ENTRADA

```
PZN <- read_excel("D:/22_UMSS_TRABAJO 2023/3_objetivos_proyeccion de la
demanda/DATOS CNDC/PRONOSTICO POR ZON/R STUDIO/PZN.xlsx")
view(PZN)
attach(PZN)
names(PZN)
```

#SERIE DE TIEMPO

```
PZN.ts=ts(PZN, start=c(2009,1), end=c(2022,12),frequency=12)
PZN.ts
```

GRAFICO DE LA SERIE DE TIEMPO

```
plot(PZN.ts, col="blue",ylab= "Energía(GWh)", main = "Evolución de la Demanda de la
Zona Norte del SIN de Bolivia(GWh)")
```

LOGARITMO DE LA SERIE DE TIEMPO

```
serielog=log(PZN.ts)
serielog
```

#PRUEBA DE Dick Fuller

```
adf.test(serielog)
```

GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller

```
acf(serielog,main="Función de Autocorrelación Simple")
pacf(serielog,main="Función de Autocorrelación Parcial")
```

#PRIMERA DIFERENCIA DE LA SERIE DE TIEMPO

```
dif01=diff(serielog)
```

GRAFICO DE LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA

```
plot.ts(dif01, main="Serie en Primera Diferencia", sub="", xlab="Time",ylab="Primera
diferencia")
```

#PRUEBA DE Dick Fuller A LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA

```
adf.test(dif01)
```

GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller

```
par(mfrow=c(2,1), mar=c(1,2,1,0)+2)
acf(dif01,main="Función de Autocorrelación Simple (Primera Diferencia)")
pacf(dif01,main="Función de Autocorrelación Parcial (Primera Diferencia)")
```

#2-0 AJUSTE DEL MODELO

```
modelo1= Arima(PZN.ts,order=c(0,1,2), seasonal=list(order=c(0,1,1), period(12)))
summary(modelo1)
```

#3-0 DIAGNOSTICO DEL MODELO

#ANALISIS DE RESIDUOS DEL MODELO SARIMA

```
residual=resid(modelo1)
```

GRAFICO

```
plot(residual, main="Residuo del Modelo SARIMA(0,1,2)(0,1,1)[12]", sub="",
xlab="Time",ylab="")
```

#PRUEBA DE Box Ljung

```
Box.test(modelo1$residuals,
         type=c("Ljung-Box"))
```

#ANALISIS DE AUTOCORRELACION DE LOS RESIDUOS

```
acf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Simple de Residuos del Modelo
SARIMA(0,1,2)(0,1,1)[12]", sub="", xlab="",ylab="ACF")
pacf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Parcial de Residuos del Modelo
SARIMA(0,1,2)(0,1,1)[12]", sub="", xlab="",ylab="Partial ACF")
```

#4-0 PRONOSTICO DE LA DEMANDA

```
pronostico <- forecast(modelO1, h=120)
```

```
pronostico
```

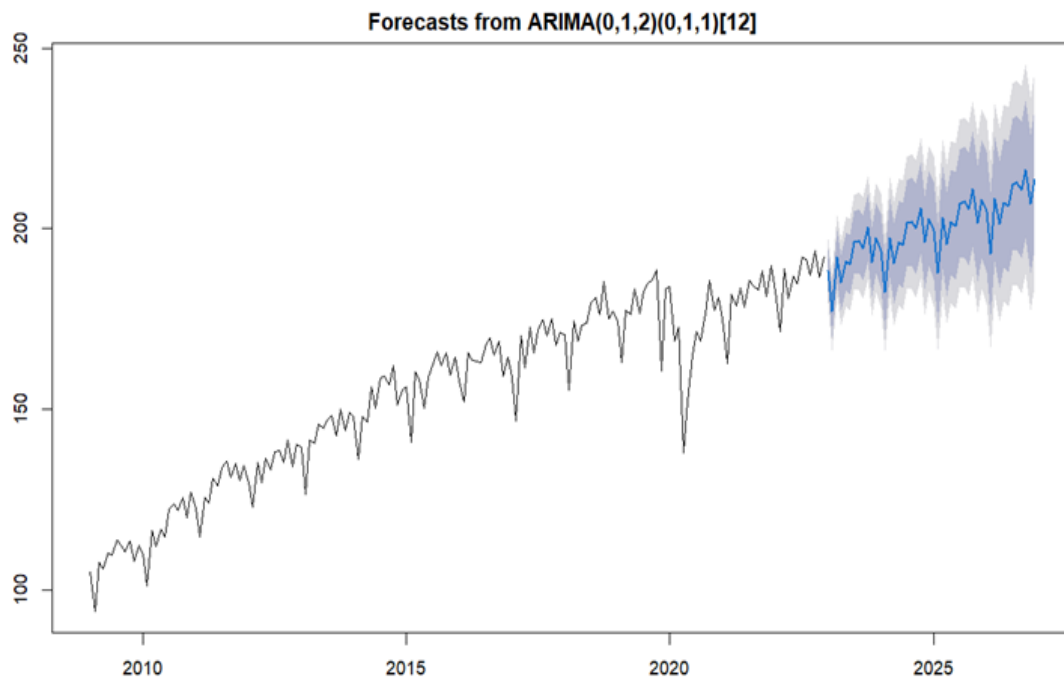
GRAFICO DE LOS RESULTADOS

```
plot(pronostico)
```

#EXPORTAR DATOS

```
write.table(pronostico, "Modelo_Sarima_2023_2026_ZN.txt")
```

Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (zona Norte)



Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 16: DEMANDA MENSUAL DE LA ZONA ORIENTE

(2023-2026)

```
library(tidyverse)
library(lubridate)
library(astsa)
library(timsac)
library(mFilter)
library(dynlm)
library(nlme)
library(dplyr)
library(tidyr)
library(forecast)
library(ggplot2)
library(tseries)
library(readxl)
```

#1-0 DATOS DE ENTRADA

```
PZO <- read_excel("D:/22_UMSS_TRABAJO 2023/3_objetivos_proyeccion de la
demanda/DATOS CNDC/PRONOSTICO POR ZON/R STUDIO/PZO.xlsx")
view(PZO)
attach(PZO)
names(PZO)
```

#SERIE DE TIEMPO

```
PZO.ts=ts(PZO, start=c(2009,1), end=c(2022,12),frequency=12)
PZO.ts
```

GRAFICO DE LA SERIE DE TIEMPO

```
plot(PZO.ts, col="blue",ylab= "Energía(GWh)", main = "Evolución de la Demanda de la
Zona Oriente del SIN de Bolivia(GWh)")
```

LOGARITMO DE LA SERIE DE TIEMPO

```
serielog=log(PZO.ts)
serielog
```

#PRUEBA DE Dick Fuller

```
adf.test(serielog)
```

```

# GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller
acf(serie1og,main="Función de Autocorrelación Simple")
pacf(serie1og,main="Función de Autocorrelación Parcial")
#PRIMERA DIFERENCIA DE LA SERIE DE TIEMPO
dif01=diff(serie1og)
# GRAFICO DE LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA
plot.ts(dif01, main="Serie en Primera Diferencia", sub="", xlab="Time",ylab="Primera
diferencia")
#PRUEBA DE Dick Fuller A LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA
adf.test(dif01)
# GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller
par(mfrow=c(2,1), mar=c(1,2,1,0)+2)
acf(dif01,main="Función de Autocorrelación Simple (Primera Diferencia)")
pacf(dif01,main="Función de Autocorrelación Parcial (Primera Diferencia)")
#2-0 AJUSTE DEL MODELO
modelo1= Arima(PZO.ts,order=c(1,0,2), seasonal=list(order=c(0,1,2), period(12)))
summary(modelo1)
#3-0 DIAGNOSTICO DEL MODELO
#ANALISIS DE RESIDUOS DEL MODELO SARIMA
residual=resid(modelo1)
# GRAFICO
plot(residual, main="Residuo del Modelo SARIMA(1,0,2)(0,1,2)[12]", sub="",
xlab="Time",ylab="")
#PRUEBA DE Box Ljung
Box.test(modelo1$residuals,
         type=c("Ljung-Box"))
#ANALISIS DE AUTOCORRELACION DE LOS RESIDUOS
acf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Simple de Residuos del Modelo
SARIMA(1,0,2)(0,1,2)[12]", sub="", xlab="",ylab="ACF")
pacf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Parcial de Residuos del Modelo
SARIMA(1,0,2)(0,1,2)[12]", sub="", xlab="",ylab="Partial ACF")

```

```
#4-0 PRONOSTICO DE LA DEMANDA
```

```
pronostico <- forecast(modelo1, h=120)
```

```
pronostico
```

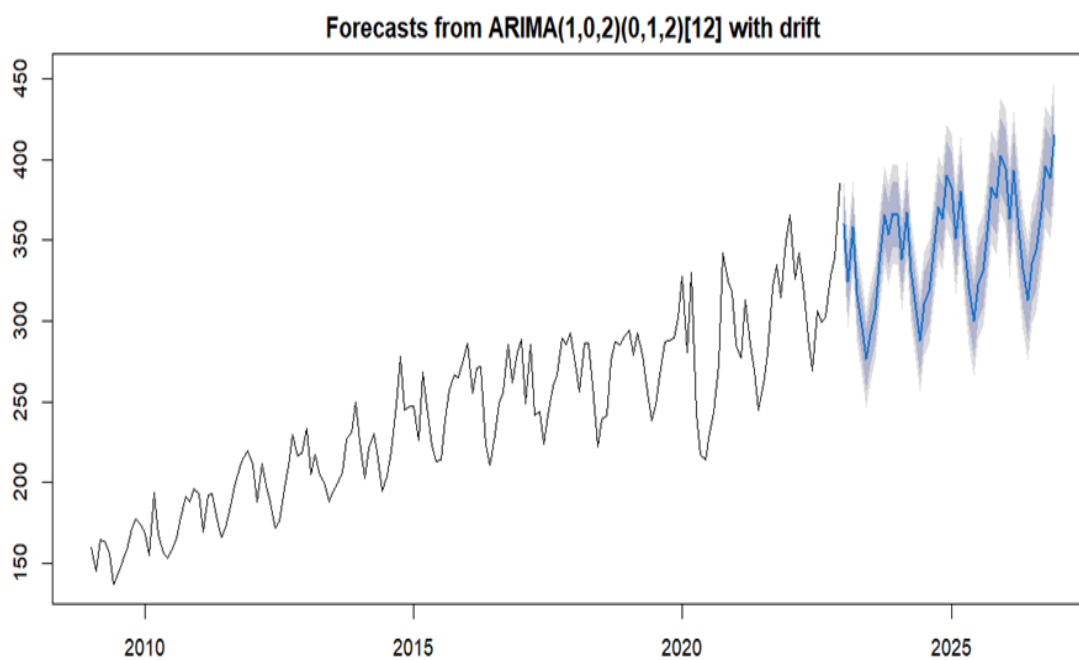
```
# GRAFICO DE LOS RESULTADOS
```

```
plot(pronostico)
```

```
#EXPORTAR DATOS
```

```
write.table(pronostico, "Modelo_Sarima_2023_2026_ZO.txt")
```

Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (Zona Oriente)



Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 17: DEMANDA MENSUAL DE LA ZONA SUR (2023-2026)

```
library(tidyverse)
library(lubridate)
library(astsa)
library(timsac)
library(mFilter)
library(dynlm)
library(nlme)
library(dplyr)
library(tidyr)
library(forecast)
library(ggplot2)
library(tseries)
library(readxl)
#1-0 DATOS DE ENTRADA
PZS <- read_excel("D:/22_UMSS_TRABAJO 2023/3_objetivos_proyeccion de la
demanda/DATOS CNDC/PRONOSTICO POR ZON/R STUDIO/PZS.xlsx", sheet = "Hoja2")
view(PZS)
attach(PZS)
names(PZS)
#SERIE DE TIEMPO
PZS.ts=ts(PZS, start=c(2009,1), end=c(2022,12),frequency=12)
PZS.ts
# GRAFICO DE LA SERIE DE TIEMPO
plot(PZS.ts, col="blue",ylab= "Energía(GWh)", main = "Evolución de la Demanda de la
Zona Sur del SIN de Bolivia(GWh)")
# LOGARITMO DE LA SERIE DE TIEMPO
serielog=log(PZS.ts)
serielog
#PRUEBA DE Dick Fuller
adf.test(serielog)
```

```

# GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller
acf(serielog,main="Función de Autocorrelación Simple")
pacf(serielog,main="Función de Autocorrelación Parcial")
#PRIMERA DIFERENCIA DE LA SERIE DE TIEMPO
dif01=diff(serielog)
# GRAFICO DE LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA
plot.ts(dif01, main="Serie en Primera Diferencia", sub="", xlab="Time",ylab="Primera
diferencia")
#PRUEBA DE Dick Fuller A LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA
adf.test(dif01)
# GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller
par(mfrow=c(2,1), mar=c(1,2,1,0)+2)
acf(dif01,main="Función de Autocorrelación Simple (Primera Diferencia)")
pacf(dif01,main="Función de Autocorrelación Parcial (Primera Diferencia)")
#2-0 AJUSTE DEL MODELO
modelo1= Arima(PZS.ts,order=c(1,1,1), seasonal=list(order=c(0,1,1), period(12)))
summary(modelo1)
#3-0 DIAGNOSTICO DEL MODELO
#ANALISIS DE RESIDUOS DEL MODELO SARIMA
residual=resid(modelo1)
# GRAFICO
plot(residual, main="Residuo del Modelo SARIMA(1,1,1)(0,1,1)[12]", sub="",
xlab="Time",ylab="")
#PRUEBA DE Box Ljung
Box.test(modelo1$residuals,
        type=c("Ljung-Box"))
#ANALISIS DE AUTOCORRELACION DE LOS RESIDUOS
acf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Simple de Residuos del Modelo
SARIMA(1,1,1)(0,1,1)[12]", sub="", xlab="",ylab="ACF")
pacf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Parcial de Residuos del Modelo
SARIMA(1,1,1)(0,1,1)[12]", sub="", xlab="",ylab="Partial ACF")

```

#4-0 PRONOSTICO DE LA DEMANDA

```
pronostico <- forecast(modelo1, h=48)
```

```
pronostico
```

```
plot(pronostico)
```

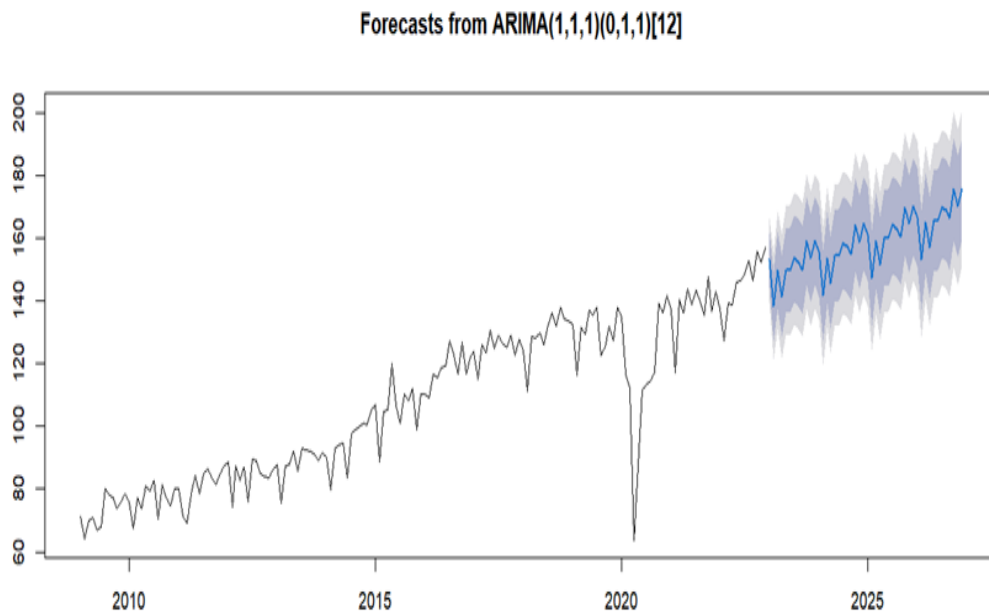
GRAFICO DE LOS RESULTADOS

```
plot(pronostico)
```

#EXPORTAR DATOS

```
write.table(pronostico, "Modelo_Sarima_2023_2026_ZS.txt")
```

Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (Zona Sur)



Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 18: DEMANDA MENSUAL DE LA ZONA CENTRAL

(2023-2026)

```
library(tidyverse)
library(lubridate)
library(astsa)
library(timsac)
library(mFilter)
library(dynlm)
library(nlme)
library(dplyr)
library(tidyr)
library(forecast)
library(ggplot2)
library(tseries)
library(readxl)
#1-0 DATOS DE ENTRADA
PZC <- read_excel("D:/22_UMSS_TRABAJO 2023/3_objetivos_proyeccion de la
demanda/DATOS CNDC/PRONOSTICO POR ZON/R STUDIO/PZC.xlsx")
view(PZC)
attach(PZC)
names(PZC)
par(mfrow=c(1,1), mar=c(1,2,1,0)+2)
#SERIE DE TIEMPO
PZC.ts=ts(PZC, start=c(2009,1), end=c(2022,12),frequency=12)
PZC.ts
# GRAFICO DE LA SERIE DE TIEMPO
plot(PZC.ts, col="blue",ylab= "Energía(GWh)", main = "Evolución de la Demanda de la
Zona Central del SIN de Bolivia(GWh)")
# LOGARITMO DE LA SERIE DE TIEMPO
serielog=log(PZC.ts)
serielog
```

```

#PRUEBA DE Dick Fuller
adf.test(serielog)

# GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller
acf(serielog,main="Función de Autocorrelación Simple")
pacf(serielog,main="Función de Autocorrelación Parcial")

#PRIMERA DIFERENCIA DE LA SERIE DE TIEMPO
dif01=diff(serielog)

# GRAFICO DE LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA
plot.ts(dif01, main="Serie en Primera Diferencia", sub="", xlab="Time",ylab="Primera
diferencia")

#PRUEBA DE Dick Fuller A LA SERIE CON PRIMERA DIFERENCIA
adf.test(dif01)

# GRAFICO DE LA PRUEBA Dick Fuller
par(mfrow=c(2,1), mar=c(1,2,1,0)+2)
acf(dif01,main="Función de Autocorrelación Simple (Primera Diferencia)")
pacf(dif01,main="Función de Autocorrelación Parcial (Primera Diferencia)")

#2-0 AJUSTE DEL MODELO
modelo1= Arima(PZC.ts,order=c(1,0,2), seasonal=list(order=c(2,1,0), period(12)))
summary(modelo1)

#3-0 DIAGNOSTICO DEL MODELO
#ANALISIS DE RESIDUOS DEL MODELO SARIMA
residual=resid(modelo1)

# GRAFICO
plot(residual, main="Residuo del Modelo SARIMA(1,0,2)(2,1,0)[12]", sub="",
xlab="Time",ylab="")

#PRUEBA DE Box Ljung
Box.test(modelo1$residuals,
         type=c("Ljung-Box"))

```

```
#ANALISIS DE AUTOCORRELACION DE LOS RESIDUOS
```

```
acf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Simple de Residuos del Modelo  
SARIMA(1,0,2)(2,1,0)[12]", sub="", xlab="", ylab="ACF")
```

```
pacf(modelo1$residuals, main="Autocorrelación Parcial de Residuos del Modelo  
SARIMA(1,0,2)(2,1,0)[12]", sub="", xlab="", ylab="Partial ACF")
```

```
#4-0 PRONOSTICO DE LA DEMANDA
```

```
pronostico <- forecast(model, h=48)
```

```
pronostico
```

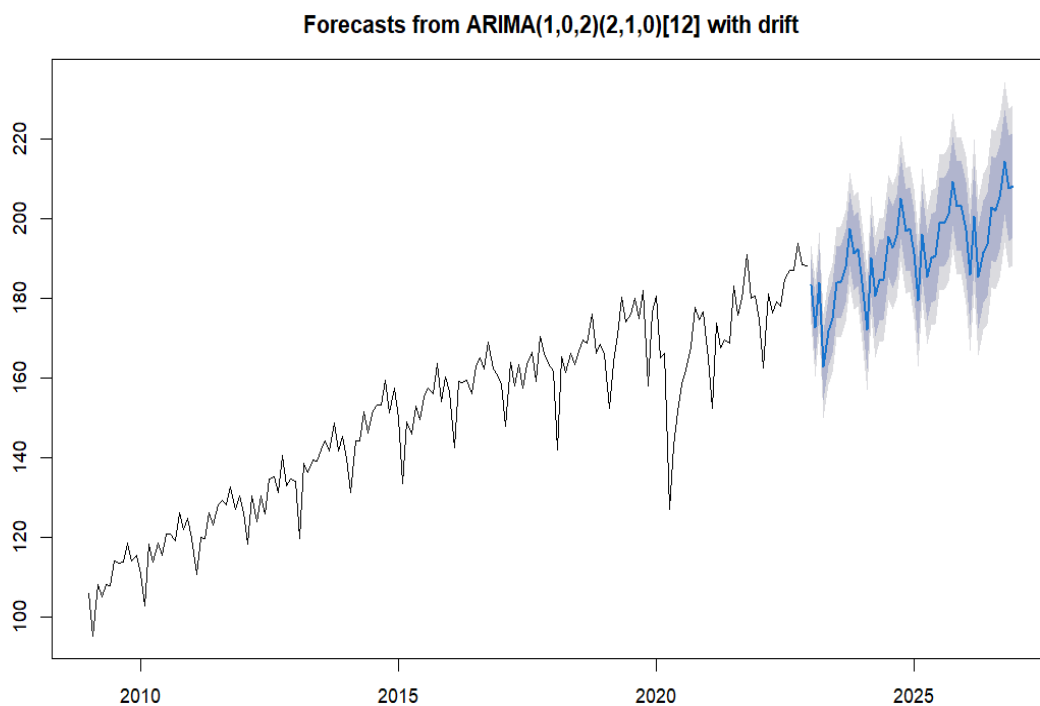
```
# GRAFICO DE LOS RESULTADOS
```

```
plot(pronostico)
```

```
#EXPORTAR DATOS
```

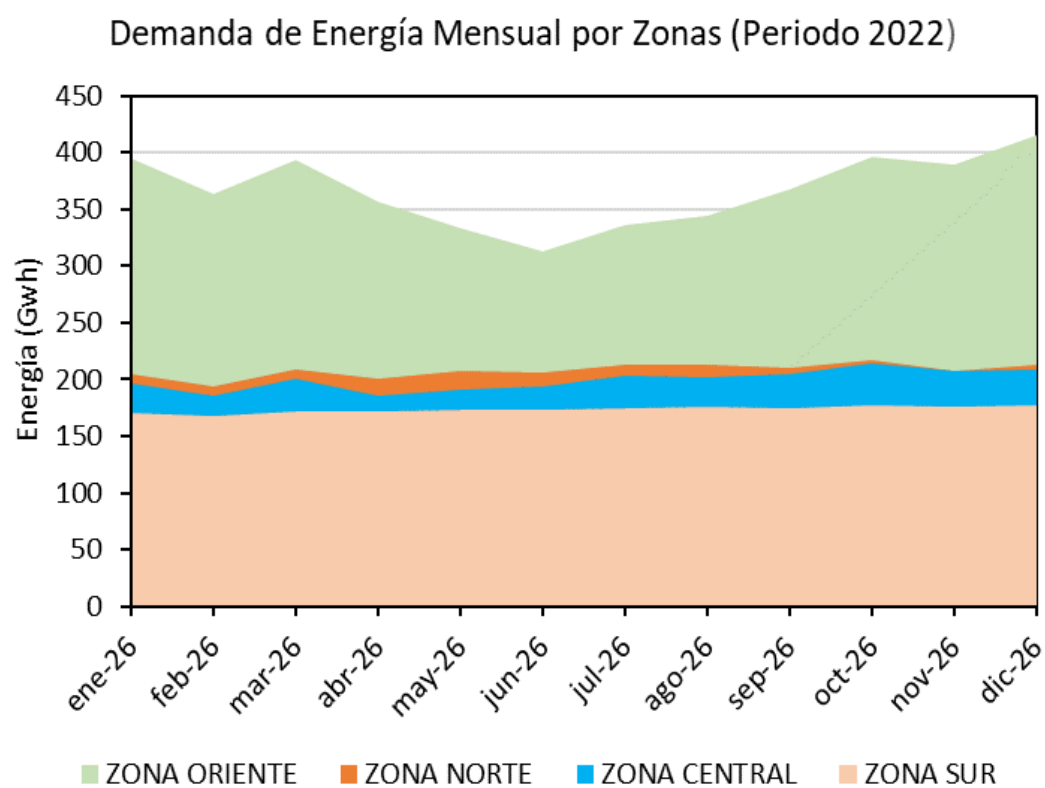
```
write.table(pronostico, "Modelo_Sarima_2023_2026_ZC.txt")
```

Pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (Zona Central)



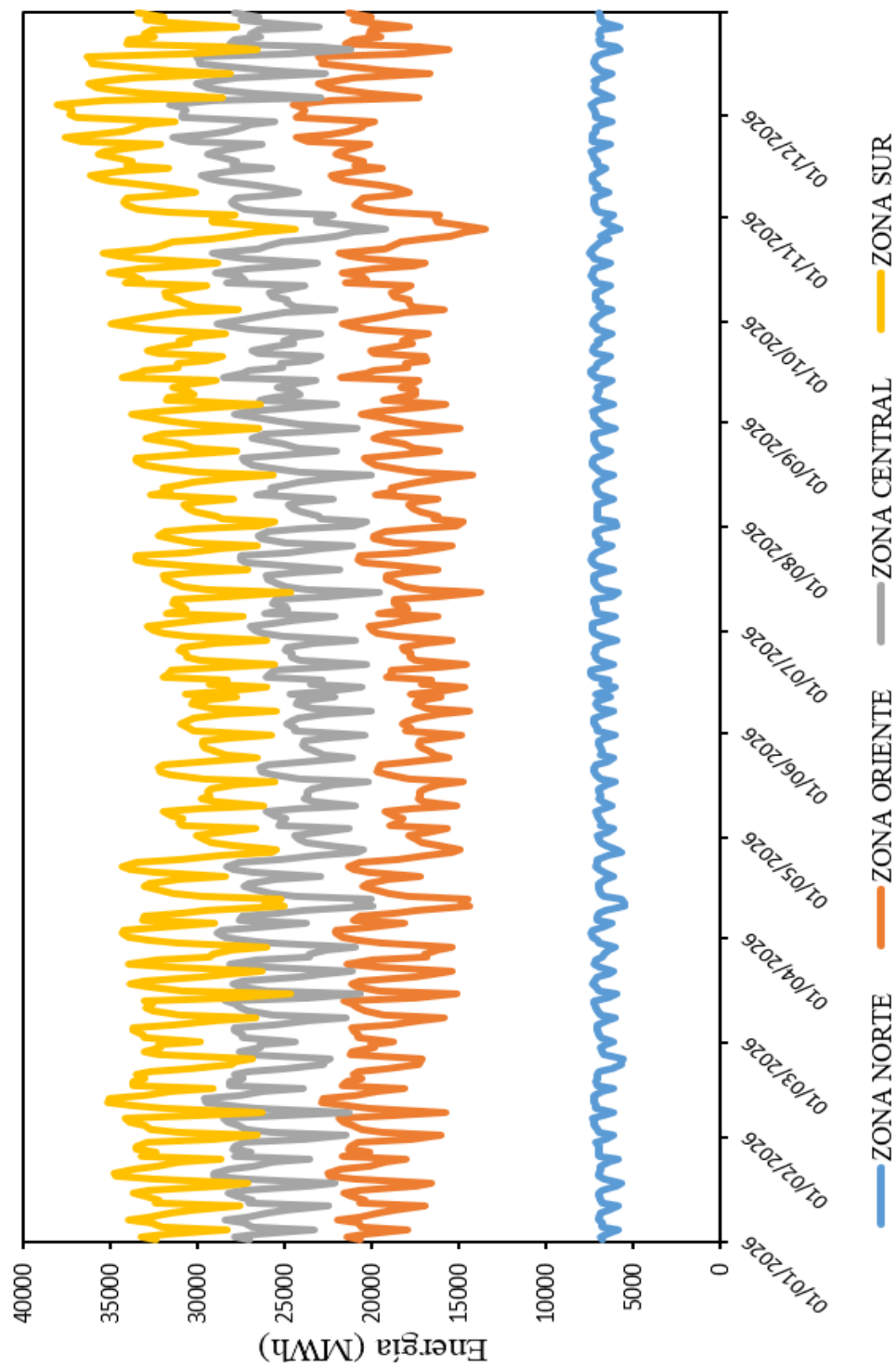
Fuente: Elaboración Propia

Resultado del pronóstico de la Demanda de Energía Mensual (1 de enero al 31 de diciembre de 2026)



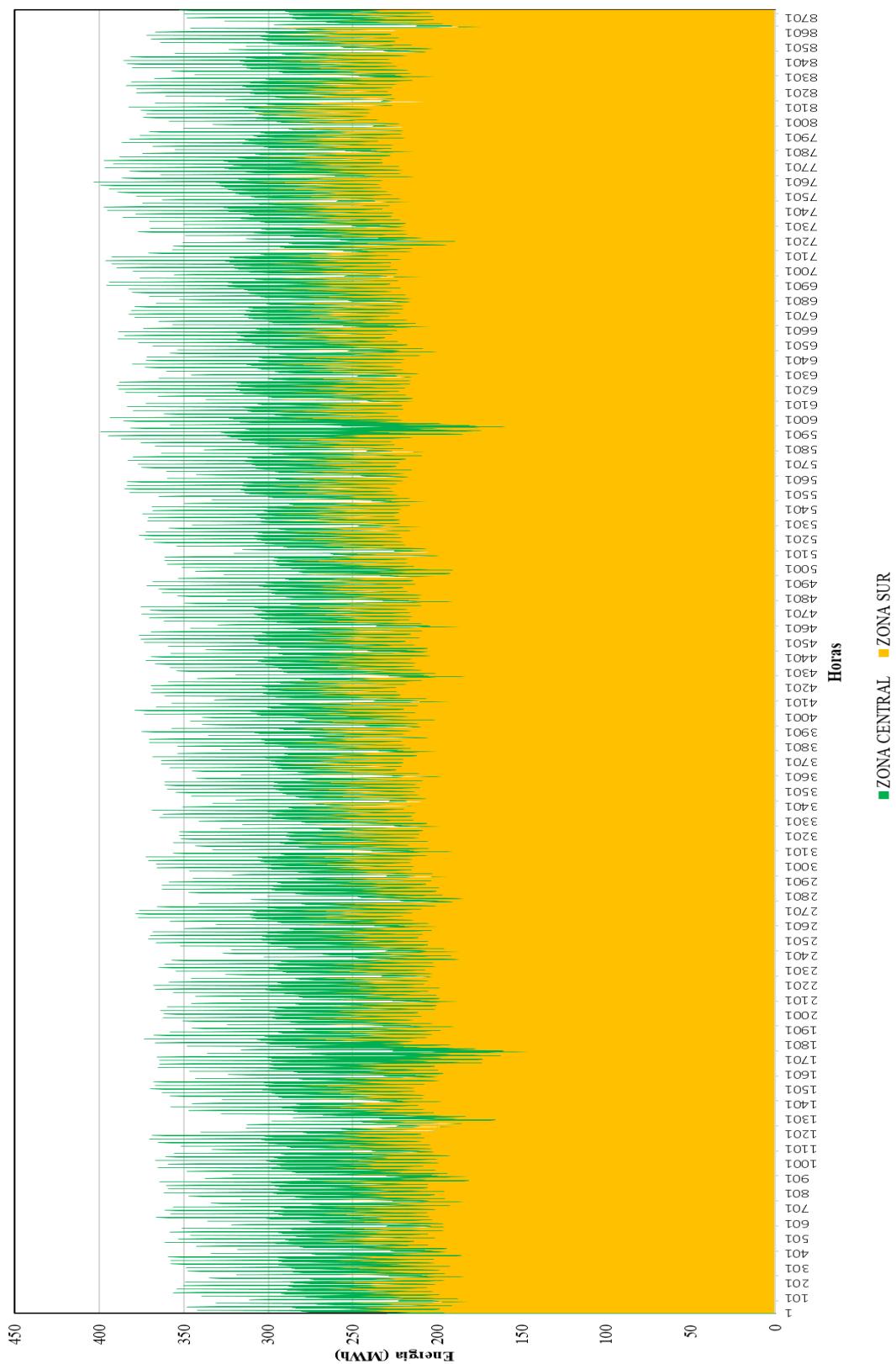
Fuente: Elaboración Propia

Demanda de Energía Diaria (1 de Enero al 31 de Diciembre de 2026)



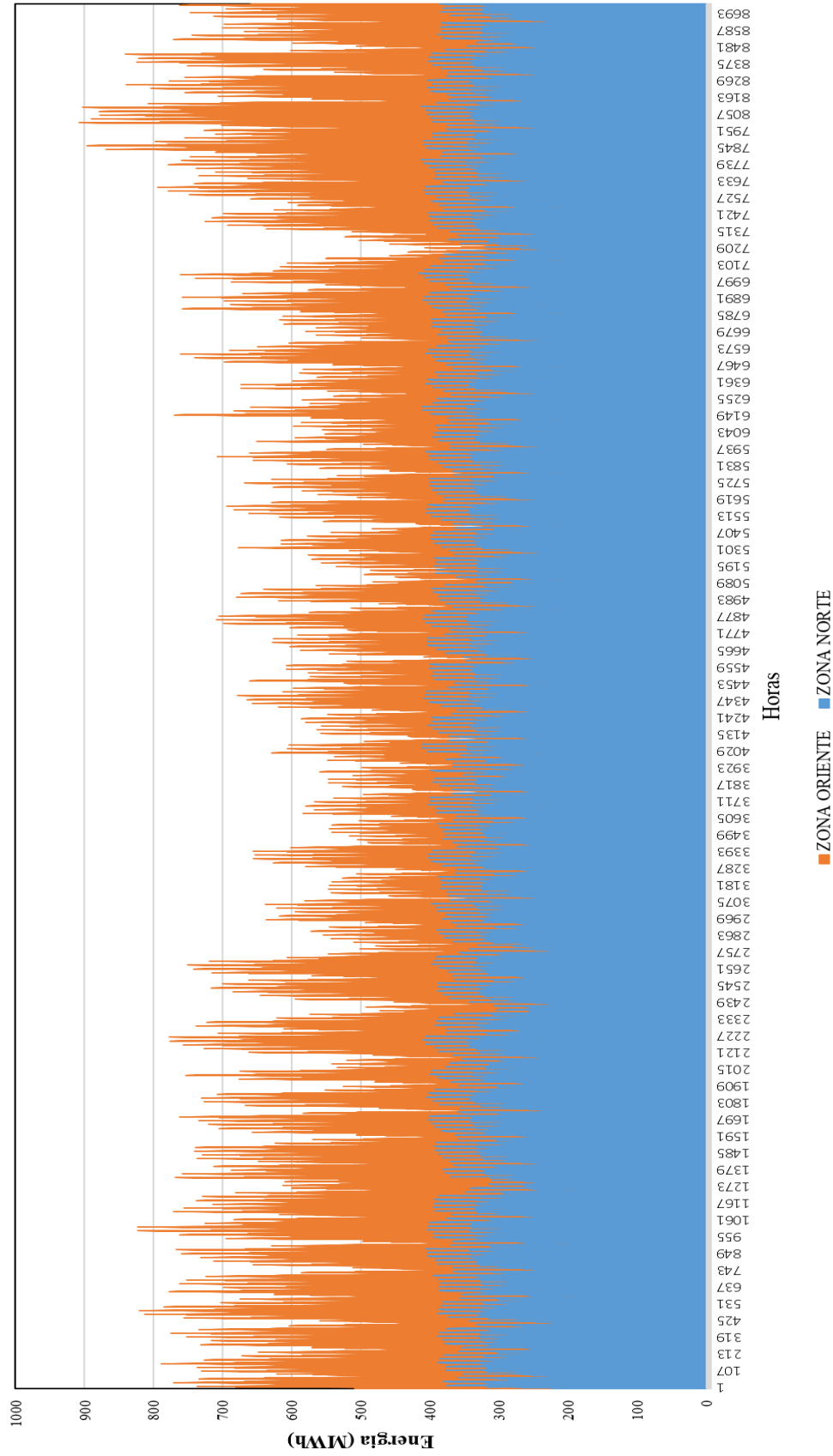
Fuente: Elaboración Propia

Demanda de Energía Horaria (1 de Enero al 31 de Diciembre de 2026)



Fuente: Elaboración Propia

Demanda de Energía Horaria (1 de Enero al 31 de Diciembre de 2026)



Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 19: PARQUE GENERADOR AGRUPADO POR ZONA GEOGRÁFICA

Área	Nombre de la central	Tecnología	número de Unidades	Potencia Total (MW)
Central	Central Hidroeléctrica Kanata	HROR WAT	1	7.54
	Sistema Hidroeléctrico San Jose I San Jose II		4	124
	Sistema Hidroeléctrico Corani	HDAM WAT	10	162.7
	Sistema Hidroeléctrico Miguillas		9	21.11
	Sistema Hidroeléctrica Misicuni		3	120
	Térmica Valle Hermoso	GTUR GAS	8	116.6
	Térmica Carrasco		3	133.36
	Térmica Bulu Bulu		3	135.45
	Térmica Entre Rios	COMC GAS	10	371.8
	Térmica Entre Rios		3	133.5
	Sistema Eólico Qollpana	WTON WIN	10	27
Norte	Oruro (Etapa1+Etapa2)	PHOT SUN		100.02
	Sistema Hidroeléctrico Taquesi	HDMA WAT	2	89.19
	Sistema Hidroeléctrico Zongo		21	188.04
	Central Hidroeléctrica Quehata	HROR WAT	2	1.97
	Térmica San Buenaventura (Biomasa)	GTUR BIO	1	5
	Térmica El Alto	GTUR GAS	2	49.85
	Sistema Trinidad(moxos)	GTUR OIL	5	5.7
Sur	Sistema Hidroeléctrico Yura	HROR WAT	7	19.04
	Sistema Hidroeléctrica San Jacinto	HDMA WAT	2	7.6
	Térmica Aranjuez	GTUR GAS	10	35.19
	Térmica del Sur	GTUR GAS	8	356
	Térmica del Sur	COMC GAS	4	160
	unidades de respaldo Beni			6.3
	Yunchará	PHOT SUN		5
	Uyuni			60.06
Oriente	Térmica Guaracachi	COMC GAS	8	345.95
	Térmica Santa Cruz		2	41.95
	Térmica del Warnes		13	570.57
	Térmica Unagro (Biomasa)	GTUR BIO	1	35
	Térmica IAGSA		1	5
	Térmica Guabirá (Biomasa)		1	21
	Térmica Aguai (Biomasa)		1	12
	Térmica Aguai 2 (Biomasa)		1	49.72
	Sistema Eólico Warnes 1	WTON WIN	4	14.4
	Sistema Eólico San Julián		11	39.6
	Sistema Eólico El Dorado		14	50.4

