UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

Análisis de la compra y venta de energía al Ecuador en la dinámica del Mercado Eléctrico Peruano

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

AUTORES:

Bach. Chorres Guanilo, Jhonattan Marvin

Bach. Adanaque Arriaga, Jose Alexander

ASESOR:

Dr. Luján Guevara, Gilmer Juan

DNI 32823443

Código ORCID: 0000-0003-4619-3795

Nuevo Chimbote-Perú

2025

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento de los objetivos propuestos y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado con las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°580-2022-CU-R-UNS) según la denominación siguiente

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

Análisis de la compra y venta de energía al Ecuador en la dinámica del Mercado Eléctrico Peruano

AUTORES:

Bach. Chorres Guanilo, Jhonattan Marvin
Bach. Adanaque Arriaga, Jose Alexander

Dr. Luján Guevara, Gilmer Juan
DNI 32823443
Código ORCID: 0000-0003-4619-3795

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

El presente Jurado Evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado con forme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa, titulado:

"Análisis de la compra y venta de energía al Ecuador en la dinámica del Mercado Eléctrico Peruano"

AUTORES: Bach. Chorres Guanilo, Jhonattan Marvin
Bach. Adanaque Arriaga, Jose Alexander

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Mg. Rojas Flores, Amancio Ramiro
PRESIDENTE
DNI: 32806031
CÓD. ORCID: 0000-0003-4897-7585

M.Sc. Escate Ravello, Julio Hipólito Néstor
SECRETARIO
DNI 32850228
Código ORCID: 0000-0001-9950-2999

Dr. Luján Guevara, Gilmer Juan
INTEGRANTE
DNI 32823443
Código ORCID: 0000-0003-4619-3795

UNS UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las 10:00 a.m., del día viernes 15 del mes de agosto del año dos mil veinticinco, en el Aula E-4 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución Nº 256-2025-UNS-CFI** de fecha 09.06.2025., integrado por los siguientes docentes:

- Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores : Presidente
- M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello : Secretario
- Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara : Integrante
- Dr. Segundo Nicolas Diestra Sánchez : Accesitario

Y según la **Resolución Decanal N°323-2025-UNS-FI de fecha 08.08.2025,** se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de Tesis, titulada: **"ANÁLISIS DE LA COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA AL ECUADOR EN LA DINÁMICA DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO", perteneciente a los bachilleres: CHORRES GUANILO JHONATTAN MARVIN, con código de matrícula N°0201311004 y ADANAQUE ARRIAGA JOSE ALEXANDER, con código de matrícula N°0201311050**, teniendo como asesor al docente **Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara,** según Resolución Decanal N°230-2024-UNS-FI de fecha 14.05.24.

Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.
El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
ADANAQUE ARRIAGA JOSE ALEXANDER	DIECISIETE	BUENO

Siendo las 11:00 a.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores
PRESIDENTE

M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
SECRETARIO

Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara
INTEGRANTE

UNS UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las 10:00 a.m., del día viernes 15 del mes de agosto del año dos mil veinticinco, en el Aula E-4 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución Nº 256-2025-UNS-CFI** de fecha 09.06.2025., integrado por los siguientes docentes:

- Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores : Presidente
- M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello : Secretario
- Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara : Integrante
- Dr. Segundo Nicolas Diestra Sánchez : Accesitario

Y según la **Resolución Decanal N°323-2025-UNS-FI de fecha 08.08.2025,** se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de Tesis, titulada: **"ANÁLISIS DE LA COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA AL ECUADOR EN LA DINÁMICA DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO", perteneciente a los bachilleres: CHORRES GUANILO JHONATTAN MARVIN, con código de matrícula N°0201311004 y ADANAQUE ARRIAGA JOSE ALEXANDER, con código de matrícula N°0201311050**, teniendo como asesor al docente **Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara,** según Resolución Decanal N°230-2024-UNS-FI de fecha 14.05.24.

Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.
El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
CHORRES GUANILO JHONATTAN MARVIN	DIECISIETE	BUENO

Siendo las 11:00 a.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores
PRESIDENTE

M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
SECRETARIO

Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara
INTEGRANTE

Recibo digital

Este recibo confirma quesu trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega:	Gilmer Lujan
Título del ejercicio:	Tesis Chorres y Adanaque
Título de la entrega:	Análisis de la compra y venta de energía al Ecuador en la diná...
Nombre del archivo:	ADANAQUE_CHORRES_-_Tesis_Final_1.pdf
Tamaño del archivo:	3.6M
Total páginas:	130
Total de palabras:	35,046
Total de caracteres:	170,016
Fecha de entrega:	03-sept-2025 08:48p.m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega:	2737631281

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

Análisis de la compra y venta de energía al Ecuador en la dinámica del Mercado Eléctrico Peruano

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

AUTORES:
Bach. Chorres Guanilo Jhonattan Marvin
Bach. Adanaque Arriaga José Alexander

ASESOR:
Dr. Luján Guevara, Gilmer Juan
DNI 32823443
Código ORCID: 0000-0003-4619-3795

Nuevo Chimbote-Perú
2025

Derechos de autor 2025 Turnitin. Todos los derechos reservados.

Análisis de la compra y venta de energía al Ecuador en la dinámica del Mercado Eléctrico Peruano

INFORME DE ORIGINALIDAD

20%	20%	2%	4%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	5%
2	hdl.handle.net Fuente de Internet	4%
3	repositorio.uasb.edu.ec Fuente de Internet	2%
4	es.wikipedia.org Fuente de Internet	1%
5	repositorio.uchile.cl Fuente de Internet	1%
6	ezproxybib.pucp.edu.pe Fuente de Internet	1%
7	transparencia.egemsa.com.pe Fuente de Internet	1%
8	repositorio.utec.edu.pe Fuente de Internet	1%
9	bdigital.unal.edu.co Fuente de Internet	1%

DEDICATORIA

“A DIOS POR PERMITIRME ALCANZAR ESTE MOMENTO TAN IMPORTANTE EN MI VIDA”

A mi familia, por confiar en mí y creer que seguiría adelante sin detenerme.

A algunas personas importantes que, a pesar de conocerme poco, también han creído en mí.

Y en especial, dedico esta tesis a mi Madre, quien ha estado siempre perseverando a mi lado, animándome a no rendirme y a seguir adelante. Ella, que nunca dejo de creer en mí, incluso cuando yo mismo dudaba. Recuerdo tantas veces en que quise rendirme, y allí estaba ella, diciéndome: “No desfallezcas.”

Por eso, esta tesis es sobre todo para ti, madre. Gracias por estar a mi lado.

J.M.Ch.G

DEDICATORIA

Gracias a Dios por su guía, sabiduría y fuerza que me han permitido superar los desafíos y llegar hasta aquí.

A mis padres, Jaqueline Arriaga y Jorge Adanaque, que me han apoyado incondicionalmente en este camino, han estado conmigo en cada paso de mi carrera, me han enseñado a perseguir mis sueños y nunca rendirme. Gracias por acompañarme y darme fuerzas para seguir adelante en los momentos difíciles. Este logro es reflejo de su amor y dedicación, sin su amor nada de esto hubiera sido posible, siempre les estaré agradecido por creer en mi en cada paso de este camino.

A mi pareja, que ha sido un apoyo constante y una fuente de inspiración. Gracias por siempre estar a mi lado. A mis hijos Dafne y Cesar, que son mi motivación diaria para lograr todo lo que me proponga, este logro es para ellos.

J.A.A.A

RECONOCIMIENTO

Después de haber culminado nuestros estudios de Ingeniería en Energia en la Universidad Nacional del Santa, queremos manifestar nuestra gratitud a los docentes de la Escuela de Ingeniería en Energia que han dejado una huella significativa en nuestra formación profesional; brindándonos no solo conocimiento académico, sino también sus experiencias y pasión por la ingeniería en energía.

Deseamos agradecer de manera especial al Dr. Gilmer Juan Lujan Guevara quien ha sido una gran ayuda durante la finalización de nuestra tesis.
Para nuestros compañeros de promoción, por su amistad y compañerismo
Aún lejos de aula, pero siempre apoyándonos desde todo el pais.

J.M.Ch.G - J.A.A.A

INDICE GENERAL

INDICE
RESUMEN

I.	Introducción.	1
1.1	Descripción y formulación del problema	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Hipótesis	2
1.4	Justificación e importancia	3
II.	Marco teórico.	4
2.1	Antecedentes	4
2.2	Marco conceptual	7
2.2.1	Interconexión regional	7
2.2.2	Análisis del mercado eléctrico peruano	20
2.2.3	Análisis del mercado eléctrico ecuatoriano	38
2.2.4	Transacciones comerciales	47
III.	Metodología.	54
3.1	Método	54
3.2	Diseño de investigación	55
3.3	Población y muestra	55
3.4	Operación de las variables	57
3.5	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	57
3.5	Técnicas de análisis de resultados.	58
IV.	Resultados y discusión	60
4.1	Caracterización histórica del SEIN y SIN	60
4.2	Comercialización de energía y potencia entre el SEIN y SIN	72
4.3	Simulación de comercialización entre el SEIN y SIN	78
4.4	Beneficios para el SEIN	94
4.5	Discusión de resultados	97
V.	Conclusiones y recomendaciones	100
5.1	Conclusiones	100
5.2	Recomendaciones	101
VI.	Referencias bibliográficas	102
VII.	Anexos	108

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Resumen de estudios que involucran interconexiones entre países de Sudamérica 11
Figura 2 Potencial complementariedad energética en la región 17
Figura 3 Complementariedad energética estacional entre Chile y Brasil. 18
Figura 4 Estructura del Mercado Eléctrico Peruano 21
Figura 5 Ejemplo del despacho físico del mercado eléctrico 25
Figura 6 Casa de Fuerza de Central Hidroeléctrica Cerro del Aguila 28
Figura 7 Estadísticas del Volumen Útil del Lago Junín 30
Figura 8 Central Termoeléctrica Independencia 33
Figura 9 Central Solar Fotovoltaica Rubí 35
Figura 10 Central Eólica Punta Lomitas 36
Figura 11 Generación promedio anual de las principales hidroeléctricas en Ecuador considerando el promedio y desviaciones estándar hacia el 2071-2100 40
Figura 12 Estado del nivel de agua Reservorio Mazar 42
Figura 13 Central Termoelectrica Manta II 44
Figura 14 Central Eólica de Villonaco 45
Figura 15 Central Solar Isla Isabela 46
Figura 16 Transacciones comerciales Perú-Ecuador 48
Figura 17 Ejemplo binodal con restricción de transmisión 49
Figura 18 Comparación de costos marginales entre zonas 50
Figura 19 Capacidad de transmisión óptima 52
Figura 20 Enlace Interconexión Regional Perú-Ecuador 56
Figura 21 Análisis de producción de energía en el SIN periodo 2021-2024 60
Figura 22 Análisis de la máxima demanda en el SIN periodo 2021-2024 62
Figura 23 Comparativo de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SIN periodo 2021-2024 63
Figura 24 Contribución porcentual de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SIN periodo 2021-2024 64
Figura 25 Factor de planta de centrales hidroeléctricas pertenecientes al SIN periodo 2021-2024 65
Figura 26 Potencia importada al SIN periodo 2023-2024 66
Figura 27 Análisis de la generación de energía en el SEIN 66
Figura 28 Análisis de la máxima demanda en el SEIN periodo 2021-2024 68

Figura 29 Comparativo de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SEIN periodo 2021-2024 69
Figura 30 Contribución porcentual de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SEIN periodo 2021-2024 70
Figura 31 Factor de planta de centrales hidroeléctricas pertenecientes al SEIN periodo 2021-2024 71
Figura 32 Comportamiento de la reserva efectiva de generación en el SEIN periodo 2021-2024 72
Figura 33 Importacion de energía desde el SIN periodo 2021-2024 73
Figura 34 Importacion de potencia desde el SIN periodo 2021-2024 74
Figura 35 Exportación de energía desde el SIN periodo 2021-2024 76
Figura 36 Exportación de potencia desde el SIN periodo 2021-2024 77
Figura 37 Caso 1: SEIN-SIN operando sin interconexión 81
Figura 38 Caso 2: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de avenida del Perú 83
Figura 39 Caso 3: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de estiaje del Perú 84
Figura 40 Caso 4: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. 86
Figura 41 Caso 5: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de estiaje del Perú. 87
Figura 42 Caso 6: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Central Termoelectrica Malacas 4A cobertura la exportación 89
Figura 43 Caso 7: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Centrales Termoelectrica Malacas 4A y Malacas TG6 coberturan la exportación 91
Figura 44 Caso 8: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Centrales Termoelectrica Malacas 4A y Malacas TG6 coberturan la exportación y reforzamiento de la línea 220 kV entre Zorritos y Machala. 93

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Comportamiento de la producción de energía 2021-2024 SIN 61
Tabla 2 Comportamiento de la producción de energía 2021-2024 SEIN 67
Tabla 3 Características comerciales de la importación desde el SIN 75
Tabla 4 Características comerciales de la exportación desde el SEIN 77
Tabla 5 Beneficio de la exportación desde el SEIN al SIN 95
Tabla 6 Beneficio de la importación desde el SIN al SEIN 97

RESUMEN

En el estudio se analiza la importación y exportación entre el SEIN Perú y el SIN Ecuador aprovechando las condiciones operativas de generación de cada pais, los periodos característicos estacionales y los costos de la energía para comprar y vender energía. El análisis se realiza teniendo en cuenta las transacciones comerciales históricas y el análisis físico del flujo de potencia en la línea de transmisión de 220 kV que une las Barras Zorritos 220 kV en Perú y Machala 230 en Ecuador.

Dentro de las conclusiones tenemos que, se realizaron simulaciones sobre el comportamiento de la importación y exportación entre el Perú y Ecuador, alcanzándose valores máximos de importación de 79,45 MW y de exportación de 83,5 MW con las instalaciones actuales con saturación de cerca del 80% de la línea de transmisión y de hasta 91,4 MW, recomendándose reforzar con una terna adicional la línea de transmisión actual entre las barras de Talara 220 y Zorritos 220 kV. Se estimo los beneficios económicos para 100 horas mensuales de la exportación con ingresos económicos para el SEIN de 326 298 U$ y para la importación de hasta 1´099 190 U$ mensuales.

PALABRA CLAVE: Interconexiones regionales, Mercado Eléctrico, Comercialización de energía.

ABSTRACT

The study analyzes imports and exports between the Peruvian SEIN and the Ecuadorian SIN, taking into account the operating conditions of each country's generation, seasonal characteristics, and energy costs for buying and selling energy. The analysis takes into account historical commercial transactions and a physical analysis of the power flow on the 220 kV transmission line connecting the Zorritos 220 kV busbars in Peru and the Machala 230 kV busbars in Ecuador.

Among the conclusions, simulations were conducted on the behavior of imports and exports between Peru and Ecuador, reaching maximum import values of 79.45 MW and export values of 83.5 MW with current facilities, with saturation of approximately 80% of the transmission line and up to 91.4 MW. It is recommended that the current transmission line between the Talara 220 and Zorritos 220 kV busbars be reinforced with an additional triplex. The economic benefits for 100 monthly hours of exports were estimated, with economic income for the SEIN of US$326,298 and for imports of up to US$1,099,190 per month

KEYWORDS: Regional interconnections, Electricity Market, Energy marketing.

I. Introducción.

1.1 Descripción y formulación del problema

La crisis del sector energético del Ecuador deja pérdidas millonarias para el país. El gobierno ha decretado dos días de feriado energético, el perjuicio económico no ha sido calculado todavía, pero solo los cortes de energía de cinco horas diarias dejo 80 millones de dólares de pérdidas económicas diarias, según expertos del sector energético. Otro costo que debe asumir el Ecuador es la importación de energía eléctrica proveniente del Perú, que cuesta más de 200 millones de dólares. El Gobierno aún no se ha sincerado con el valor económico que costará la crisis. La problemática del sector eléctrico tiene varias aristas. Entre las más relevantes figuran los factores climáticos, como la ausencia de lluvias y la falta de inversión. (Vásconez, 2024)

Según Tapia (2024), la central hidroeléctrica Mazar tan solo ha producido 60 MW de energía hasta la quincena de abril, esto representa el 35% de su capacidad, la cual es 170 MW. El embalse es un reservorio de agua dimensionado para almacenar un determinado volumen de agua que permite el abastecimiento de un grupo de centrales hidroeléctricas ubicadas en cascada: primero se ubica Mazar, luego Paute-Molino y finalmente Sopladora. Entre las 3 unidades de generación disponen de una potencia efectiva de 1 756 MW, representando cerca del 40% de lo requerido por el Ecuador. Generándose en esta estación del año un déficit de energía repetitiva cada año (los primeros 4 meses del año), más aún por la anulación de las ventas de electricidad por parte de Colombia.

En el Perú, se presentó una sequía que ha afectado la generación de las hidroeléctricas en el 2023, motivo por el cual operaron centrales de reserva que consumen petróleo para cubrir la demanda. E incluso en julio, hubo días en la cual cerca del 20% de la demanda se cubrió empleando petróleo diesel. (Bermeo, 2024)

Antes de finalizar el 2022, el SENAMHI puso alerta a la zona central y sur del Perú debido a que venían suscitando déficit de energía, como consecuencia del cambio climático. Esta contingencia presento pocas variaciones en el resto de meses, presentándose las lluvias recién en octubre de 2023 con valores moderados. Como consecuencia el déficit de agua, los reservorios de las hidroeléctricas, no alcanzaron a cubrir su capacidad para afrontar la época de estiaje. Este problema tuvo que ser cubierto con la operación de centrales termoeléctricas que tuvieron con operar consumiéndose combustible caro como lo es el petróleo diesel. Recurriéndose en

algunos a la compra de energía al SIN-Ecuador para poder tener energía disponible a bajo costo proveniente de la disponibilidad de centrales térmicas de ese pais que utilizan combustible subsidiado por el estado. (Bermeo, 2024)

Y en otros casos como ha ocurrido en verano 2024 se ha vendido a SIN Ecuador energía generada por centrales termoeléctricas, lo cual ha traído ganancias a las Empresas Peruanas comprometidas en esta transacción comercial. (Osinergmin, 2024)

Es cierto que estas transacciones comerciales han generado ingresos al mercado eléctrico peruano, aun no se han identificado la estacionalidad de estos procesos de compra y venta, la cual está limitada a la capacidad de la red de 220 kV entre la barra de Zarumilla y Machala, la cual al incrementarse en capacidad podría crear un mayor dinamismo al mercado de generación peruano debido a sus reservas de generación disponibles.

Según lo detallado se plantea lo siguiente:

¿Como afecta la compra y venta de energía al Ecuador en la dinámica del Mercado Eléctrico Peruano?

1.2 Objetivos:

Objetivo general

Analizar la compra y venta de energía al Ecuador en la dinámica del Mercado Eléctrico Peruano

Objetivos específicos:

- Identificar los periodos de compra de energía según la disponibilidad de recursos energéticos del Ecuador.
- Determinar las condiciones de importación de energía al SEIN Perú desde el SIN Ecuador.
- Determinar las condiciones de exportación de energía del SEIN Perú al SIN Ecuador.
- Realizar simulaciones de flujo de potencia entre el SEIN Perú y el SIN Ecuador.
- Estimar los beneficios económicos para el mercado eléctrico peruano con la compra y venta de energía al Ecuador.

1.3 Formulación de la hipótesis:

La compra y venta de energía al Ecuador reduce los costos de generación en 5% dinamizando el mercado eléctrico peruano.

1.4 Justificación e importancia:

El intercambio energético eléctrico genera altos beneficios entre los países que la conforman. Así tenemos la posibilidad de postergar sus inversiones en generación, eficacia en el empleo de la disponibilidad de generación y transmisión, el mejor empleo de economías de escala y la diversificación de sus matrices energéticas; mercados mucho más dinámicos y menor posibilidad de presencia de monopolios energéticos que afecten las leyes de libre competencia en la generación. Así mismo. La integración de mercados conlleva ciertos riesgos, entre ellos la dependencia de unos países respecto a otros para el abastecimiento de insumos estratégicos, la salida de divisas del país importador hacia el exportador con posibles repercusiones macroeconómicas, así como efectos en cadena que, en casos extremos, podrían derivar en apagones de alcance regional. Del mismo modo, en la gran parte de los estudios previos se concluye que los principales efectos justifican los costos, además que las inversiones en obras de generación presentan una alta rentabilidad, y que la integración regional es un elemento dinámico para la economía regional y para los países que opten por ella, diversificando su matriz energética y aprovechándose más eficientemente los recursos energéticos entre países en el aspecto económico, que se presenta ante la variación de los costos de generación de energía entre países.

La interconexión eléctrica es un punto de inicio para optimizar la economía regional entre los países. Permitiendo el mejor uso eficiente y complementario de la oferta energética de cada país, con beneficios para los consumidores finales, para ello se gestiona los recursos naturales (hidrológicos, gasíferos) mejorándose el despacho económico.

II. Marco teórico.

2.1 Antecedentes.

Se presentan los antecedentes analizados:

Antecedentes internacionales.

Andrade, M. (2018) en su tesis Modelos de interconexión internacional de sistemas eléctricos entre EE. UU. y México en su tesis para el Instituto Tecnológico de Monterrey concluye que, al compartir capacidad instalada entre las redes participantes, las reservas operativas de estos sistemas se ven beneficiadas. Por otro lado, al existir interconexiones internacionales se pretende reducir el consumo de combustible utilizados en la generación eléctrica y los costos asociados a ello. Generándose ganancias por venta de energía entre los países en función a sus costos de generación.

Osorio (2013) en su tesis de Maestría en ingeniería en la Universidad Nacional de Colombia concluye que las centrales hidroeléctricas tienen un rol relevante en las matrices energéticas, en especial para Colombia y Ecuador, por su alta participación en la capacidad energética instalada. Los resultados que se obtuvieron para la expansión de capacidad en función a los diversos esquemas de intercambio de energía eléctrica mostraban que el crecimiento se visualiza en centrales hidroeléctricas, a diferencia de Panamá que incluye en su política energética los incentivos en la edificación de centrales termoeléctricas, como resultado de que los costos de generación de energía de Colombia y Ecuador son menores con respecto a Panamá. Los resultados de los intercambios de energía eléctrica entre los 3 países demuestran que la exportación de electricidad, bajo los mecanismos de las transacciones regionales, se realiza desde Colombia a Ecuador y Panamá, siendo la causa porque Colombia presenta costos de producción de energía menores en relación a Ecuador y Panamá, lo cual hace viable la exportación.

Plazas (2011) en su tesis Maestría Estudios Latinoamericanos Mención en Relaciones Internacionales en la Universidad Andina Simón Bolívar de Ecuador concluye que las posibilidades de tener un corredor Energético Andino que incluya los países de la región y consiga los beneficios planificados, que son menores a los previstos. Solo se cuenta con compromisos bilaterales, siendo los más relevantes en Colombia, Ecuador y Perú, países que son los que tienen las mejores condiciones para las interconexiones regionales. Actualmente Chile sigue buscando la manera de mejorar su matriz energética para asegurar el abastecimiento de su demanda ante la carencia de gas

natural antes vendido por Argentina, por otro lado, aunque Bolivia presenta una bonanza energética, presenta el riesgo futuro de carencia y déficit energética, y aun no muestra acciones de convenios bilaterales con los países vecinos.

Zúñiga (2021) en su investigación para la obtención de la maestría en ciencias en ingeniería, mención eléctrica en la Universidad de Chile concluyo que el sistema interconectado para Latinoamérica desarrollado para el escenario de planeamiento TXSOLDESC+ (solar) puede ser estable en menor escala, evaluándosele en sus casos de mayor criticidad (mínima y máxima demanda, y mínimo y máxima grado de penetración de recursos energéticos renovables no tradicionales). Por lo tanto, la interconexión regional es una solución practica para la inserción de energías renovables no convencionales en América Latina, garantizando un suministro seguro, confiable y estable del sistema interconectado regional. Para el caso de Chile se puede cubrir las demandas futuras mediante interconexiones regionales, siempre y cuando el sistema interconectado regional esté compensado, y todos los dispositivos de seguridad que operan los generadores y líneas de interconexión presenten el mismo nivel de frecuencia y tensión en el flujo de potencia. Por ejemplo, Chile presenta un valor de frecuencia de 50 Hz, por otro lado, en el Perú se tiene un valor de 60 Hz.

Antecedentes nacionales.

Arteaga (2018) en su investigación para obtener el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluye que en los últimos 5 años la infraestructura energética del Perú ha presentado un aumento significativo en su parque de generación y demanda, contando actualmente con una potencia ofertada efectiva de energía de 11 983,7 MW, incluyendo centrales térmicas, hidráulicas y centrales con recursos energéticos renovables, con una máxima demanda coincidente de 6 583,7 MW , garantizándose una reserva disponible de 45 % y reserva firme de 31.47 %. Se determino el estado situacional de las condiciones de oferta y demanda del SEIN-Perú zona Sur y del SING-Chile zona norte, se determinó el precio de generación, el cual varia de 37,50 a 39,18 U5/MWh empleando gas natural en las Centrales Térmicas NEPI y Puerto Bravo, así como en la Planta de Reserva Fría de Ilo, valor que favorece la integración regional eléctrica entre ambos países. Debido a la sobreoferta de energía en el lado peruano, es factible una comercialización de hasta 362 MW entre las barras Los Héroes en Tacna y Parinacota en Anca.

Bringas & Soria (2019), en su tesis para obtención del título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluyen sobre los costos entre los sistemas interconectados de Ecuador y Perú, presentan valores para el SIN-Ecuador de 33,54 U$/MWh, por otro lado, el costo marginal en el SEIN-Perú es 33,63 U$/MWh, lo cual presenta valor técnico que justifique el intercambio internacional de energía entre ambos países, sobre todo en lo referente a la importación. El objetivo principal de una integración regional es el aprovechamiento de los excedentes disponibles de un parque de generación y los costos de la energía, que resultan ventajosos adquirir para otro país o viceversa, de tal forma que se presente un equilibrio de la generación entre los países conformantes, garantizándose un suministro energético confiable, sostenible y a un precio de energía favorable para el vendedor y el comprador.

Caytuiro & Luyo (2021) en su artículo de investigación para la Revista Scielo concluyen que, el efecto de la integración es más relevante en el país que importe la energía, además se consigue la optimización del bienestar social que favorecen al país importador. Se entiende que el bienestar del país exportador, es un hecho de baja aceptación para el país que realiza la exportación, pero la venta se realiza a un precio que el exportador entra en beneficiosos económicos para la empresas que participan en el despacho, lo único que se trasladó el costo al precio final de la energía, el cual es compensable cuando exista una oferta barata de energía elevada en el parque de generación del exportador, provenientemente básicamente de la producción de centrales hidroeléctricas y con gas natural..

García & Zevallos (2011) en su artículo para la Revista Minero, Ambiental y de Recursos energéticos de la Universidad de Lima, concluyen que una adecuada capacidad de transmisión es esencial para los intercambios de energía, razón por lo cual es necesario definir el financiamiento de las líneas de transmisión. Las exportaciones de electricidad no deben ocasionar incrementos considerables en las valorizaciones de las transacciones en los Mercados Eléctricos Mayorista fijados por la institución competente de cada país, además no debe generar sobrecostos que afecten a los usuarios,

Sota (2023) en su tesis de Maestría en Regulación de los Servicio Públicos en la Pontificia Universidad Católica concluye que resulta rentable el incremento de la capacidad de transmisión en 200 MW entre Perú y Ecuador. Siendo actualmente el objetivo principal el incremento en 1 000 MVA con una tensión de 500 kV para ello

es necesario fortalecer el sistema de transmisión, tal como lo representa el proyecto La Niña - Piura Nueva en Perú y Nueva San Francisco–Chorrillos en Ecuador ambas a 500 kV, la cual garantizaría el suministro de energía en cada país en función a su disponibilidad de energía estacional de cada país.

2.2 Marco conceptual.

2.2.1 Interconexión regional.

a) Generalidades.

Las interconexiones regionales están representadas por las redes de transmisión en alta tensión que tienen por objetivo el enlace de los sistemas eléctricos de potencia entre 2 o más países. Una interconexión internacional está compuesta por líneas de transmisión y equipos asociados que interconecten los sistemas eléctricos entre los países, con la función exclusiva de transmitir flujo de potencia para el intercambio comercial. Se cumplen las funciones: Transmisión, de integración de mercado, de interconexión propiamente dicha y la función mixta. (Bringas & Rodríguez, 2019)

La interconexión regional permitirá el desarrollo de la función de interconexión y de la integración entre mercados, de manera simultánea y progresiva, lo que se conoce como función mixta. Para ello debe tenerse una infraestructura eléctrica de alta confiabilidad y segura con el fin de que la exportación se realiza desde un mercado de producción en el cual se cuenta con un recurso energético disponible a bajo costo, de tal manera que no afecte a su propio sistema a cubrir, este último representa la función de transmitir. Además al vincularse los sistemas eléctricos de potencia de varios países, se debe tener en cuenta la disponibilidad de la generación hidroeléctrica (función de interconexión), y del mismo modo consigue una mejor competencia entre los mercados eléctricos mayoristas entre los países conformantes (función de integración), la mayoría de las interconexiones regionales están orientadas a una función mixta, por lo tanto es frecuente encontrar que las interconexiones regionales cumplen más de una función. (Bringas & Rodríguez, 2019)

Las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo consisten en un mecanismo operativo y comercial de intercambio de electricidad entre países en el corto plazo. Los agentes generadores hacen sus ofertas de precio en la mañana del día

anterior al día del despacho real. Los Operadores de los Sistemas calculan el precio de cada país en el nodo de la frontera que corresponde al precio ofertado (o costo marginal en Ecuador) del último recurso utilizado para cubrir la demanda del sistema. A este precio de bolsa en Colombia y costo marginal en Ecuador se le suma los otros costos de llevar la energía a la frontera, es decir, las componentes de transmisión, distribución cuando aplica, otros cargos y la asignación económica por potencia firme disponible existente entre países que conforman el anillo de integración. (Toro, 2016)

La adaptación de la infraestructura de oferta de generación se optimiza a través de la interconexión regional entre sistemas eléctricos. Cada sistema interconectado opera normalmente bajo determinado nivel de riesgo e incertidumbre según las condiciones reales de cada pais con un grado de reserva menor a la que se tendría sin la interconexión eléctrica. Esta situación se presenta ante la diversidad de ocurrencia probabilística de las fallas en el despacho ante posibles contingencias característicos de cada sistema eléctrico. En la actualidad los mercados eléctricos regionales se desarrollan consiguiéndose sistemas de interconectados regionales a gran escala que lo cual alcanza una alta confiabilidad y seguridad en el aprovisionamiento de energía eléctrica, resultando relevante el estudio referente a la importancia del funcionamiento de las interconexiones regionales, para ello se aprovecha y complementan las fortalezas y deficiencias de cada sistema eléctrico. (Toro,2016)

Las interconexiones eléctricas tienen por objetivo el aprovechamiento de manera eficaz, sostenida, segura y no discriminatoria de los recursos energéticos con los que cuenta cada pais en beneficio de los consumidores de los mercados de energía eléctrica de los paises involucrados, esto conlleva a desarrollar una normativa específica que persiga la consecución de las metas previstas de la integración energética. Para ello el marco normativo debe estar establecido para garantizar los beneficios y fines de la interconexión eléctrica, y debe constar de por lo menos de lo siguiente, según lo planteado por la Red Eléctrica Internacional en el Estudio de Armonización Regulatoria (REI, 2008)

- Definir el esquema para la armonización normativa que garantice la integración eléctrica, que tenga por objetivo una futura integración regional.

- Definición de un modelo para invertir en la interconexión, en el cual se establezca el esquema de mercado para una recuperacion de la inversión y además definición de la propiedad de los sistemas energéticos.
- Definición del marco normativo económico de la interconexión, definiéndose los precios de venta, los periodos de tiempo del intercambio, con lo cual se garantice las inversiones futuras. (Restrepo & Gonzales, 2017)

El nivel de integración es visto de forma progresiva desde lo más simple a sistemas complejos, o en dirección a un mayor nivel y compromiso de interconexión energética, y se describe seguidamente:

- Bajo nivel de integración: referido al intercambio de electricidad teniendo en cuenta contratos bilaterales, según el cual cada pais integrante conserva su independencia operativa, tal como sucede en la interconexión eléctrica entre Colombia y Brasil.
- Nivel de integración intermedio: referido al despacho coordinado entre paises con la finalidad de la optimización de los recursos energéticos de cada pais en el corto plazo, mediante transacciones de energía y potencia horarias aprovechándose ventajas comparativas en función a los costos marginales. Este modelo ha sido implementado en las zonas de Transacciones Comerciales de Energia en el caso Colombia- Ecuador. Esta condición se supedita a los excedentes de electricidad eléctrica que tiene cada sistema eléctrico de los paises intervinientes en un instante dado. (Restrepo & Gonzales, 2017)

- Nivel de integración alto: referido al despacho de Energia simultaneo, en la cual se establece un único ente para operar y administrar el sistema de generación y transmisión, dejando de lado las fronteras entre paises; se ejecuta mediante un único despacho centralizado, para ello se consideran todos los recursos disponibles. Por ejemplo, el mercado es el Nord Pool. El Mercado Eléctrico de América central presenta características próximas de este mercado, si bien presenta instituciones regionales, estas coordinan con las entidades responsables de cada pais, coordinando sus excedentes y faltantes de energía y potencia, lo cual se optimiza a tiempo real. (Restrepo & Gonzales, 2017)

En este contexto, el intercambio energético es un elemento que dinamiza la integración regional, en el sentido de que permite la complementación económica entre mercados. En el caso de la electricidad, está presente una tasa de crecimiento de la demanda común. Independiente de la coyuntura política, se requiere de forma urgente la implementación de una estrategia en conjunto del desarrollo energético sostenible e integrado, con la finalidad de satisfacer los requerimientos regionales en el largo plazo, y que contribuyan con la seguridad energética de la región y los países que la integran.. (Polanco, 2018)

El éxito y la sostenibilidad de la integración energética estarán condicionados por la capacidad de los Estados para articular mecanismos que permitan un mayor aprovechamiento de las energías renovables. De este modo, se facilitará una transición progresiva hacia una etapa post-petrolero, disminuyendo la fuerte dependencia actual de los combustibles fósiles. En este contexto, la integración energética abre la posibilidad de concretar proyectos de gran escala y alcance regional, inviables de manera aislada por cada país. Entre sus principales beneficios se destacan la formación de mercados energéticos más sólidos, la expansión de redes de interconexión, la ejecución de centrales de generación compartidas, el uso intensivo de fuentes renovables, la disminución de costos unitarios mediante economías de escala, el fortalecimiento de la innovación tecnológica local y un mayor poder de negociación en escenarios internacionales. Todo ello genera impactos positivos no solo en la dimensión económica, sino también en los ámbitos social y ambiental. (Polanco, 2018)

Con la expansión del mercado eléctrico se evidencia una creciente inclinación hacia la eliminación de las restricciones internacionales con el propósito de fomentar el intercambio transfronterizo de energía. No obstante, la multiplicidad de operaciones simultáneas en el comercio eléctrico genera un alto nivel de exigencia sobre las redes de interconexión, las cuales poseen una capacidad de transmisión limitada. En tales circunstancias, surge el fenómeno de congestión en los enlaces de transmisión, es decir, cuando la infraestructura existente resulta insuficiente para garantizar el suministro a todos los agentes del mercado bajo un precio uniforme de la energía eléctrica.(Osorio. 2013)

b) Estudios de integración en Sudamérica

En el ámbito sudamericano, los análisis más relevantes sobre interconexiones eléctricas se concentran en tres grandes iniciativas. El primero corresponde al Proyecto Arco Norte, orientado a vincular los sistemas de Brasil con Guyana, Surinam y la Guayana Francesa. El segundo es el CIERT Project 15, que aborda un conjunto de doce alternativas de transmisión entre diversos países de la región, incluyendo a Chile, Argentina, Perú, Bolivia, Paraguay, Uruguay, Brasil, Colombia, Panamá, Ecuador y algunas naciones de Centroamérica. Finalmente, el estudio más reciente impulsado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), denominado "La red del futuro", examina la viabilidad de una interconexión eléctrica integral en América Latina, considerando y ampliando los planteamientos de los proyectos previos. (Gutiérrez, 2021)

Figura 1

Resumen de estudios que involucran interconexiones entre países de Sudamérica

Ref.	Países Invol.	Tipo de proyecto y/o ubicación de la interconexión	Tensión [kV]	Potencia [MW]	Frec. [Hz]	Obs.
22	Co-Pa	Cerromatoso - Panamá II	-	300	-	En Estudio
23	Bo-Pe	Mazo Cruz - Puno	230 / 220	125	50 / 60	En Estudio
24	Bo-Ar	Yaguacua - Tartagal	500	500	50	En Estudio
25	Bo-Py	Yaguacua - Loma Plata	-	200	50	En Estudio
26	Bo-Br	Warnes - Puerto Suárez	-	500	50 / 60	En Estudio
27	Ch-Pe	Parinacota - Los Héroes	220	-	50 / 60	En Estudio
28	Ch-Bo	Rad. Tomic - Lag. Colorada	230	180	50	En Estudio
29	Gu-Br	SECC1 - Boa Vista	500	-	60	En Estudio
30	Gu-Su	Garden of Eden - Melkendam	230	-	60	En Estudio
31	Gf-Su	Balata - Menkendam	230	-	50 / 60	En Estudio
32	Gf-Br	Balata - Ferreira Gomes	230	-	50 / 60	En Estudio
33	Pe-Br	Hidro. Binacional Inambari	500	2.200	60	En Estudio
34	Bo-Br	Hidro. Binacional Cachuela Esperanza	500	800	50 / 60	En Estudio
35	Py-Ar-Ch	Swap de energía	-	200	50	En Estudio
36	Ch-Ar	Wheeling de energía	500	-	50	Inviable según [4]
37	Ar-Py-Br	Hidro. Binacionales Yacyretá e Itaipú	500	2.000	50	En Estudio
38	Ar-Br	Garabi I y II (ampliar operación)	500	2.000	50 / 60	En Estudio
39	Py-Ar-Ur	Swap de energía	-	200	50	En Estudio
40	Ec-Pe	Machala - Zorritos (reactivar operación)	230	110	60	En estudio

Nota. La Imagen detalla los proyectos de interconexión eléctrica y los paises involucrados, el nivel de tensión, la potencia ofertada y el nivel de frecuencia, fue obtenida de la tesis de Gutiérrez (2021).

El estudio *La Red del Futuro - Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*, elaborado por el BID, busca medir los beneficios de una red eléctrica interconectada en la región, considerando una elevada integración de energías renovables proyectada para 2030. Para ello, se establecen diversos supuestos, como la distribución geográfica y temporal de fuentes renovables (solar, eólica e hidroeléctrica), la demanda energética por país, los costos de inversión por tecnología y los precios de los combustibles. Las redes de transmisión empleadas en esta investigación incluyen las líneas de interconexión reales y las que están en estudio para su ejecución. (Gutiérrez, 2021)

El estudio Interconexión de países andinos, titulado Estudio para análisis de predictibilidad técnico-económica de interconexión entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, evalúa la viabilidad de una posible interconexión eléctrica entre estos países. Su propósito es identificar opciones sostenibles desde el punto de vista económico y factibles a nivel técnico para el intercambio de energía. Los resultados indican que la interconexión generaría beneficios significativos, superando con facilidad los costos de inversión, operación y mantenimiento, lo que abriría nuevas oportunidades de negocio. No obstante, una dificultad identificada radica en la variabilidad de los costos de los insumos para la generación eléctrica, lo que podría generar resistencia, especialmente por parte de los propietarios de plantas con costos más elevados, quienes tendrían dificultades para competir en el mercado. (Gutiérrez, 2021)

El Proyecto de Interconexión del Arco Norte busca establecer una red eléctrica regional de 220 kV entre Guyana, Surinam, Brasil y Guayana Francesa. La configuración propuesta incluye los siguientes enlaces: (i) Boa Vista (BR) – SECC1 (GY), (ii) Garden of Eden (GY) – Menkendam (SR), (iii) Menkendam (SR) – Balata (GF), y (iv) Balata (GF) – Ferreira Gomes (BR). Para su desarrollo se han elaborado dos estudios: el Baseline Study (Componente I), que evalúa la factibilidad técnica, económica y ambiental de diversas opciones de interconexión; y el Pre-Feasibility Study (Componente II), que profundiza en la alternativa óptima identificada en el estudio

preliminar de las investigaciones detalladas, las cuales representan ser estudios serios sobre este tema. (Gutiérrez, 2021)

El proyecto de swap energético entre Paraguay, Argentina y Chile propone una interconexión que permitiría a Paraguay exportar electricidad hacia el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile, utilizando la infraestructura de transmisión argentina. La iniciativa contempla que Paraguay incremente en 200 MW su aporte energético a Argentina a través de la central binacional Yacyretá, mientras que, en paralelo, Argentina transfiera un volumen equivalente de 200 MW a Chile. Esta operación pone en evidencia el potencial de las interconexiones regionales para optimizar el uso de los recursos energéticos compartidos. (CAF, 2014)

El análisis del proyecto en estudio, con una proyección a siete años [4], identifica beneficios en cuatro áreas principales: reducción de los gastos de operación, disminución de emisiones de CO2, mitigación del déficit de energía y relación beneficio-costo. El impacto más relevante es la disminución en los costos operativos del SEN y el SADI, estimada en 141 y 67 millones de dólares anuales, respectivamente, beneficiando específicamente a Chile. En total, el ahorro por la operación combinada alcanza los 208 millones de dólares anuales. Respecto a las emisiones de CO_2, ambos países lograrían una disminución de 1,5 millones de toneladas anuales. Además, se identificó una disminución en el déficit energético del SADI en Argentina. (Gutiérrez, 2021)

Las interconexiones eléctricas son ventajosas por dos razones principales. Primero, permiten el empleo eficaz de los recursos energéticos de generación con menores costos, que podría traducirse en una reducción del precio del servicio eléctrico en la región. Segundo, contribuyen a disminuir el riesgo en la cobertura de energía ante condiciones climáticas adversas, así tenemos el fenómeno de El Niño. La integración regional ha sido un objetivo perseguido durante años, dado que ofrece beneficios significativos para todos los países involucrados. (Toro, 2016)

Las transacciones internacionales de electricidad se rigen por normas acordadas entre los países que participan en la integración de sus mercados. Estas reglas buscan

aumentar la confiabilidad de los sistemas eléctricos nacionales y protegerlos ante posibles amenazas que afectan la disponibilidad de electricidad. (Toro, 2016)

Los estudios previos indican que, para lograr una interconexión eficaz en el comercio regional de electricidad, no es necesario contar con una homogeneidad regulatoria total, pero sí es fundamental que existan algunas similitudes mínimas y regulaciones en común. Los requisitos esenciales incluyen la adopción de un sistema de compra y venta de energía con reglas claras y no discriminatorias, la eliminación de subsidios a la generación o al precio de la generación, y la implementación de tarifas de transmisión que reflejen de manera precisa los costos involucrados, costos de expansión y una estrategia de expansión de la transmisión en cada país que tenga en cuenta la generación y demanda del otro país como suya; adoptando un grado razonable de homogeneidad referente a la desregulación y un reconocimiento de todos los servicios o productos relacionados al mercado energético. (BID, 2011)

Asimismo, es fundamental transformar las actividades de comercio internacional en un mercado accesible tanto para empresas públicas como privadas. Además, se debe establecer un despacho de transacciones comerciales internacionales basado en un orden de mérito, priorizando costos de forma creciente. Por otro lado, la exportación debe considerarse como una demanda y la importación como una generación conectada a la integración regional. Por lo cual, se fomentaría la creación de un mercado nacional con fronteras abiertas. (BID, 2001)

Para avanzar desde los intercambios actuales para una verdadera integración regional, es fundamental cumplir con ciertos requisitos regulatorios.

- Garantizar políticas por sector que otorguen a la demanda entre paises los mismos derechos que a la demanda local, permitiendo que las empresas de generacion puedan firmar contratos de suministro firme con consumidores en otros países, sin depender de las condiciones del suministro en su país de origen.
- Establecer normas operativas y administrativas para los intercambios regionales, junto con la creación de un operador regional encargado de su coordinación.
- Mejorar la regulación del transporte de energía a nivel regional para: implementar interconexiones sin depender de derechos físicos, eliminar ineficiencias en las

señales tarifarias nacionales y optimizar la eficacia de las tarifas para el uso por términos de oportunidad.

- Diseñar un mercado de corto plazo para compra y venta de energía, complementario al mercado a término actual, con precios negociados en forma libre, además de decretar normas que promuevan el intercambio de servicios complementarios. (BID, 2001)

c) Ventajas y desventajas

Las interconexiones eléctricas internacionales representan un tema de gran interés global debido a los significativos beneficios que ofrecen tanto en el plano técnico como en el económico. Desde el punto de vista operativo, permiten elevar la confiabilidad de los sistemas eléctricos gracias al respaldo mutuo entre países o regiones, facilitan un mayor aprovechamiento de las fuentes renovables de energía y abren la posibilidad de realizar intercambios de electricidad. Todo ello contribuye a mejorar la eficiencia del suministro, reducir los costos de generación y transmisión y fortalecer la competencia en los mercados eléctricos. (Gutiérrez, 2021)

La integración energética ofrece grandes beneficios para los países que realizan importación y exportación. Los países que importan se benefician al acceder a recursos energéticos generosos y de bajo precio, lo que favorece su desarrollo industrial y les permite planificar un crecimiento económico sostenido a largo plazo, además de reducir el riesgo e incertidumbre asociados con el desabastecimiento. Para los países exportadores, la integración fomenta la inversión en su mercado eléctrico y facilita la expansión de su sistema eléctrico. (Toro, 2016)

Los beneficios de una interconexión se cuantifican a través de los ahorros de costos que esta posibilita. Para ello, se analizan dos alternativas: una con interconexión y otra sin ella, ambas cubriendo la misma demanda total. La diferencia en los costos entre ambas opciones determina los beneficios (o perjuicios) de la integración regional. Ambas alternativas se basan en un único parque de generación, sin cambios, los ahorros de costos considerados son operativos, principalmente relacionados a los combustibles, y no incluyen los costos de inversión ni los costos fijos. Si se incluyeran estos últimos, el ahorro total alcanzará a un valor mayor. (Toro, 2016)

Beneficios técnicos:

- Aprovechar de manera más eficiente los recursos energéticos gracias a la complementariedad entre las fuentes de generación de los distintos países, especialmente en lo referente al aprovechamiento de las cuencas hidrográficas de cada nación.
- Ampliar y diversificar la matriz energética, lo que contribuye al uso eficaz del parque de generación existente.
- Reducir los costos de la energía en los países importadores, lo que se traduce en beneficios directos para el usuario final a través de tarifas más accesibles.
- Aprovechar de las diferencias de precios y cantidades entre los bloques horarios, lo cual se relaciona al desfase entre la demanda en horas de máxima demanda en cada sistema eléctrico.
- Proporcionar soporte ante condiciones de emergencia, junto con una mejor fiabilidad y mejor calidad durante el servicio de suministro eléctrico.
- Mejorar la eficiencia en el uso de la infraestructura eléctrica existente, lo que posibilita postergar inversiones destinadas a la expansión o incluso evitar la sustitución de ciertos activos. (Restrepo & Gonzales, 2017)

Beneficios económicos:

- Expansión del mercado eléctrico: Mayor participación de agentes y un incremento en la competencia.
- Minimización de pérdidas económicas: Reducción en los niveles de demanda eléctrica insatisfecha.
- Reducción de efectos ambientales: Uso más eficiente de los recursos de energía renovable no tradicionales.
- Promoción de inversión privada: Fomento de inversiones del sector privado en el mercado energético. (Restrepo & Gonzales, 2017)

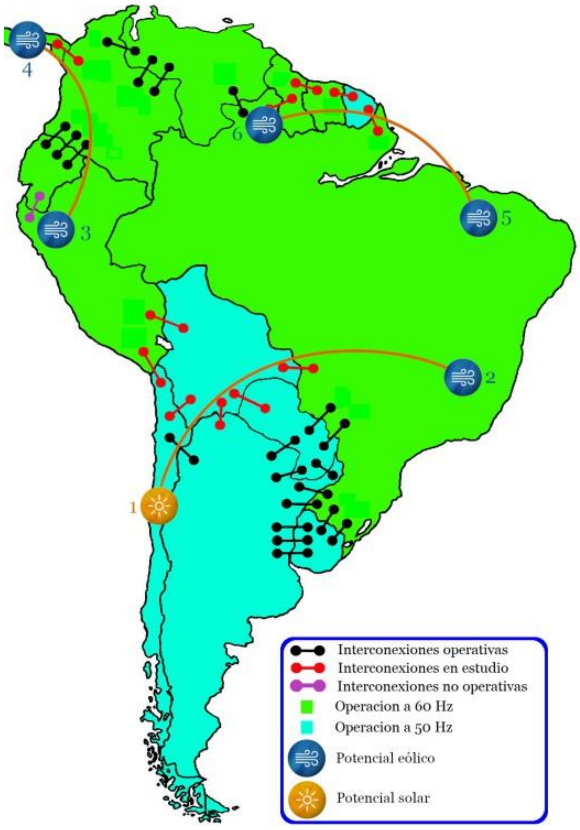
d) Complementariedad energética

Si bien la inserción de fuentes de generación de energía renovables trae grandes beneficios para la sociedad, también imponen grandes desafíos en la operación y

control de los sistemas de potencia producto de la variabilidad e incertidumbre de los recursos primarios. En este contexto, la región cuenta con ventajas relevantes derivadas de la complementariedad energética. La disponibilidad geográfica y temporal de las fuentes renovables constituye un elemento decisivo para reducir la variabilidad asociada a estos recursos tanto en escalas diarias como estacionales. Un ejemplo de ello es el potencial de complementariedad entre energía solar y eólica, evidenciado en pares de zonas como Perú–Panamá (3 y 4), dos regiones de Brasil (5 y 6), así como Chile–Brasil (1 y 2 (Gutiérrez, 2021)

Figura 2

Potencial complementariedad energética en la región



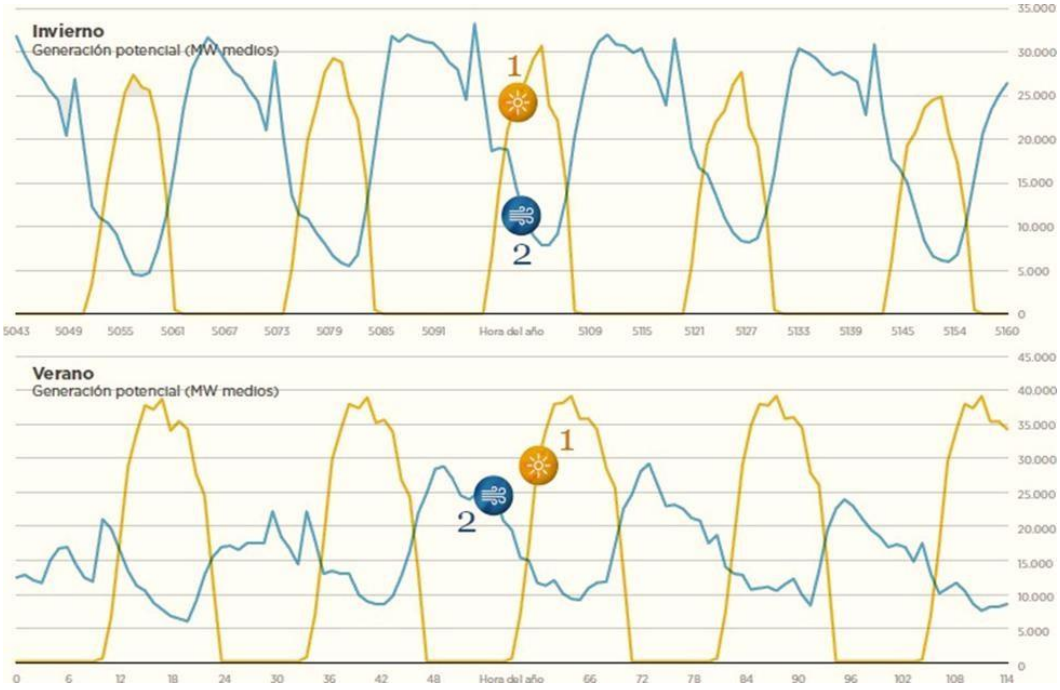
Nota. La imagen detallada las interconexiones regionales operativas, en estudio y no operativas en América del sur, destacando los potenciales eólicos y solares, imagen obtenida de Gutiérrez (2021).

Para ilustrar lo anterior, se tiene en cuenta el caso de Chile y Brasil. La siguiente figura muestra la complementariedad energética entre ambos países. Brasil cuenta con un alto

potencial de generación eólica durante horas nocturnas, mientras que Chile posee un alto potencial solar en horas diurnas. Esto sugiere que Chile podría abastecer energía solar a Brasil durante el día, cuando la radiación solar es alta, y Brasil podría proporcionar energía eólica a Chile por las noches. Además, la figura destaca la mayor complementariedad estacional entre Chile y Brasil: en meses de invierno, la generación eólica se ve favorecida, mientras que en verano lo es la generación solar. (Gutiérrez, 2021)

Figura 3

Complementariedad energética estacional entre Chile y Brasil.



Nota. Se evidencia la complementariedad energética entre Chile y Brasil, ya que mientras Brasil dispone de un elevado potencial eólico durante las horas nocturnas, Chile cuenta con una alta capacidad de generación solar en el transcurso del día., imagen obtenida de Gutiérrez (2021).

e) Barreras

Las barreras técnicas, tales como la diferencia de frecuencia entre algunos países, pero no son las más comunes ni las más difíciles de superar (a juicio de los expertos del sector). Por la otra parte, están las económicas, normativas y políticas, que son las más

complejas, y aquellas que se mantienen una vez superadas las técnicas. (Irrazabal et al, 2017)

La integración eléctrica regional debe entenderse como un proceso de naturaleza multidisciplinaria, en el que confluyen dimensiones técnicas, económicas, sociales, ambientales, políticas y geopolíticas. Para su consolidación, resulta fundamental orientarlo hacia un enfoque multilateral, sustentado en la cooperación activa entre los países, superando esquemas bilaterales tradicionales. En este marco, la conformación de instituciones supranacionales se vuelve esencial, ya que permitirían dirigir, armonizar y resolver eventuales discrepancias que surjan en el desarrollo del proceso. (Irrazabal et al, 2017)

La compleja realidad geográfica, normativa, política y económica de Sudamérica ha representado un freno significativo para el proceso de integración eléctrica, generando limitaciones en su consolidación. En este contexto, se identifican diversos obstáculos y barreras que han condicionado su desarrollo y ralentizado los avances en esta materia:

- La insuficiente solidez y la falta de flexibilidad en los sistemas eléctricos, así como la necesidad de adaptarlas para incorporar fuentes renovables intermitentes, es un desafío aún más crítico debido a las diferencias en las regulaciones de cada país.
- Abordar el bilateralismo con el objetivo de lograr, a largo plazo, una interconexion regional, reconociendo que para alcanzar este objetivo es necesario primero establecer etapas de contratos bilaterales que se ajusten a las situaciones de consumo particulares de la región. (Irrazabal et al, 2017)

- La inestabilidad de las interconexiones, a través de contratos a largo plazo y otros mecanismos que garanticen la estabilidad operativa.
- Los ingresos derivados por congestión de las interconexiones deberán ser distribuidos de manera equitativa entre los países, así tenemos con una disminución en las tarifas en el sistema de transmisión principal. (Irrazabal et al, 2017)

El objetivo principal del proceso de competencia en el mercado energético europeo en la última década, tras la liberalización provocada por la privatización, la apertura de la red a terceros, la desintegración de actividades integradas verticalmente, la conformación de organismos reguladores independientes de los gobiernos y la separación de la operación del sistema eléctrica y del mercado (con 2 operadores distintos), es establecer un mercado único europeo de electricidad, conocido como el Mercado Interno de Electricidad (MIE), que comenzó a operar en 2014. (Restrepo & Gonzales, 2017)

No obstante, aunque las redes eléctricas de los países que forman la Unión Europea presentan un alto grado de interconexión, lo que ha favorecido la viabilidad técnica de los enlaces internacionales en la región, el propósito de consolidar un mercado eléctrico único aún está lejos de alcanzarse plenamente. Esto se debe, en gran parte, a la persistencia de obstáculos entre los Estados miembros, como las diferencias regulatorias entre los principales mercados internos y la limitada capacidad de interconexión que todavía persiste., la coordinación y colaboración entre las autoridades regulatorias, y la insuficiente cantidad y capacidad de las interconexiones eléctricas internacionales actuales evidenciándose aun las condiciones normativas para una mejor interconexión eléctrica regional. (Restrepo & Gonzales, 2017)

2.2.2 Análisis del Mercado Eléctrico Peruano.

a) Evolución.

En 1992, mediante el Decreto Ley N.º 25844, conocido como Ley de Concesiones Eléctricas, se implementó el modelo de mercado que aún se aplica en el sector energético. Esta normativa introdujo un esquema de “mercado libre”, alineado con las reformas promovidas por el gobierno de esa época, lo que representó un cambio profundo respecto al sistema que estaba en vigencia anteriormente. (Aragón, 2012)

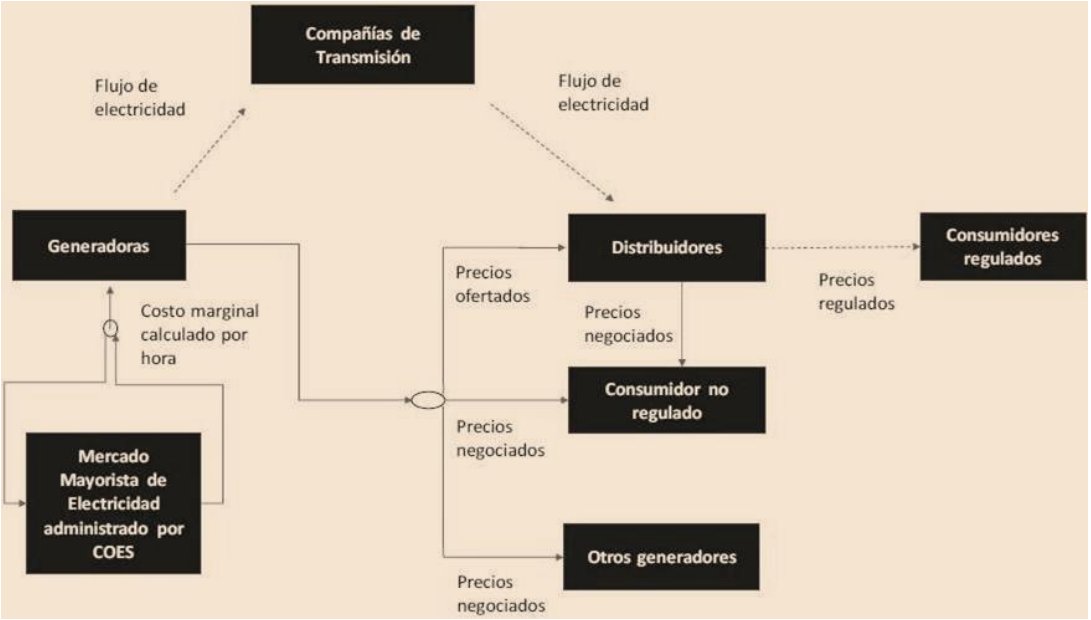
La LCE indica que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía son realizadas por personas naturales o jurídicas, tanto nacionales como extranjeras, siempre que cumplan con la normativa nacional vigente. Asimismo, la ley limita la integración vertical, indicando que un mismo titular no puede encargarse simultáneamente de la generación, transmisión del sistema principal

y distribución de electricidad. Sin embargo, se permite una excepción a esta restricción si dicha integración —ya sea vertical u horizontal— no afecta negativamente la competencia ni la libre participación en el mercado. Es importante señalar que esta excepción fue incorporada recién en 1997, a través de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico. (Aragón, 2012)

El mercado eléctrico posee una estructura muy particular, la cual requiere mantenerse en constante equilibrio debido a su propia naturaleza. Esto se debe a que no es posible almacenar electricidad, por lo que la oferta y la demanda deben ser coincidente en tiempo real. Además, el sistema cuenta con una cadena de suministro en la que cualquier falla podría tener consecuencias graves. A pesar de ello, el mercado destaca por su alta confiabilidad, ya que dispone de una reserva que cubre la demanda incluso en situaciones adversas, asegurando así la continuidad del servicio eléctrico. Para lograrlo, la planificación de las redes de transmisión se realiza de forma que las líneas de alta tensión sean capaces de transportar la energía generada, evitando de esta manera problemas de congestión. (Romero, 2020)

Figura 4

Estructura del Mercado Eléctrico Peruano



Fuente: La figura representa las relaciones existentes entre los participantes del Mercado Eléctrico Peruano, desde generadoras, transmisoras, distribuidoras y tipos de usuarios, imagen obtenida de Romero (2020).

Como consecuencia de las medidas implementadas, el Estado pasó a desempeñar un rol enfocado en la regulación y fiscalización de los actores privados, quienes adquirieron un papel central en el desarrollo del mercado eléctrico. Para ello, se impulsó un proceso de privatización orientado en la transferencia de la propiedad de las empresas del estado al sector privado. Este proceso no se concretó en su totalidad, ya que el Estado aún conserva una participación relevante en el mercado eléctrico, particularmente en los segmentos de generación y distribución. La Ley de Concesiones Eléctricas también dio lugar a la formación de un ente regulador, en este caso Osinergmin, encargado de funciones clave como la fijación de tarifas y la supervisión de la ejecución de la normativa en el ámbito energético. (Romero, 2020)

Bajo este nuevo esquema, tanto el Estado como los agentes privados resultaron favorecidos gracias al impulso de la inversión. Las disposiciones normativas establecidas posibilitaron que los inversionistas pudieran participar en cualquiera de las tres etapas de la cadena de valor del sector eléctrico, a través de concesiones y autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas. Debido a la normativa promulgada, el Estado vio en la obligación de aplicar nuevas metodologías para establecer tarifas, adjudicación de concesiones y garantizan la operación. (Romero, 2020)

Asimismo, se estableció un reglamento destinado a la remuneración de los denominados "monopolios naturales", es decir, las actividades de transmisión y distribución, basándose en costos promedio eficientes. En cuanto a la regulación de la generación asociadas al servicio público de electricidad (específicamente el suministro a los consumidores regulados), se optó por utilizar como referencia los costos marginales de corto plazo. Para las redes de transmisión, las tarifas comenzaron a regularse mediante un procedimiento anual que se basa en el cálculo del costo económico. Además, se implementó el Mercado Spot, el cual permite remunerar a las empresas de generación por su producción real, valorando las transferencias de energía según costos marginales. Para gestionar este mercado, la LCE estableció la creación del COES, lo cual fortaleció la participación del sector privado y generó mayor confianza para fomentar inversiones en la industria eléctrica. (Romero, 2020)

El COES es una organización privada sin fines de lucro, con personería jurídica de Derecho Público. Conformada por todas las empresas que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, incluyendo empresas de generación, transmisión, distribucion y clientes libres. Su principal objetivo es la coordinación de la operación del SEIN en el corto, mediano y largo plazo, buscando minimizar costos, asegurar la estabilidad del sistema eléctrico y optimizar el uso de los recursos energéticos. Planifica el crecimiento de la infraestructura de transmisión y de gestionar el Mercado de Corto Plazo. El COES agrupa a las empresas del sector eléctrico y de los grandes consumidores, contribuyendo activamente al desarrollo económico y al bienestar del país. También garantiza la seguridad del suministro eléctrico, asegurando que este se brinde con calidad y creando un entorno favorable para el crecimiento industrial y otras actividades productivas. Asimismo, tiene la responsabilidad de gestionar eficientemente los recursos destinados a la generación de electricidad y cobertura de la demanda. (COES, 2024)

Dentro de las funciones que pueden desarrollarse en la industria energética tenemos las siguientes: (i) las funciones físicas; y, (ii) las funciones comerciales. En las primeras, se encuentran las actividades relacionadas con la generación, transmisión, operación del sistema y distribución de electricidad. Por otro lado, en un segundo grupo, están las transacciones del Mercado Mayorista, que incluye el Mercado de Corto Plazo o Mercado Spot —en el cual solo incluyen a las empresas de generación y cuya administración es centralizada—, y el mercado de contratos, que comprende el aprovisionamiento de energía por parte de los generadores hacia las empresas de distribucion y los clientes libres. (Okumura, 2017)

La comercialización en el mercado minorista o regulado es para los clientes regulados del servicio y cada empresa que realiza la actividad de distribución. Por otro lado, la comercialización en el mercado mayorista esta referida a la que se ejecuta a través de transacciones bilaterales (contratos) entre los participantes de este mercado, que incluye a generadores, distribuidores y usuarios libres (denominado mercado de largo plazo o mercado de contratos); además, esta referida a la que se realiza a través de transacciones bilaterales de compra de energía y potencia teniendo en cuenta Costos

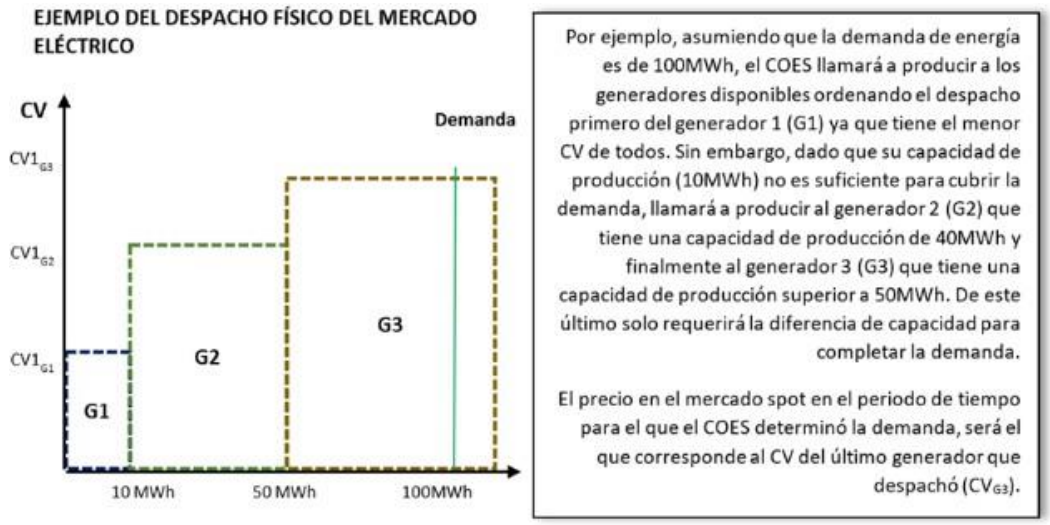
Marginales (CMg) (denominado mercado de corto plazo o mercado spot).Dado que la comercialización del mercado minorista se realiza dentro de la actividad de distribución, vamos a profundizar en el funcionamiento del mercado mayorista que, como se ha mencionado, está compuesto por el mercado de contratos y el mercado spot de costo plazo. (Boza, 2022)

En el mercado de contratos, se suscriben acuerdos bilaterales de suministro entre las empresas de generación y distribucion, o entre generadores; asimismo, participan de estos contratos los Usuarios Libres con capacidad de negociación (por su alta demanda contratada) que contratan de forma directa con la generadora o distribuidora que les suministre las mejores condiciones, dichas transacciones se reúnen en el mercado libre donde compiten las empresas de generación entre sí y, también, las empresas de distribucion por cumplir con los contratos de compra y venta a un cliente libre. En el mercado spot, se realizan las transferencias de potencia y energía, en las que participan empresas de generación y distribucion para atender los contratos a sus Clientes Libres y los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones según el reglamento del mercado libre de electricidad. (Boza, 2022)

Es importante señalar que el mercado minorista como el mayorista funcionan bajo un modelo tipo "pool", en el que toda la energía generada se inyecta a una única "piscina" o bolsa de suministro. Desde allí, se satisfacen las necesidades de los distribuidores, usuarios libres y grandes consumidores. En este esquema, los generadores no tienen conocimiento sobre el destino final de la energía producida, ni los consumidores saben de qué generador proviene. El despacho de energía se lleva a cabo de manera independiente de los acuerdos financieros existentes entre las partes, aunque esto no implica que tales acuerdos no deban cumplirse. Este modelo pool surge debido a que la energía eléctrica no es almacenable, por lo que debera producirse en tiempo real según la demanda. Por ello, es relevante contar con una entidad que organice el mercado y comercialice la energía. El COES realiza este rol, coordinando el despacho de la energía generada por las plantas en función a un orden de mérito, basándose en sus costos variables totales hasta coberturar una demanda instantánea, la cual es corregida posteriormente según la desviación de la demanda. (Boza, 2022)

Figura 5

Ejemplo del despacho físico del mercado eléctrico



Nota. La figura ejemplifica la metodología del despacho físico según las tecnologías de generación de energía y su correspondiente costo variable para diversas condiciones de demanda, imagen obtenida de ESAN (2022).

Para entender de mejor manera lo anterior, debemos saber que anualmente cada generador declara cuál es el CV de cada una de sus plantas de generación, los cuales son auditables; luego, el COES estima la demanda a ser abastecida, la cual fluctúa constantemente, para finalmente ordenar el despacho físico (llamar a producción) a las centrales de generación en base al CV declarado, empezando por aquellas con menor CV hasta lograr cubrir la demanda. En otras palabras, la decisión sobre la generación de energía de un generador está determinada por la instrucción del COES, quien, una vez recibida dicha indicación, inyecta la energía generada a un pool para que sea suministrada a las empresas de distribucion o a los usuarios libres que la requieran. (Boza, 2022)

La Ley de Concesiones Eléctricas clasifica a los consumidores finales en dos categorías: clientes regulados y clientes libres, conocidos como mercado regulado y mercado libre. El grupo de clientes regulados está conformado por los pequeños usuarios, como los hogares, pequeñas industrias y comercios, cuya demanda máxima no excede los 200 kW. También pueden formar parte de este grupo, si así lo deciden,

aquellos consumidores con demandas entre 200 y 2500 kW. Estos clientes solo pueden ser atendidos por la empresa distribuidora que posee la concesión dentro de la zona donde se encuentran, bajo condiciones de suministro y calidad establecidas por la normativa vigente, y a tarifas máximas fijadas por OSINERGMIN. Entre otros derechos, estos usuarios tienen garantizado el acceso al servicio eléctrico por parte de la empresa concesionaria, incluso si deben conectarse mediante sus propias instalaciones. (Aragón, 2012)

Los clientes regulados pueden escoger entre diversas estructuras tarifarias, en diversos niveles de tensión, dependiendo del tipo de medición que se aplique a su consumo de potencia y energía. OSINERGMIN se encarga de establecer mensualmente los precios máximos según cada opción tarifaria, siguiendo los procedimientos, criterios y mecanismos definidos en la LCE y su reglamento. Además, estos clientes tienen el derecho a recibir compensaciones económicas en caso de interrupciones del servicio o deficiencias en la calidad del suministro. De igual forma, OSINERGMIN supervisa que las empresas distribuidoras cumplan con las normativas, impone sanciones cuando corresponde y atiende los reclamos presentados por los usuarios. (Aragón, 2012)

Para este tipo de clientes la LCE establece un régimen de libertad de precios y libre contratación de las características técnicas y económicas del suministro, servicios y otros, esto se realiza en condiciones de libre competencia. Los suministradores de este grupo pueden ser las empresas de generación, independiente de su ubicación de las centrales de generación, o las empresas de distribución dentro de su área de concesión. Los precios de libre mercado están relacionados con el nivel de generación, ya que, como se explicará, los cargos por transmisión y distribución también están regulados por OSINERGMIN y se aplican tanto a los clientes libres y clientes regulados. (Aragón, 2012)

b) Composición de mercado de generación.

La generación de energía, es una actividad que incluye la producción y comercialización de la electricidad. Es un segmento donde las empresas, tanto públicas como privadas, compiten entre sí poniendo a disposición del SEIN la capacidad de sus instalaciones y su producción cuando la demanda así lo exija. Las centrales generan

energía utilizando distintos recursos que, a su vez, pueden ser explotados usando diferentes tecnologías. En la actualidad, las limitaciones tecnológicas no permiten almacenar energía eléctrica a precios que resulten viables y competitivos para el mercado. Como consecuencia, el sistema eléctrico se organiza bajo el principio de que la generación debe ajustarse de manera inmediata al consumo, es decir, que la oferta y la demanda deben coincidir en todo momento y lugar, lo que convierte a este sector en un mercado con características singulares. (Romero, 2020)

En el ámbito de la generación eléctrica, se implementó principalmente un esquema de libre mercado, en el cual la inversión en nuevas centrales, así como su operación y administración, recae en la iniciativa privada. De esta manera, los generadores compiten entre sí para colocar su energía al mejor precio disponible, bajo un régimen de "acceso abierto" que garantiza la utilización de las redes de transmisión y distribución. No obstante, este segmento no funciona de manera completamente libre, ya que está sujeto a restricciones de carácter físico, técnico y económico, lo que ha llevado a establecer un marco regulatorio riguroso que orienta su desempeño. Dentro de este marco, si bien el mercado de contratos a plazo (contratos forward o de suministro a futuro) goza de una considerable libertad en su negociación, los precios destinados al Servicio Público de Electricidad son determinados de manera administrativa. Asimismo, la operación del Mercado de Corto Plazo o Mercado Spot está sujeta a normas específicas que regulan su funcionamiento. (Okumura, 2017)

El Perú, en función a su geografía particular, históricamente ha dependido de la energía generada por grandes centrales hidroeléctricas para atender la demanda. Así tenemos: Complejo Mantaro −Restitución, Central Hidroeléctrica Cañón del Pato; Central Hidroeléctrica Huinco perteneciente a la cuenca hidrográfica de Lima, Central Hidroeléctrica Charcani V; Central Hidroeléctrica Matucana, Central Hidroeléctrica Machupichu. (Okumura, 2017)

Al reestructurarse el Sector energético, se llevaron a cabo una serie de factores que transformaron nuestra matriz energética, tales como:

- La introducción de subastas de contratos.
- El incremento de la demanda, vinculado al crecimiento de la economía del pais.

- La disponibilidad de nuevos recursos naturales tal como el Gas Natural de Camisea.
- El impulso a la generación con Energías Renovables No Convencionales (RER).

Estos factores llevaron principalmente a la instalación de grandes plantas termoeléctricas, mayormente en el sur del Perú. Además, propiciaron la instalación de pequeñas centrales hidráulicas en todo el país, así como la construcción de las primeras plantas solares y eólicas, que utilizan RER. (Okumura, 2017)

c) Centrales Hidroeléctricas.

En el Perú existen dos clases de centrales: las de embalse y las de pasada. Las centrales de embalse se caracterizan por que almacenan agua, ya sea en reservorios artificiales mediante represas o en cuerpos de agua naturales como lagos. Esta acumulación permite que el agua alcance un nivel suficiente para que, al liberarse, su energía potencial gravitatoria se convierta en energía cinética. Esta energía mueve las turbinas, generando energía mecánica que luego se transforma en electricidad. Entre las centrales más destacadas de este tipo se encuentran la Central del Mantaro y la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila. (Romero, 2020)

Figura 6

Casa de Fuerza de Central Hidroeléctrica Cerro del Aguila

Nota. La figura representa la casa de fuerza de la Empresa Cero del Aguila, una de las centrales de generación con mejor tecnología y alto valor de factor de planta, imagen obtenida de Kallpa Generación, 2024.

Las Centrales Hidroeléctricas están limitadas por:
Período de avenida: Es la etapa del año en la que, de manera cíclica, se presentan lluvias con cierta frecuencia y regularidad, lo que permite el llenado de los reservorios utilizados en la generación hidroeléctrica. Este fenómeno ocurre principalmente en los meses de noviembre y mayo del año siguiente. Para efectos operativos y procedimentales, este período se considera desde el 1 de diciembre hasta el 31 de mayo.

Período de estiaje: Corresponde a la fase del año en la que, también de forma cíclica, disminuyen las precipitaciones, lo cual genera una baja en los caudales naturales. En este contexto, el sistema hidráulico del SINAC puede ser respaldado mediante un plan de liberación controlada de agua desde los reservorios. Este período se extiende del 1 de junio al 30 de noviembre. (Guevara, 2024)

Las CH de embalse pueden ser de caverna o de cielo abierto, pero siempre estarán dependientes del volumen del embalse aguas arriba. Se presenta la evaluación estadística de 5 años del volumen que se almacena en el lago Junin, el cual es la principal fuente de almacenamiento del complejo hidroenergético del Mantaro quien para el año 2020 presente una anomalía en su capacidad de agua garantizada. (COES, 2024)

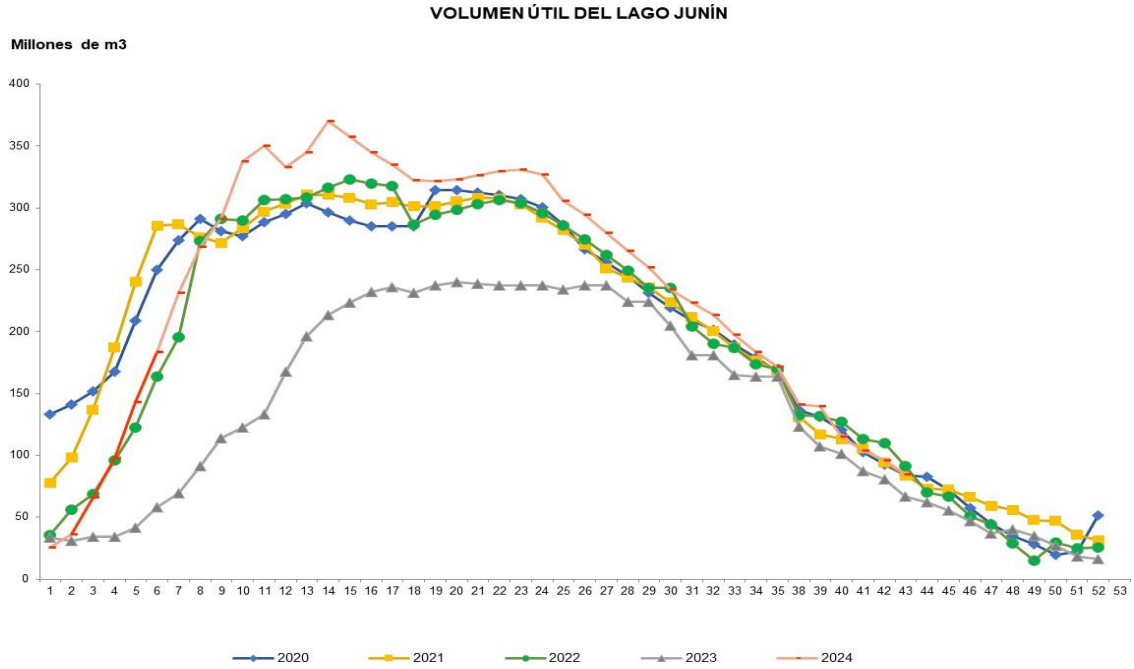
Por otro lado, las centrales hidroeléctricas de pasada utilizan directamente el flujo de los ríos sin necesidad de almacenar el agua, a diferencia de las de embalse. En este tipo de centrales, el agua es desviada de su cauce natural y canalizada hacia la casa de máquinas. Una vez utilizada, el agua es devuelta al río para seguir su curso natural. Entre las centrales más representativas de este tipo se encuentran la Central Hidroeléctrica Huanza y la Central Hidroeléctrica Quitaracsa. (Romero,2020)

También conocidas como centrales de filo de agua o de flujo continuo, estas instalaciones aprovechan una porción del caudal de un río para producir electricidad. Se distinguen porque cuentan con un suministro constante y sostenido de agua, lo que elimina la necesidad de almacenarla en embalses o reservorios. Están en la capacidad de disponibilidad continua, limitadas únicamente por su capacidad instalada. Esta clase

de centrales utilizan el agua mientras ésta fluye por el cauce de un río. Se han instalado en los lugares en que la energía hidráulica ha de utilizarse en el momento que se tiene disponibilidad de ella. El caudal abastecido es variable en función a la estacionalidad. Cuando las lluvias son abundantes, estas plantas alcanzan su máxima potencia y el agua sobrante es retornada al rio. En temporada de estiaje, la potencia efectiva disminuye significativamente. (Guevara, 2024)

Figura 7

Estadísticas del Volumen Útil del Lago Junín



Nota. El grafico representa el comportamiento del volumen útil del lago Junin entre los periodos 2020-2024, y se observa los periodos de avenida y estiaje que afectan la generación anual de energía al SEIN, imagen obtenida de Boletín octubre 2024 COES (2025).

Por lo general, estas centrales se construyen levantando una presa sobre el cauce del río con el propósito de aprovechar los desniveles en el flujo del agua. Cabe mencionar que una central de embalse puede funcionar como una central de pasada si cuenta con una cantidad suficiente de agua durante varios meses que permita su operación continua. Es importante señalar que las centrales hidroeléctricas de pasada deben utilizar la totalidad del caudal disponible, ya que, al no poder almacenarse, cualquier exceso de agua se desperdicia. Además, este tipo de centrales presenta como factor de

incertidumbre las condiciones climáticas, lo que dificulta prever con exactitud su capacidad de generación, debido a que no se puede garantizar la disponibilidad del recurso hídrico. (Okumura, 2017).

Las centrales hidroeléctricas presentan la particularidad de que su capacidad de aportar energía al sistema depende directamente de la disponibilidad de su recurso primario, es decir, del agua. Esta disponibilidad se evalúa mediante el factor de excedencia, el cual refleja el aprovechamiento estadístico de un caudal natural, al que se suma, cuando corresponde, la capacidad de almacenamiento de los embalses. En cuanto a la Potencia Firme, esta se determina a partir de la Potencia Garantizada, la cual es ajustada por el factor de presencia, obteniéndose así el valor efectivo que la central puede ofrecer al mercado.

- La Potencia Garantizada se determina tomando en cuenta la energía que se puede producir utilizando el caudal natural durante el periodo de estiaje, sumado a la capacidad de almacenamiento de los embalses.
- El factor de presencia se define según la cantidad de días en los que la unidad estuvo fuera de servicio durante el mes evaluado. (Okumura, 2017)

d) Centrales Termoeléctricas.

A diferencia de las hidroeléctricas, las Centrales Termoeléctricas ofrecen una alta confiabilidad en cuanto a su disponibilidad, ya que no dependen en gran medida de las condiciones climáticas. Además, suelen ubicarse cerca de las zonas con mayor demanda de energía, lo que incrementa la seguridad y eficiencia de su operación, al reducir la exposición a posibles fallas en las líneas de transmisión. Dentro de este grupo, las centrales que operan con gas natural en ciclo combinado presentan una alta eficiencia, y la mayoría de ellas se encuentran ubicadas al sur de Lima, la principal área industrial y de consumo energético del país. (Okumura, 2017)

Las centrales termoeléctricas con ciclo Joule-Brayton se caracterizan por utilizar una turbina de gas como unidad principal, junto con un compresor axial y una cámara de combustión, operando generalmente en un ciclo simple abierto, y pueden ser de uno o dos ejes. Estas plantas se utilizan principalmente para cubrir las cargas pico o de máxima demanda, operando entre 1,000 y 2,000 horas al año, gracias a su capacidad

para arrancar rápidamente y su funcionamiento confiable a una amplia gama de cargas. Es técnicamente viable que operen a hasta el 50% o más de su capacidad efectiva. Se construyen en unidades compactas que van desde 20 kW hasta capacidades comerciales de 260 MW. Son unidades de bajo peso y tamaño, con un costo de inversión relativamente bajo, fáciles de transportar y requieren menos tiempo de instalación (en promedio, una Turbogas de 200 MW se instala en un año). Su combustible principal es el Gas Natural, lo que les permite obtener un alto rendimiento técnico y económico en comparación con el uso de petróleo BD5. (Guevara, 2024)

Las Centrales Termoeléctricas con turbinas a vapor: Su rendimiento como ciclo simple está en promedio a 37%, alcanzando valores de hasta 40 % en función a los arreglos o adición de componentes tal como regeneradores, recalentadores, etc. Estas centrales se distinguen por tener un arranque lento, requerir un elevado torque y un tiempo considerable para alcanzar la estabilidad operativa. Además, poseen una alta proporción entre espacio y peso, lo que las hace muy pesadas, y presentan complicaciones relacionadas con el manejo del agua durante su funcionamiento. Este vapor sobrecalentado, a gran velocidad, es conducido hacia una turbina de vapor, donde su energía cinética se convierte en energía mecánica rotacional, la cual acciona un alternador. Luego, el vapor es condensado hasta el estado de líquido saturado y el ciclo continúa. Su principal problema es la dependencia del agua empleado para el proceso de generación de energía. Operan con petróleo R500, la única central Termoelectrica con carbón se le dio de baja en agosto del 2023. (Guevara, 2024)

Este tipo de centrales termoeléctricas emplea un motor alternativo de combustión interna como unidad de generación principal. Se identifican por su capacidad de arranque rápido, habilidad para modificar la carga en poco tiempo y por estabilizar su operación en períodos cortos. Debido a sus elevados costos operativos, suelen ser utilizadas como centrales de punta, para emergencias o en zonas aisladas donde no hay acceso a la red eléctrica. Pueden funcionar con gas natural o GLP bajo el ciclo termodinámico OTTO, que utiliza encendido por explosión, o con combustibles como biodiésel BD5 o BD2, petróleo Bunker 6 o R-6, operando bajo el ciclo Diésel, que se basa en encendido por compresión.

Figura 8

Central Termoeléctrica Independencia

Nota. La figura es de la Central Termoelectrica Independencia que usa el gas natural, ubicada en la localidad de Pisco, y es una de las principales unidades de generación Termoelectrica que cubren los instantes de máxima demanda, imagen obtenida de Egesur (2025).

Una planta de generación eléctrica es una infraestructura conformada por diversos equipos que trabajan de forma coordinada para transformar distintos tipos de energía en energía eléctrica. Para las centrales de ciclo combinado, esta se basa en la integración de dos ciclos termodinámicos que, aunque operan de manera independiente, están conectados a través del aprovechamiento de los gases calientes generados en el primer ciclo para producir vapor sobrecalentado en el segundo. El calor residual del primer ciclo se reutiliza como fuente energética en el segundo ciclo, mejorando así la eficiencia del sistema. El primer ciclo corresponde al Joule-Brayton simple y abierto, que funciona a temperaturas elevadas cercanas a los 1 250 °C en su cámara de combustión. El segundo es el ciclo Rankine con sobrecalentamiento. La combinación de ambos ciclos da lugar a una planta con una eficiencia superior al 57 %, conocida como central de ciclo combinado. (Miranda & Oliva, 2024)

e) Centrales RER.

En el caso de las centrales que operan con RER, debemos indicar que, por normativa vigente, tienen costo variable cero y prioridad para despachar, siendo consideradas como centrales de base para la operación, de forma conjunta con las hidroeléctricas y

las de cogeneración. Para el caso de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, su disponibilidad es impredecible, ya que son función de la variabilidad en la disponibilidad del recurso energético −velocidad y dirección del viento y radiación solar−, lo que no se aplica en las centrales de biomasa. (Okumura, 2017)

En el caso de la producción eléctrica que emplea como recurso la radiación solar, en el Perú tan solo se viene considerando la instalación de centrales solares fotovoltaicas, que operan según lo siguiente: la radiación solar incide sobre una célula fotovoltaica; luego, como efecto del impacto de los fotones sobre la célula, se generan reacciones químicas que finalmente provocan un diferencia de potencial, lo que da paso a la producción de electricidad; ya que esta es producida por una reacción química, la tensión producida de una sola célula es muy pequeña, por lo que se realiza la conexión de células en serie para conseguir una mayor tensión; el amperaje obtenido es continua, debiendo transformarse en alterna, para ser inyectada al SEIN. (Romero, 2020)

La generación de energía obtenida por aprovechamiento de la radiación solar tiene un valor de 1 kW/m^2= 1000 W/m^2. Así tenemos, en un día cualquiera del año, en una región determinada, se ha medido un valor de 5 $kW.h/m^2$, es posible afirmar que ese día se han recibido 5 horas pico, es decir, 5 h x 1kW= 5 $kW.h/m^2$= 5 x 1000 Wh/m^2. A estas horas se les conoce como horas pico. En invierno, las horas de sol promedio son de 6 horas, entre las 10:00 am hasta las 4:00 pm, mientras que, en las estaciones de primavera y verano, esta región recibe 7 a 8 horas (entre las 08:00 horas hasta las 17:00 horas), lo cual permite a los paneles solares excelentes performances para la producción de electricidad. (Fernández & Izaguirre, 2024)

La Central Solar Rubí ubicada en Moquegua tiene una potencia efectiva de 144,48 MW. La central tiene 560 880 módulos Fotovoltaicos de 320 W pico c/u, presentan una estructura de acero galvanizado. La estructura se encuentra anclada sobre pilotes circulares de concreto armado con seguidores horizontales de un solo eje, con ángulo de seguimiento de 45°. La central se compone de 164 inversores. Además de 41 Centros de Transformación de 3,53 MW c/u; El periodo de producción diaria es de 06:00 a 17:30 horas en promedio. La inversión realizada fue de 165 MM US$. Su costo de operación 47.98 $/MWh. (Guevara, 2024)

Figura 9

Central Solar Fotovoltaica Rubí

Nota. La figura representa componentes de la Central Solar Fotovoltaica, la central RER solar de mayor potencia efectiva, opera en horas diurnas cubriendo la demanda de energía en el SEIN, la imagen fue obtenida de Empresa Orygen. (2024)

El Perú presenta un elevado potencial recurso eólico: se requiere por lo general entre 4 a 11 m/seg de velocidad de viento para la generación eléctrica. Hay zonas en la costa en el departamento de Ica con valores mayores a los 10 m/s. Las centrales eólicas ubicadas en la costa norte cuentan con aerogeneradores que transforman la energía del viento en energía eléctrica y poseen potencia suficiente para abastecer con efectividad el SEIN. Existen centrales de generación eólica de mediana y pequeña capacidad para aplicaciones tal como bombeo de agua, o para usos productivos o comerciales de baja capacidad o residenciales. (Fernández & Izaguirre, 2024)

El principal problema que presentan las centrales eólicas es la incertidumbre del recurso eólico cuando es requerido. Lo que significa que la energía eólica no puede ser empleada como fuente de energía única y requiera tener un respaldo de otras unidades de generación de mayor disponibilidad. La incertidumbre se asocia al factor de planta de estas unidades de generación que alcanzan valores de hasta 50%. Para el aprovechamiento de la energía eólica se emplean los aerogeneradores, para generar electricidad con una central eólica es necesario que se tenga un rango de velocidad de viento entre 4 a 25m/s. El viento provoca el giro de las aspas al incidir sobre ellas, convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica que se transmite a

través del rotor. Esta energía se transmite a través de un eje a una baja rotación a la caja del multiplicador, de donde sale a una velocidad 50 veces mayor. Es entonces cuando se puede transmitir aleje del generador eléctrico para producir energía eléctrica. (Fernández & Izaguirre, 2024)

Figura 10

Central Eólica Punta Lomitas

Nota. La figura representa una de las unidades conformantes de la central eólica Punta Lomitas que opera las 24 horas del dia cubriendo parte de la demanda que era cubierta por una central termoeléctrica. Imagen obtenida de Empresa Engie (2024)

f) Características operativas.

En el Perú, a nivel de generación, el Mercado de Corto Plazo o Mercado Spot se organiza en un sistema "pool "con la participación de generadores que se presentan acoplados al SEIN, donde la energía producida es inyectada al pool para que, a su vez, según los requerimientos de abastecimiento de la demanda sean también cubiertos, sin tener la necesidad de realizar importaciones de energía o exportaciones de energía en caso de excedencias de energía, sin importar de quién se está tomando la ene, para esto se requiere ciertas condiciones técnicas para su realización. Es decir, los generadores inyectan su producción al pool y los clientes la retiran según su demanda requerida. (Okumura, 2017)

Luego de la operación real de compra y venta en el mercado, es necesario liquidar esta operación y, como resultado, todos los generadores participantes recibirán una

contraprestación por la energía y potencia inyectada, y pagarán por la energía y potencia retirada por sus clientes. Así, si un generador inyecta más de lo que consumen sus clientes tendrá un resultado superavitario en el pool y será deficitario si sucede lo contrario. (COES, 2024)

g) Contingencias.

Los conceptos de soberanía, seguridad y sustentabilidad suelen aparecer con frecuencia en espacios donde se abordan los retos, tanto para garantizar el suministro y las crecientes demandas energéticas en el mundo, así como para enfrentar los efectos futuros que se presentan con el cambio climático. No obstante, la definición de estas tres dimensiones de la energía está lejos de conseguir un consenso en quienes las emplean de manera amplia en investigaciones o disertaciones niveles políticos, ambiental, social o económico, así como su relación y priorización en la toma de decisiones. (Reinoso, 2023)

Debido a la imposibilidad de almacenar energía a costos accesibles, es esencial disponer de una oferta de generación que pueda satisfacer los requerimientos de la demanda en tiempo real para el suministro de energía. Por ello, es crucial mantener centrales de generación con alta disponibilidad, especialmente durante los picos de demanda o en situaciones de contingencia que puedan afectar el suministro eléctrico, como interrupciones, mantenimiento o caídas en los niveles de tensión o frecuencia. Este aspecto se conoce como la confiabilidad del sistema. (Ormeño & Vásquez, 2014)

Desde un punto de vista cualitativo, el comportamiento de la demanda en el Perú es función de diversas variables, que hacen que sea fluctuante en el transcurso del dia, todos los días de la semana y todos los meses del año. Por lo general la máxima demanda de energía se presenta durante los horarios nocturnos debido a un incremento de la demanda en el sector residencial. (Okumura, 2017)

La garantía de la seguridad en la operación de un sistema eléctrico interconectado depende del margen de reserva de generación efectiva (generación efectiva disponible menos demanda), la cual debe ser suficiente para cubrir las contingencias y

condiciones adversas que se presenten, los cuales debido a su gran extensión requiere un análisis por zonas. En el Perú se presentan las siguientes situaciones:

- Retiro del Complejo Hidro energético del Mantaro por saturación en la represa de Tablachaca, involucra la indisponibilidad de CH Restitución y CH Cerro del Águila.
- Ausencia de agua en las cuencas hidrográficas que abastecen a las Centrales Hidroeléctricas, afectando a la red de hidrogeneracion de Lima (Cahua, Matucana, etc), Chilina en Arequipa, San Gaban en Puno, Quitaracsa y Huallanca en Ancash y Aricota en Tacna.
- Periodos de avenida, lo que presenta un mayor porcentaje de concentración de sólidos en el agua. (Guevara, 2024)

- Indisponibilidad o retiro del servicio del ducto de gas de Camisea que indispone un total de generación en el SEIN de 2 800 MW (potencia firme), ante este evento podría existir riesgo de racionamiento del suministro de energía si la contingencia se presenta en época de estiaje del periodo 2023-2025.
- Mantenimientos de centrales de generación que coincidan con la salida del ducto, escenario hidrológico por debajo del promedio, disponibilidad de combustibles líquidos en las centrales duales (centrales térmicas que operan a gas y diesel), entre otros. Es importante resaltar el aporte de aproximadamente 850 MW de las centrales duales operando con diésel para esta situación como Reserva Fría.
- Congestion de la red de transmisión. (Guevara, 2024)

2.2.3 Análisis del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

a) Generalidades.

Durante el mandato del presidente Lenin Moreno (2017-2021) se emitió un nuevo Plan Maestro de Electricidad (2018-2027) que contemplaba una expansión del sector eléctrico con una inversión de 15.982 millones de dólares, (9.155 millones destinados a la generación). Que contempla el desarrollo de varios proyectos de Energías renovables no convencionales ERNC que servirían para apoyar la transición en el sector eléctrico y requerirían para su ejecución de fuentes de financiamiento como recursos fiscales y créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco

de Desarrollo de América Latina (CAF), Banco de Desarrollo de China (CDB) y otras instituciones, además de una importante inversión del sector privado. (Reinoso, 2023)

Ecuador ha sido y sigue siendo un país altamente dependiente de los combustibles fósiles en su producción primaria. Para el año 2010 el 90,9 % y 4,6 % de la energía local provino del petróleo y gas natural respectivamente; porcentajes que, para el año 2020 tuvieron una ligera reducción alcanzando para el primero el 86,3 % y para el segundo el 4,3 % del total. Al igual que con el petróleo y el gas natural, la participación de la leña también se redujo un 0,3 %; y, por el contrario, la hidroenergía creció en los últimos diez años pasando del 2,7 % al 7,4 %, al igual que los productos de caña. La generación proveniente de las energías renovables no convencionales como la eólica y solar, a pesar de haber crecido en un 400 % (tomando como referencia el año 2013) no llegan ni al 0,5 % del total, quedando en último lugar entre todas las fuentes. (Reinoso, 2023)

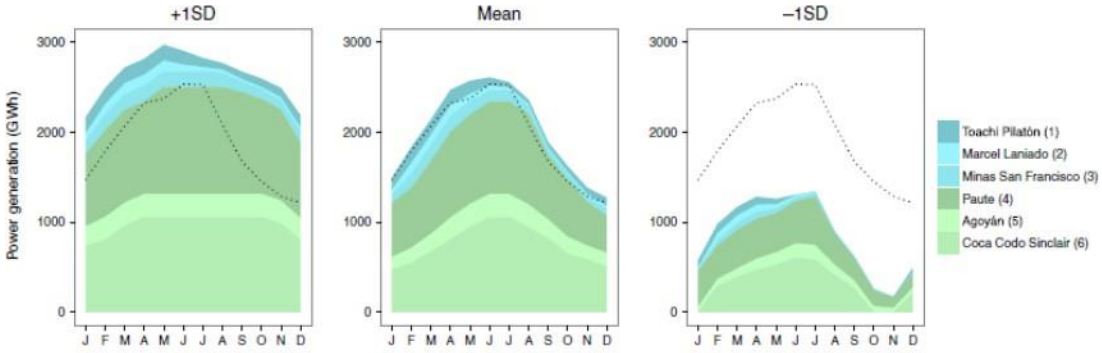
Si bien la estructura energética primaria en Ecuador depende aún en un 90 % de combustibles fósiles, gracias a los ingresos provenientes de la venta del petróleo y los cambios que se han dado en el mercado eléctrico nacional (en donde el Estado ha retomado su rectoría), el país ha avanzado en una transición hacia las fuentes renovables, principal y mayoritariamente basada en la construcción de mega centrales hidroeléctricas. Con una fuerte institucionalidad apoyada en la creación de leyes, ministerios y otros organismos estatales que controlan la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica (que continúa fuertemente subsidiada), se ha podido abastecer las demandas actuales de energía eléctrica cumpliendo. Sin embargo, el haber privilegiado la generación hidráulica, también ha supuesto una serie de problemas a nivel técnico y ambiental como los presentados en el proyecto hidroenergéticos Coca Codo Sinclair o Toachi Pilatón (que a pesar de su millonaria inversión aún no ha podido entrar en operación). (Reinoso, 2023)

Con una fuerte dependencia hacia la hidroelectricidad, en Ecuador como Colombia y Perú, la generación eléctrica durante los períodos de sequía se ve comprometida. Durante la estación seca (octubre-marzo), la capacidad hidroeléctrica del país disminuye hasta más de un tercio de la capacidad instalada, y para cubrir la demanda,

podrían emplearse fuentes térmicas que, además de incrementar los costos de generación eléctrica, aumentarían las emisiones de CO_2 a la atmósfera. En el año 2020-2023, las desfavorables condiciones hidrológicas de los meses de abril y noviembre hicieron que la producción hidroeléctrica en el país disminuya, situación que es particularmente crítica debido a que la mayoría de las centrales hidroeléctricas no cuentan con reservorios; es decir, no existe la capacidad de almacenar agua y garantizar el suministro. Generándose escasez y cortes de suministro de energía en muchas regiones. (Reinoso, 2023)

Figura 11

Comportamiento de las principales hidroeléctricas en Ecuador considerando el promedio y desviaciones estándar hacia el 2071-2100



Nota. La figura representa la Generación promedio anual de las principales hidroeléctricas en Ecuador considerando el promedio y desviaciones estándar hacia el 2071-2100, con lo cual el SIN proyecta su parque de generación a largo plazo. Imagen obtenida de Reinoso (2023).

La crisis energética en Ecuador que se inició desde octubre del 2023 y habiendo culminado parcialmente a finales del año 2024 es producto de la dependencia del país en una matriz hidroeléctrica. Cerca del 70 % de la energía con sumida en Ecuador proviene de centrales hidroeléctricas, generándose una vulnerabilidad ante variaciones climáticas extremas, como la sequía que afecta los volúmenes de agua de los embalses. Esta situación se ha exacerbado por una sequía histórica que ha provocado la reducción del nivel de las represas, principalmente de la central hidroeléctrica de Mazar. La ausencia de lluvias ha mermado considerablemente la capacidad de producción de

generación eléctrica, desencadenando periodos de racionamientos programados con el fin de evitar un colapso energético más extremos. (Euro Press, 2024)

Actualmente, Ecuador tiene alrededor de 21 centrales termoeléctricas, sin embargo, de todas ellas solamente apenas unas 5 centrales operan a toda capacidad hasta el año 2021. Otro gran problema es también la antigüedad de las centrales termoeléctricas ecuatorianas pues alrededor de 13 centrales fueron construidas en las décadas de 1970, 1980 y 1990, con lo cual la infraestructura energética que ha sido insuficiente para abastecer las demandas crecientes en el país. Ecuador ha intentado diversificar su matriz energética mediante inversiones en proyectos hidroeléctricos, como el proyecto Coca Codo Sinclair, pero las fallas estructurales en estos sistemas han limitado su efectividad. Además, la planificación energética no ha logrado incorporar otras fuentes alternativas de manera significativa, como la energía eólica o solar, que podrían haber mitigado los efectos de esta sequía prolongada. (Euro Press, 2024)

Los apagones de 2024 en Ecuador han tenido un impacto severo en la economía, especialmente en el sector industrial. Las interrupciones de hasta 11 horas diarias han afectado gravemente la productividad de fábricas y empresas, obligando a muchas a reducir su jornada laboral o detener por completo sus operaciones en ciertos horarios. El sector manufacturero, que depende en gran medida de un suministro eléctrico constante, ha reportado pérdidas significativas, lo que ha ralentizado la producción y generados problemas en la cadena de suministro. Además, la incertidumbre sobre la duración de los racionamientos ha desincentivado la inversión en nuevos proyectos y retrasado procesos productivos clave. (Spanish News, 2024)

La situación del sector eléctrico en 2023 revela un escenario alarmante: la capacidad instalada al 2023 es de 8,254 MW, pero la realidad es que la potencia real entregada fue de 3,687 MW lo que representa al 44.66% del total. Ecuador cuenta con una capacidad efectiva de 8,254 MW, de los cuales 5,152 MW provienen de energías renovables. La s centrales hidroeléctricas son la principal fuente de energía, representando en el 2023 el 69.1% de la producción total del país. Las limitaciones en infraestructura y el mantenimiento deficiente están llevando al sistema al borde de la ineficiencia. En un país con abundante potencial hidroeléctrico y solar, nos recuerdan

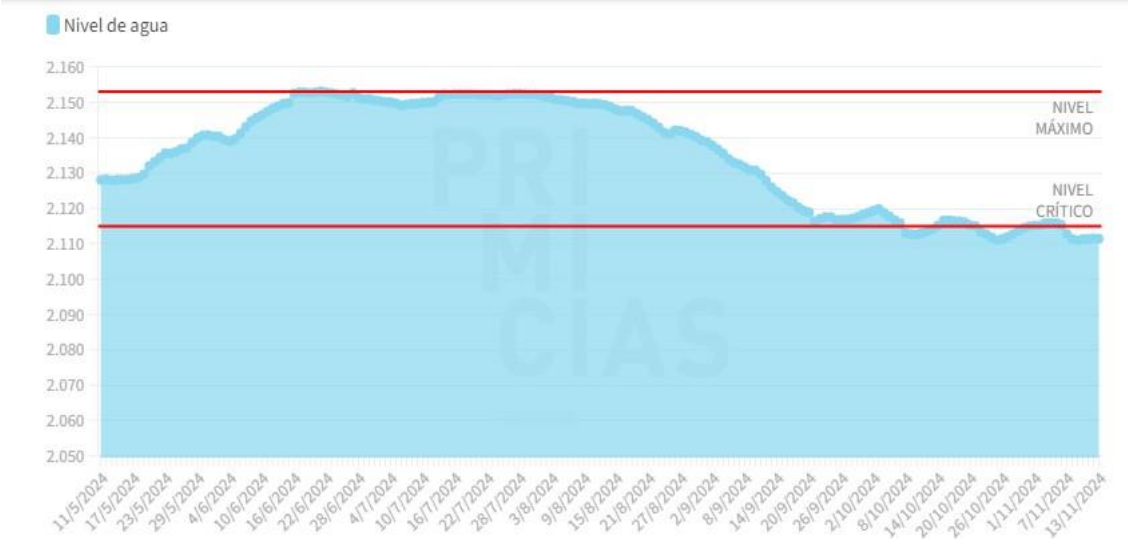
que la geografía y el clima pueden ser tanto aliados como adversarios. (Zambrano, 2024)

b) Generación de energía.

Con el impulso que ha tenido la hidroenergía desde el año 2008, la cobertura eléctrica en el país pasó en el año 2009 del 94,2 % a 97,1 % en el año 2019 lo que implica un crecimiento en este periodo del 3,1 %. En la actualidad, la capacidad total de generación está asociada a diez grandes centrales hidroeléctricas (incluyendo 6 del grupo de proyectos emblemáticos abordados en el Capítulo segundo): Coca Codos Sinclair, Paute Molino, Sopladora, Minas San Francisco, San Francisco, Delsitanisagua, Mazar, Agoyán y Pucará en la cuenca oriental y Marcel Laniado de Wind y Manduriaco en la cuenca occidental. (Reinoso, 2023)

Figura 12

Estado del nivel de agua Reservorio Mazar



Nota. Figura que representa las cotas máximas y mínimas del principal reservorio del sistema eléctrico conformante del SIN, en los meses de agosto a diciembre alcanzo un descenso y nivel crítico. La imagen fue obtenida de Corporación Eléctrica del Ecuador (2024).

El complejo Paute-Molino agrupa a tres centrales hidroeléctricas: Mazar (170 megavatios), Paute (1.100 megavatios) y Sopladora (487 megavatios). Así, el complejo representa 1.756 megavatios de potencia, que equivale al 38% de la demanda nacional.

Según un informe del 2 de octubre de 2024 del operador estatal de electricidad Cenace, cuando el embalse de Mazar llega a niveles mínimos, como los 2.110 msnm del 9 de noviembre, una de las turbinas de la hidroeléctrica del mismo nombre debe salir de operación y sube el riesgo de apagones no programados en el país. Al medio día del 9 de noviembre, el embalse de Mazar, el más grande reservorio que provee de agua a este complejo hidroeléctrico, tocó niveles críticos de 2.110 metros sobre el nivel del mar (msnm), por lo que salió de operación. La hidroeléctrica permaneció apagada hasta la tarde del martes 12 de noviembre, cuando volvió a operar entre las 16:00 y 20:00 con una de sus dos turbinas, de acuerdo con el reporte de CELEC. A esa hora, el nivel del embalse de Mazar cayó a 2.111,52 metros sobre el nivel del mar. (Primicias, 2024)

La Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1.500 MW de potencia es la obra emblemática del Gobierno Nacional. Es la mayor obra construida en el país, con gran despliegue humano – más de 6.000 empleos directos y de 15.000 indirectos y técnico (tecnología de punta para realizarlo con los mejores estándares de calidad). Representa una inversión de cerca de 2.000 millones de dólares, con un 70 por ciento (1.682’745.000) de financiamiento del Eximbank de China y una contraparte restante de parte del Gobierno ecuatoriano. En 2022, Coca Codo Sinclair generó 6 828,15 GWh, representando el 25% al 30% del total de energía generada en el SIN. Sin embargo, también se presentan prolongados periodos de baja producción. Así, por ejemplo, entre septiembre de 2023 y septiembre de 2024, esta hidroeléctrica solo alcanzo una potencia efectiva de 640 MW. Eso representó el 16% de la electricidad generada en el país. A parte de que presenta graves problemas en su construcción. (La Hora, 2024)

Las termoeléctricas son infraestructuras que generan electricidad a partir de la combustión de diésel, gas natural o fuel oil. Estas centrales suministran cerca del 9% de la demanda interna de electricidad mientras que el 91,0% restante se genera en centrales hidroeléctricas. Pero la intención de repotenciar las centrales termoeléctricas implica desafíos, presentando baja confiabilidad, como:

Deficiencia tecnológica.

Falta de mantenimiento.

Operación costosa.

Varias operan al 50% de su capacidad.
Otras ya están obsoletas. (Primicias, 2024)

Según CELEC, hasta mayo de 2021, las 21 centrales termoeléctricas existentes presentaban una capacidad instalada de 1 403 MW. Debido a su confiabilidad y tecnología obsoleta solo presentan una potencia disponible de 849,9 MW. Además de las termoeléctricas existentes, solo cinco operan al 100% de su potencia efectiva ellas son: Miraflores, Manta II, Quevedo II, Enrique García y Gonzalo Zevallos. Sumando entre ellas una potencia de 180,76 MW. Los 16 termoeléctricos restantes operan con un alto grado de intermitencia. La máxima demanda es cerca de 4.000 MW. Aunque solo producen una parte de la electricidad que necesita Ecuador, las centrales termoeléctricas son estrategias en épocas de sequía, pues complementan la producción de las centrales hidroeléctricas. La época de estiaje o sequía se prolonga desde noviembre hasta marzo. En esos meses se reduce la generación de las centrales hidroeléctricas por el bajo caudal de los ríos. (Primicias, 2024)

Figura 13

Central Termoelectrica Manta II

Nota. Se presenta la Central Termoelectrica Manta II con gas natural, una de las principales termoeléctricas ubicadas en la zona sur del SIN, imagen obtenida de Corporación Eléctrica del Ecuador (2024).

Las Centrales Eólicas suman 71 MW de potencia instalada. La Central Eólica Villonaco de 16.5 MW de potencia efectiva se ubica en la provincia de Loja, cantón Loja. Es la primera Central Eólica en Ecuador Continental. La Central Eólica inició su construcción en agosto de 2011 y se encuentra operando de forma normal y continua sobre la base de los requerimientos del sistema eléctrico ecuatoriano desde el 2 de enero de 2013. Desde su inicio de operaciones en julio de 2022, la Central Villonaco ha aportado al Sistema Eléctrico Nacional (S.N.I.) un total de 676,20 GWh de energía. La planta está compuesta por 11 aerogeneradores del modelo GW70/1500, cada uno con una capacidad de 1.5 MW, y opera con una velocidad media anual de viento de 12.7 m/s a una altitud de 2700 metros sobre el nivel del mar. La central se encuentra a lo largo de la línea de cumbre del cerro Villonaco, extendiéndose por 2 km. La subestación de elevación Villonaco, con capacidad de 25 MWA, opera a 34.5 kV/69 kV y tiene un esquema de conexión con barra principal y transferencia. Por su parte, la subestación Loja está equipada con una bahía de 69 kV que recibe la energía de la subestación Villonaco, para posteriormente conectarla al S.N.I. (Ministerio de Energia y Minas de Ecuador, 2024)

Figura 14

Central Eólica de Villonaco

Nota. La figura representa la Central Eólica de Villonoco de 16.5 MW que opera en base en el SIN, cubriendo el déficit de energía de las centrales hidroeléctricas, imagen obtenida de Corporación Eléctrica del Ecuador (2024).

En Ecuador, como en otros países latinoamericanos, la generación con energía fotovoltaica presenta un alto potencial de producción debido a su ubicación geográfica, siendo su potencial de 312 GW. Presentando un nivel de radiación de 4,2 a 5,7 KWh/m^2/día. La energía fotovoltaica en Ecuador fue inexistente en su matriz energética hasta comienzos del año 2005 cuando un aporte de 0,03 MW (generación fotovoltaica de dos proyectos instalados en las Islas Galápagos). En la actualidad operan 34 centrales fotovoltaicas que generan 26,7MW de potencia efectiva con potencias que van desde los 0,005MW hasta los 2 MW. Estas centrales se concentran en diez provincias y entraron en operación el año 2014 (20 centrales) bajo la regulación 004/2011. (CENELEC, 2024)

En la parroquia Chacras, cantón Arenillas; se ubica la primera central de energía fotovoltaica de la provincia de El Oro. Esta zona está compuesta por 4 752 paneles de 230W cada uno y dos inversores de 500 kWh. Sumando una potencia efectiva de 1 090 kW. (El Correo, 2019)

Figura 15

Central Solar Isla Isabela

Nota. La figura representa a la Central Solar Isla Isabela, que cubre localmente con energía solar diurna en la zona costera del SIN. Imagen obtenida de Smart City Ecuador (2024).

Del mismo modo Ecuador cuenta con 137 MW de potencia efectiva generado con centrales termoeléctricas con Biomasa y 7 MW con centrales termoeléctricas que procesan biogás. (CENELEC, 2024)

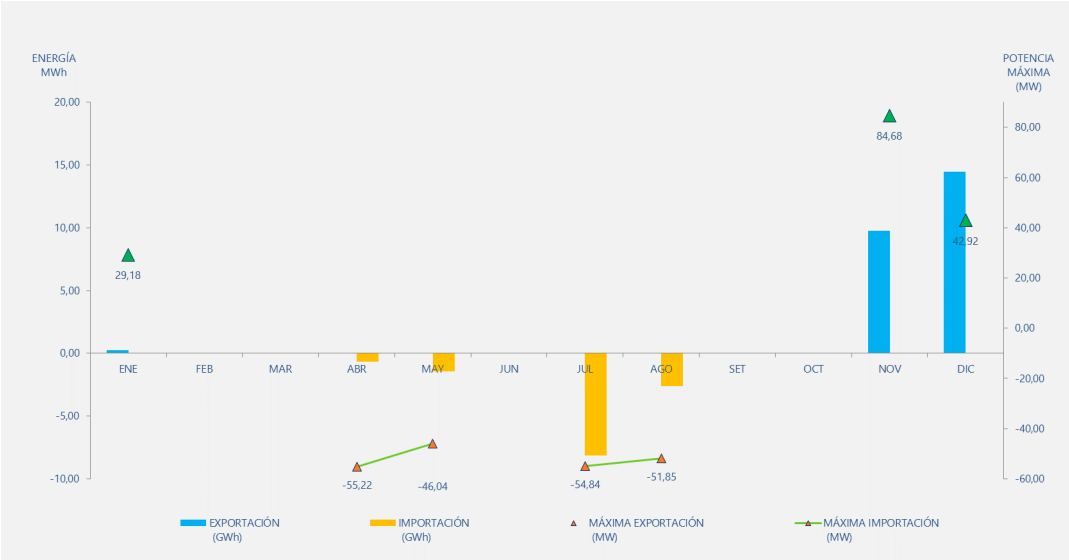
2.2.4 Transacciones de energía.

Un sistema de transmisión eléctrica debe enfrentar tres principales restricciones técnicas. La primera es el límite térmico, el cual se debe a la resistencia del conductor que genera calor cuando los electrones lo atraviesan; esta generación de calor se traduce en pérdidas de energía en la línea. La segunda restricción está relacionada con la energía reactiva, la cual surge debido al principio de Faraday y se manifiesta cuando existe una diferencia de tensión entre el conductor y su entorno. Las pérdidas por este fenómeno suelen representarse mediante el modelo π de una línea de transmisión. La tercera restricción se refiere a la estabilidad de la tensión, la cual se ve comprometida cuando se presentan diferencias angulares entre los nodos extremos que superan los límites operativos. Por esta razón, el Operador del Sistema Eléctrico monitorea en tiempo real las principales variables eléctricas, con el objetivo de mantener el sistema dentro de un estado de operación estable y seguro. (Sota, 2021)

El Mercado opera dentro de una operación permanente de las transacciones comerciales de energía eléctrica, con intercambios comerciales de corto plazo en función a un despacho regional en coordinación real con los despachos económicos nacionales y teniendo en cuenta los contratos de compra y venta de energía entre agentes del mercado. Las Transacciones Internacionales de corto plazo consisten en mecanismos operativos y comerciales de intercambio de electricidad entre países. Este esquema funciona debido a la diferencia de precios de la energía entre los países en el nodo eléctrico de frontera. (CNE-España)

Figura 16

Transacciones comerciales Perú-Ecuador

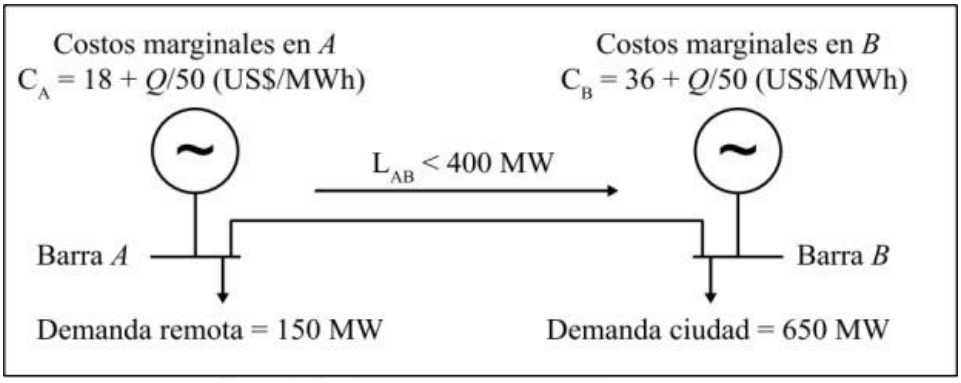


Nota. La figura representa los meses del año 2023 de exportación e importación desde Perú a Ecuador, la importación es notoria los meses de abril, mayo, julio y agosto, mientras que la exportación se realizó los meses de noviembre, diciembre y enero, imagen tomada de Informe Anual 2023 COES (2024)

Para determinar el nivel de inversión óptimo para expandir la línea de transmisión, no siempre es económico que esta capacidad sea capaz de alinear los precios de los nodos entre los sistemas eléctricos. Las restricciones o restricciones térmicas, la potencia reactiva y la limitación del borde debido a la estabilidad angular de voltaje pueden conducir a una sobrecarga en conexiones eléctricas, causando diferencias significativas en los precios del nodo extremo de cada sistema. Para observar la diferencia de precios que puede ocurrir en el sistema, considere dos clasificaciones o países A y B países con su propia demanda y generación donde se desprecian las pérdidas y los costos fronterizos A es inferior a B. (Sota, 2021)

Figura 17

Ejemplo binodal con restricción de transmisión



Nota. En la figura se representa el modelo de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos con diferentes demandas y costos marginales propios, la imagen obtenida de Sota, 2021.

El planteamiento matemático para resolver este sistema eléctrico simplificado se puede formular de la siguiente manera:

Variables de decisión Q(g)=Producción de cada generador A o B.

CAP(L)=Capacidad óptima de la línea

Función Objetivo $Min \sum [Costo\ GeneraciónG\ ]$

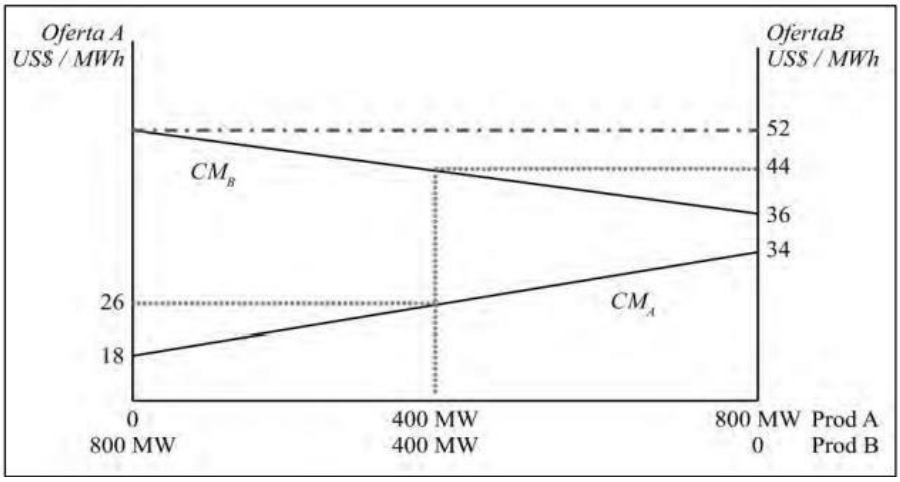
Sujeto a $\sum G,B[Qg] = DemandaB + \sum L,B\ CAPL \times (flujoB1,B2 - flujoB2,B1)$

$QG \geq 0$

Si no existiera una interconexión entre ambos sistemas ósea $CAP_L = 0$, cada generador tendría que abastecer su demanda interna, es decir en A el costo marginal se fijaría en 21 US$/MWh y en B se fijaría en 49 US$/MWh. Otro extremo es suponer una capacidad infinita de la interconexión, donde se puede inferir que el parque generador más barato debería producir a tal nivel que pueda cubrir ambas demandas, en ese caso el generador A produciría 800 MW y fijaría el costo marginal en ambas barras en 34 US$/MWh y el costo total de generación sería de 20,800 US$. De forma análoga si el generador B produce los 800 MW para cubrir ambas demandas, el costo marginal lo fijaría en 52 US$/MWh. Ambos escenarios al ordenarlos en función a su producción. (Sota, 2021)

Figura 18

Comparación de costos marginales entre zonas



Nota. La figura representa la importancia de la interconexión regional, en este caso la Oferta del Sistema A tiene un precio de 18 U$/MWh la cual es suministrada al Sistema B ofertándolo a un valor mayor de 34 U$/MWh (siendo rentable para A), imagen obtenida de Sota, 2021.

De manera sencilla, también se estima el costo marginal en cada barra para cubrir su propia demanda, en este caso cada sistema se encuentra aislado, siendo el costo marginal en A de 21 US$/MWh y para B sería 49 US$/MWh. Ahora si se limita la capacidad de transmisión (<400 MW) al resolver el flujo de potencia se tiene como resultado la producción de A que cubre su máxima demanda (150 MW) y de forma parcial la demanda en B, hasta el límite de capacidad de la interconexión, es decir QA = 550 MW, por lo que fijaría un costo marginal de 29 US$/MWh y la cantidad producida en B sería QB = 250 MW y se fija un costo marginal de 41 US$/MWh. (Sota, 2021)

De este sistema simplificado que presenta un límite de capacidad de transmisión, se observa una diferencia de 12 US$/MWh entre nodos y resulta pertinente plantearse la interrogante sobre si es económico o no, incrementar la capacidad para exportar mayor producción del sistema más barato, entendiendo que se incrementarían los costos de producción en A y disminuyen los costos en B. Asimismo, se tendrán que incluir los costos de transmisión para que el problema de optimización se resuelva incluyendo tanto los costos de generación como de transmisión. Para la resolución del problema,

se puede lograr a través de la resolución de un problema de optimización o con la ayuda gráfica de los costos de generación. En ambos casos, se debe incluir los costos de transmisión en la función objetivo, entonces considerando un costo fijo de transmisión igual a 10 US$/MWh. (Sota, 2021)

Variables de decisión Q(g)=Producción de cada generador A o B.
CAP(L)=Capacidad óptima de la línea.

Función Objetivo $Min \sum g\,[Costo\ Generación G - 20{,}800] + \sum L\,[10 \times CAPL\,]$

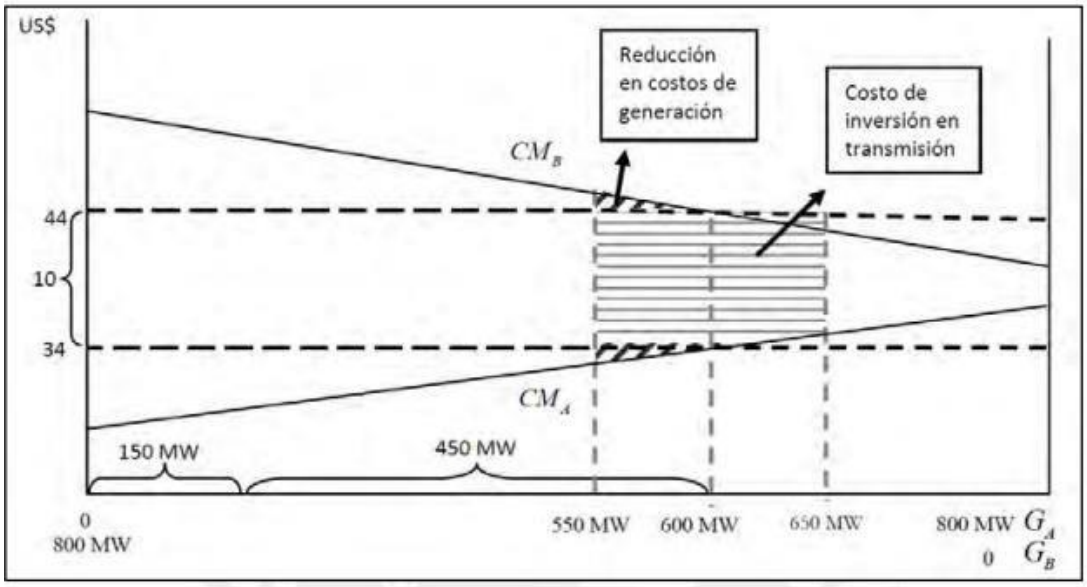
Sujeto a $\sum G,B[Qg] = DemandaB + \sum L,B\ FlujoL \times (flujoB1,B2 - flujoB2,B1)$
$FlujoL \leq CAPL$
$QG \geq 0$

El primer componente de la función objetivo representa los costos de generación y el segundo los costos de transmisión. Por lo que se entiende que, para optimizar los costos de generación se requiere la obtención del ahorro del costo total, el cual se obtiene al sustraer el escenario con límite de capacidad y el escenario con límite infinito. Así, cuando la capacidad es infinita el costo total de abastecer la demanda es 20,800 US$, es decir cuando QA = 800 MW, lo cual representa ser el escenario más económico del sistema. Obteniéndose un resultado de, $CAPL$ = 450 MW y $Costo\ TotalG$ = 5,700 $US$$. (Sota, 2021)

De forma gráfica se puede realizar la comparación entre la reducción de costos o ahorros de generación, al observar que el área formada por la función de costos entre 550 MW y 600 MW es la mayor área acotada por el rectángulo interno que se define como el costo de transmisión en el mismo rango de potencia. En ese sentido, resulta económico el aumento de la capacidad de la línea de 400 MW a 450 MW. Sin embargo, si decidimos aumentar la capacidad de 450 MW a 500 MW, es decir que Q_A pase a 650 MW, en la figura siguiente se observa que los costos de inversión en transmisión, área acotada por el rectángulo interior en el rango de 600 a 650 MW sería mayor que el área de la función de costos de generación. (Sota, 2021)

Figura 19

Capacidad de transmisión óptima



Nota. La figura representa la reducción de los costos de generación asociado a los costos de transmisión para un ancho de banda de intercambio regional entre 650 y 550 MW que incide los costos variables de los sistemas eléctricos Ay B. Imagen obtenida de Sota, (2021).

Cuando las transacciones de energía eléctrica superan la capacidad total de transmisión, es necesario reducir dichas transacciones, de modo que las limitaciones físicas de la red se transformen en restricciones para el comercio. En este esquema, el mercado de energía se gestiona de forma separada a los problemas de transmisión, lo que permite que la congestión no afecte directamente la comercialización, siendo esta una solución de menor costo. Para llevar a cabo el redespacho, el operador del sistema necesita contar con información sobre los precios, a fin de determinar qué generadores deben ser despachados. Inicialmente, se establece un precio único para ambos mercados integrados, bajo el supuesto de capacidad ilimitada. Una vez que se obtienen los resultados del mercado eléctrico, el operador procede al redespacho únicamente si el modelo de transacciones comerciales infringe alguna restricción técnica de la red. (Osorio, 2013)

Un esquema de intercambio de electricidad puede tener diferentes objetivos. Algunos pueden ser para la asignación óptima de la capacidad disponible entre los participantes

mientras que otros pueden ser para aliviar la congestión existente. A continuación, se presentan las características que debe tener un esquema de integración de mercados eléctricos de acuerdo a la revisión de literatura realizada:

- El ajuste del precio de transmisión es un aspecto fundamental dentro de un sistema eléctrico. Para que este ajuste sea eficiente, es esencial que se garantice un acceso equitativo y sin discriminación a todos los participantes del mercado.
- El modelo de integración debe estar orientado a minimizar los costos en todas las áreas afectadas por congestión, de manera que los precios en dichas zonas se reduzcan al máximo posible una vez que la congestión haya sido aliviada. (Osorio, 2013).

- El método empleado para gestionar la congestión debe ser lo más sencillo posible, de modo que su aplicación sea práctica y eficiente. Además, debe garantizar equidad entre las partes involucradas, evitando que alguna tenga incentivos para cambiar su posición con la otra.
- Es fundamental que el esquema preserve la confidencialidad de la información de cada participante, asegurando la protección y seguridad de sus datos.
- El precio asociado a la congestión no debe ser fijado por el operador del sistema, sino que debe definirse de forma transparente e imparcial a través del mecanismo establecido.
- Asimismo, el esquema debe contribuir a que el sistema mantenga su confiabilidad en cuanto a la seguridad del servicio de transmisión. (Osorio, 2013)

III. Metodología.

3.1 Método:

El método de la investigación es aplicada, de naturaleza descriptiva**.**

Se tiene la siguiente secuencia:

- Se identifico los periodos estacionales de disponibilidad de recursos energéticos del Ecuador, para ello se tomó la información histórica de 4 años del CENACE. Esto permitió conocer los periodos del año susceptibles para compra y venta de energía.
- Se determino las condiciones de importación de energía al SEIN Perú desde el SIN Ecuador. Estimándose el volumen de energía, potencia y costo de la energía importada.
- Se determino las condiciones de exportación de energía del SEIN Perú al SIN Ecuador. Estimándose el volumen de energía, potencia y costo de la energía exportada.
- Se realizo simulaciones en power World para el flujo de potencia entre el SEIN Perú y el SIN Ecuador, para ello se presentan 8 casos de estudio.

  Caso 1: SEIN-SIN operando sin interconexión.

  Caso 2: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de avenida del Perú.

  Caso 3: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de estiaje del Perú.

  Caso 4: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú.

  Caso 5: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de estiaje del Perú.

  Caso 6: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Central Termoelectrica Malacas 4A cobertura la exportación.

  Caso 7: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Centrales Termoelectrica Malacas 4A y Malacas TG6 coberturan la exportación.

  Caso 8: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Centrales Termoelectrica Malacas 4A y

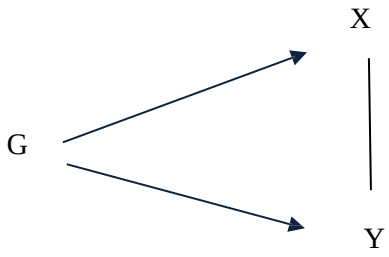
Malacas TG6 coberturan la exportación y reforzamiento de la línea 220 kV entre Zorritos y Machala.

- Se estimaron los beneficios económicos para el mercado eléctrico peruano con la compra y venta de energía al Ecuador.

  Se hice uso de hoja electrónica EXCEL para los cálculos y estimaciones estadísticas de comportamiento y el procesador de textos WORD para la redacción del informe.

3.2 Diseño de investigación:

El diseño de la investigación es no experimental, ya que se realiza sin la manipulación deliberada de las variables. Se fundamenta en la observación de los hechos o acontecimientos tal, como se presentan en su contexto natural, en razón de ello son analizados. Y de tipo longitudinal, porque se utiliza cuando el interés del investigador es el análisis de cambios que se presentan con el tiempo para determinadas variables o entre las relaciones entre ellas. Recopilación información a través del tiempo en períodos especificados.



Donde:

G: Análisis de compra y venta de energía.

X: Transacción comercial SEIN-SIN.

Y: Dinámica del Mercado Eléctrico Peruano.

3.3 Población y muestra:

La población y muestra es única siendo los sistemas eléctricos SEIN de Perú y SIN de Ecuador. Se toman en cuenta todas las centrales de energía pertenecientes a ambos sistemas eléctricos por conveniencia, porque todas intervienen en el despacho de generación.

Figura 20

Enlace Interconexión Regional Perú-Ecuador

Nota. En la figura se representa la interconexión entre las localidades de Zorritos en Perú y Machala en Ecuador. Imagen tomada de COES (2024)

La oferta de generación de energía en el Perú se compone de Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y con Recursos Energéticos Renovables), con las características siguientes:

Oferta Total de Generación: 13 153,08 MW (100%)

Oferta Hidroeléctrica: 5 274 MW (40,1 %)

Oferta Termoeléctrica: 6 894,4 MW (52,4%)

Oferta RER: 1 139,59 MW. (7,5%)

Mercado Eléctrico del Ecuador SIN.

El sector energético eléctrico del Ecuador también ha pasado por diferentes procesos de mejoras, desde liberalizar sus actividades de generación, transmisión y distribución antes monopolizadas, buscando insertar agentes de mercado que la hagan de calidad. En marzo de 1999, el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador asumió la supervisión y control del sector energético. Es necesario precisar que para el 2020 se registró 80 empresas de generación pública y 59 empresas privadas, en donde la empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador-CELEC EP cuenta con la mayor producción.

Mientras que las actividades de distribución y comercialización de energía están a cargo del Estado, con 9 empresas públicas en diversas zonas de concesión. (Sota, 2022)

En cuanto a la demanda, se cuenta con dos tipos de usuarios finales, donde la mayor parte son los usuarios regulados que están representados por los usuarios que adquieren la energía desde las empresas de distribución, y los usuarios o compradores libres. Estos últimos, deben tener un consumo mayor a los 4 500 MWh/año y una máxima demanda mayor a 650 kW dentro de los seis meses inmediatamente anteriores a su firma contractual de compra de energía. No se cuenta con un mercado eléctrico mayorista y cada planta de generación valoriza su energía producida de acuerdo a su costo variable; existiendo un cargo fijo asignado a los consumidores regulados y del mismo modo el operador del sistema eléctrico debe estimar costo operativo que se basa en la operación conjunta al despacho con Colombia, con lo cual la exportación e importación, afecta significativamente a la valorización de las transacciones internacionales de energía con Colombia.

Las estadísticas de importación y exportación se detallan en los anexos 1,2,3,4,5,6,7,8.

3.4 Operacionalización de las variables:

Variable independiente: Compra y venta de energía

- Energía exportada desde el SEIN (MWh)
- Energía importada al SEIN (MWh)
- Capacidad red de transmisión SE Zarumilla-SE Machala (kV)

Variable dependiente: Costo de energía en el mercado eléctrico peruano.

- Costo de la energía de generación exportada desde el SEIN. (U$/MWh)
- Costo de la energía de generación importada al SEIN. (U$/MWh)
- Porcentaje de reducción del precio de generación en el Perú (%)

3.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos:

Las técnicas de recolección empleadas son:

Método de observación. La observación científica "tiene la capacidad de describir y explicar el comportamiento, al haber obtenido datos adecuados y fiables correspondientes a conductas, eventos y /o situaciones perfectamente identificadas e insertas en un contexto teórico. La observación es un elemento fundamental de todo

proceso de investigación; en ella se apoya el investigador para obtener el mayor número de datos. (Pérez, 2015)

Técnica documental o Documentación, La investigación documental es una técnica de investigación cualitativa que se encarga de recopilar y seleccionar información a través de la lectura de documentos, libros, revistas, grabaciones, filmaciones, periódicos, bibliografías, etc. Entre las características más importantes de la investigación documental se encuentran las siguientes: La recolección y uso de documentos existentes para analizar los datos y ofrecer resultados lógicos. Recolecta los datos con un orden lógico, lo que permite encontrar hechos que sucedieron tiempo atrás, encontrar fuentes de investigación y elaborar instrumentos de investigación, etc. Utilizas múltiples procesos como análisis, síntesis y deducción de documentos. Se realiza de forma ordenada, con una lista de objetivos específicos con el fin de construir nuevos conocimientos. (Pérez, 2015)

Los instrumentos de recolección de datos son los siguientes:

Registro de información, consiste en un instrumento de recolección de información a registrar de acuerdo a la información generalmente estadística, la cual de be ser de una fuente confiable. Se elaboraron formatos para el recojo de la información relacionada a la generación de energía, reserva y costos de generación por los 02 sistemas eléctricos para poder identificar las oportunidades de transacción comercial que permitan dar un mayor dinamismo al mercado eléctrico peruano.

Ficha técnica, son los instrumentos que permiten el registro e identificación de las fuentes de información, en este caso las fichas técnicas de las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y centrales RER, las cuales son obtenidas del portal del COES SINAC y CENACE.

3.6 Técnicas de análisis de resultados:

Se detalla la secuencia de cálculo para determinar los resultados que forman parte del informe.

- Identificación de los periodos de compra de energía según la disponibilidad de recursos energéticos del Ecuador. Para cada periodo de transacción comercial se identifica la energía comercializada y su valorización.

  Del mismo modo los meses característicos de exportación e importación.

- Determinación de las condiciones de importación de energía al SEIN Perú desde el SIN Ecuador.
- Determinación las condiciones de exportación de energía del SEIN Perú al SIN Ecuador.
- Realización de 8 casos de simulaciones de flujo de potencia entre el SEIN Perú y el SIN Ecuador.
- Estimación de los beneficios económicos para el mercado eléctrico peruano con la compra y venta de energía al Ecuador.

Se empleo el PowerWorld Simulator es un software de simulación de sistemas de energía eléctrica utilizado por ingenieros y analistas en la industria eléctrica. Permite a los usuarios modelar, simular y analizar sistemas de energía eléctrica en tiempo real o en base a escenarios hipotéticos.

PowerWorld es ideal para la enseñanza y el análisis de sistemas eléctricos y para la investigación. De hecho, la versión original del software Simulator se creó como herramienta para la enseñanza de sistemas de potencia y la presentación de resultados de análisis de sistemas de potencia a audiencias técnicas y no técnicas por igual. Desde entonces, Simulator ha evolucionado hasta convertirse en la potente plataforma de análisis y visualización de sistemas eléctricos que es hoy en día.

Funcionalidades

Modelado de sistema eléctrico

Análisis de estabilidad

Optimización de la operación del sistema

Análisis de cortocircuitos.

IV. Resultados y discusión.

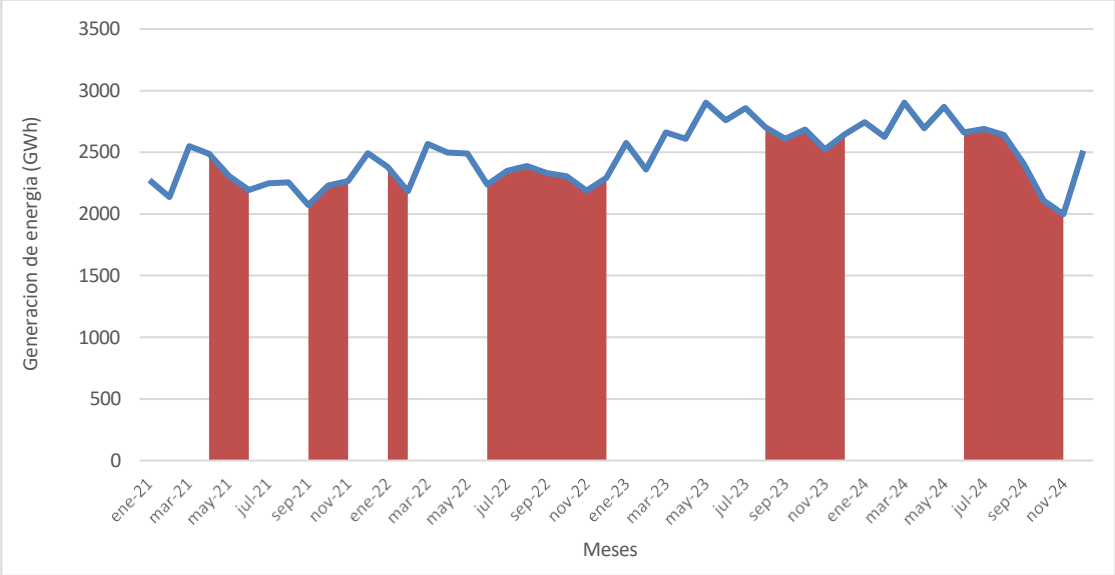
4.1 Caracterización histórica del SEIN y SIN.

Con respecto al SIN.

Se presenta el comportamiento del SIN para los periodos comprendidos 2021-2024, en el cual se observa muchos periodos decrecientes en la generación de energía eléctrica, identificándose un total de 6 periodos de reducción de la generación, siendo los más resaltantes el de junio a diciembre 2022, en donde la producción de energía decayó 252 GWh desde mayo a junio 2022 (lo que representa cerca del 10% de la generación de energía). El segundo periodo identificado es de agosto a diciembre 2023, en donde la generación de energía decayó 251 GWh desde julio a agosto del 2023 (lo que representa el 8,8% de la generación de energía). El tercer periodo identificado es entre setiembre a noviembre 2024, donde la producción decayó desde agosto a setiembre del 234 GWh alcanzando valores de 2 108 GWh y 1 998 GWh para octubre y noviembre 2024 respectivamente (habiéndose alcanzado reducciones porcentuales de generación de energía con respecto a agosto de 20,8 y 24,9% respectivamente)

Figura 21

Análisis de producción de energía en el SIN periodo 2021-2024



Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico de la producción de energía en el SIN y se identifica periodos de descenso de la producción de energía, elaboración propia.

Tabla 1

Comportamiento de la producción de energía 2021-2024 SIN

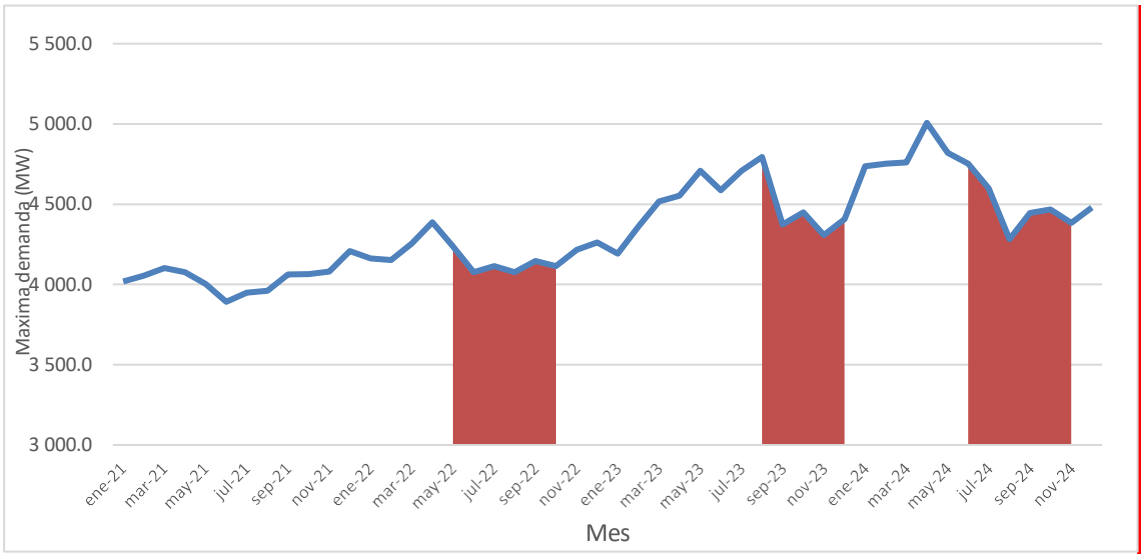
Mes/Año	2021	2022	2023	2024
Enero	2 274	2 381	2 574,8	2 745
Febrero	2 136	2 184	2 360,7	2 625
Marzo	2 551	2 567	2 661,2	2 903
Abril	2 488	2 498	2 609,0	2 696
Mayo	2 309	2 490	2 901,8	2 870
Junio	2 195	2 238	2 759,5	2 661
Julio	2 248	2 350	2 859,0	2 689
Agosto	2 257	2 390	2 703,8	2 640
Setiembre	2 072	2 331	2 608,8	2 406
Octubre	2 230	2 307	2 685,5	2 108
Noviembre	2 266	2 190	2 522,7	1 998
Diciembre	2 493	2 293	2 646,4	2 513

Nota. En la tabla se representa los cambios en la producción de energía en el SIN asociado a la Figura 21, por ejemplo, entre los meses marzo 2021 a junio 2021 hubo una reducción de la producción de energía. Elaboracion propia con informacion de CENACE (2025)

Con referencia a la máxima demanda en el periodo 2021-2024 solo se ha incrementado desde 4 018 a 4 479 MW incrementándose 2,5 % en promedio anual, identificándose 3 periodos de tiempo en el cual se ha contraído la máxima demanda, así tenemos el primer periodo entre junio a noviembre 2022, (rediciéndose entre mayo a junio del 2022 en 252 MW), el segundo periodo entre agosto a noviembre del 2023, (rediciéndose entre julio a agosto del 2022 en 156 MW, alcanzándose contracciones de la máxima demanda en 336 MW en noviembre con respecto a julio 2023). El 3 periodo se prolongó desde junio a noviembre 2024, alcanzando un valor 4 384,5 MW en noviembre (la contracción de la máxima demanda con respecto a mayo 2024 fue de 435 MW en un porcentaje de 9%)

Figura 22

Análisis de la máxima demanda en el SIN periodo 2021-2024

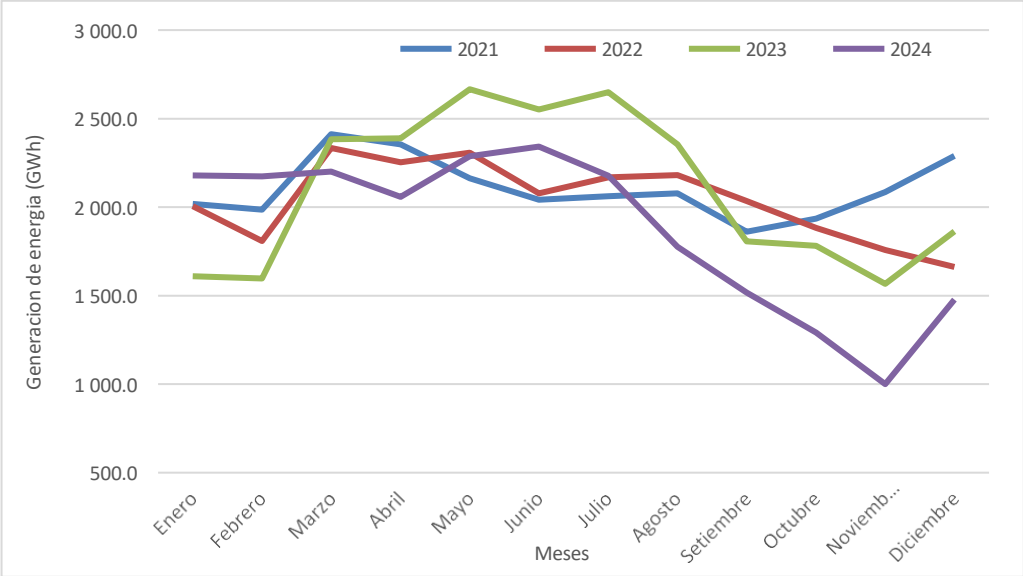


Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico de la máxima demanda en el SIN, elaboración propia.

Se presentan los resultados relacionados a la comparación año a año del periodo 2021-2024 de la generación de energía con centrales hidroeléctricas, las cuales suman un total de 4 775 MW de oferta efectiva. Se ha identificado que en promedio desde los meses de agosto a noviembre se reduce la generación de energía con centrales hidroeléctricas habiéndose reducido notablemente el año 2024, el cual fue desde julio 2024 el descenso de la contribución a la generación de energía con centrales hidroeléctrica. En los últimos 4 años se ha agudizado esta problemática, debido a ausencia de lluvias suficientes para genera energía con centrales hidroeléctricas. Mientras que entre el mes de marzo hasta el mes de julio se alcanza las mayores contribuciones de la generación hidroeléctrica a la oferta total de generación.

Figura 23

Comparativo de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SIN periodo 2021-2024

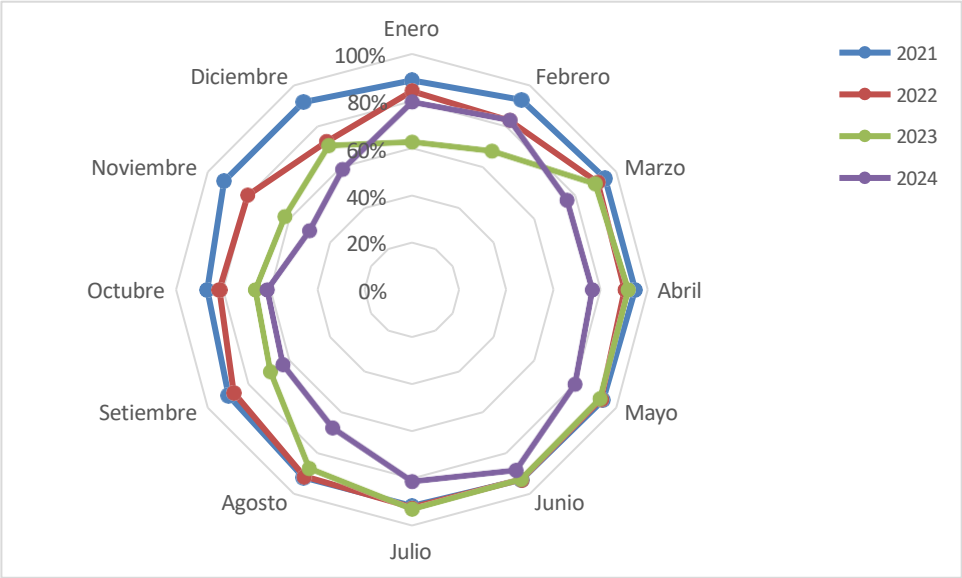


Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la generación de energía con centrales hidroeléctrica en el SIN para los periodos 2021-2024, elaboración propia.

Se presentan los resultados de la contribución de la generación de energía con centrales hidroeléctricas a la generación de energía total producida en el SIN, donde progresivamente a decaída desde el año 2021 al 2024. Para el año 2021, en el mes de marzo se alcanzó un valor de 94,7% de aportación hidráulica a la generación total, siendo el valor mínimo de ese año de 86,8% en el mes de octubre. El año 2022 alcanzo un valor máximo de 92,9 % en junio y un valor mínimo de 80,3% en noviembre de ese año. Para el año 2023 se alcanzó un valor máximo de 92,7 % en julio y un valor mínimo de 62,1% en noviembre de ese año. Mientras que para el año 2024 se alcanzó un valor máximo de 88 % en junio y un valor mínimo de 50,1% en noviembre de ese año.

Figura 24

Contribución porcentual de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SIN periodo 2021-2024

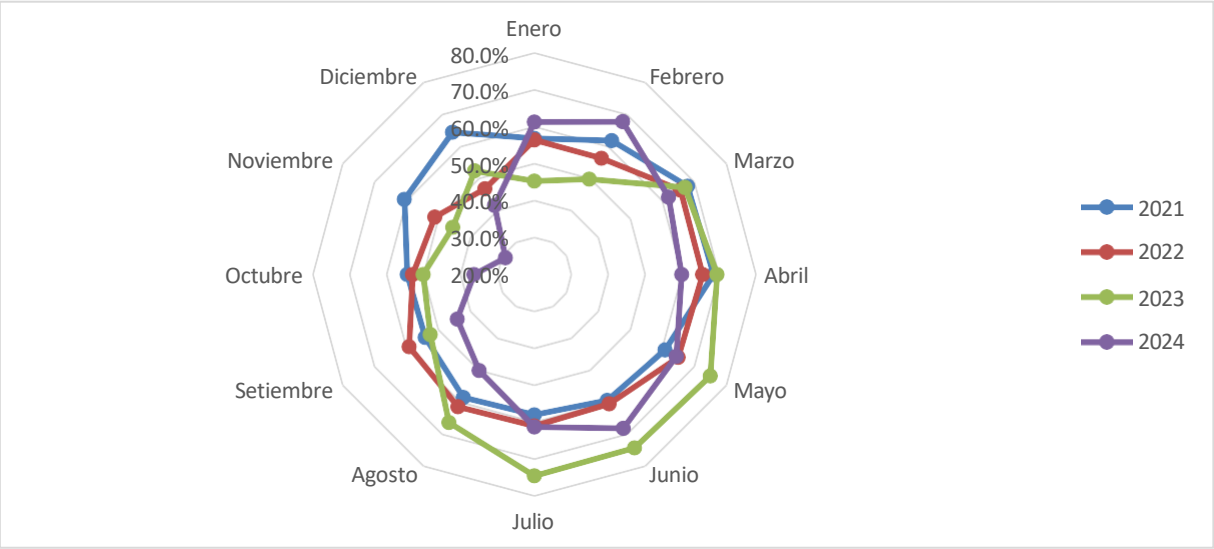


Nota.: En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la contribución porcentual de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SIN para los periodos 2021-2024, elaboración propia.

Se presentan los resultados de los factores de planta de las centrales hidroeléctricas pertenecientes al SIN teniendo en cuenta desde el año 2021 al año 2024, la cual ha decaído progresivamente desde un valor de 68,5 % máximo el año 2021 a un valor mínimo histórico de 41,6% el 2024. Para el año 2021, en el mes de marzo se alcanzó un valor de 68,5% de aportación hidráulica a la generación total, siendo el valor mínimo de ese año de 54,1% en el mes de setiembre. El año 2022 alcanzo un valor máximo de 65,7 % en marzo y un valor mínimo de 51,1% en noviembre de ese año. Para el año 2023 se alcanzó un valor máximo de 69,5 % en abril y un valor mínimo de 45,6% en noviembre de ese año. Mientras que para el año 2024 se alcanzó un valor máximo de 68,4% en junio y un valor mínimo de 41,6% en diciembre de ese año.

Figura 25

Factor de planta de centrales hidroeléctricas pertenecientes al SIN periodo 2021-2024

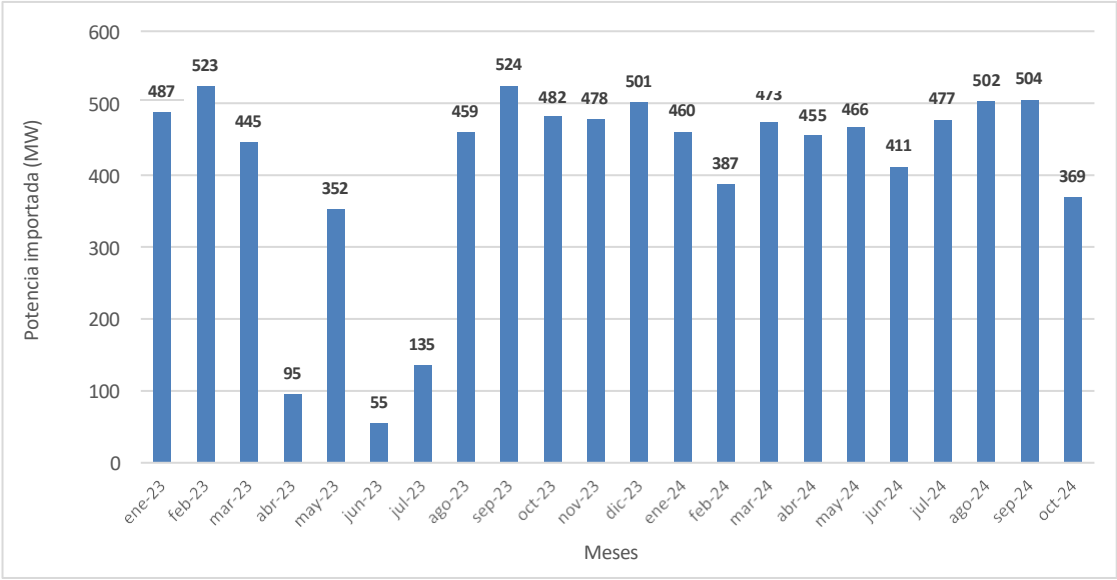


Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual del factor de planta de las centrales hidroeléctricas del SIN, elaboración propia.

En la siguiente figura se presenta la potencia que se importa al SIN desde Colombia y Perú en los años 2023-2024

Figura 26

Potencia importada al SIN periodo 2023-2024



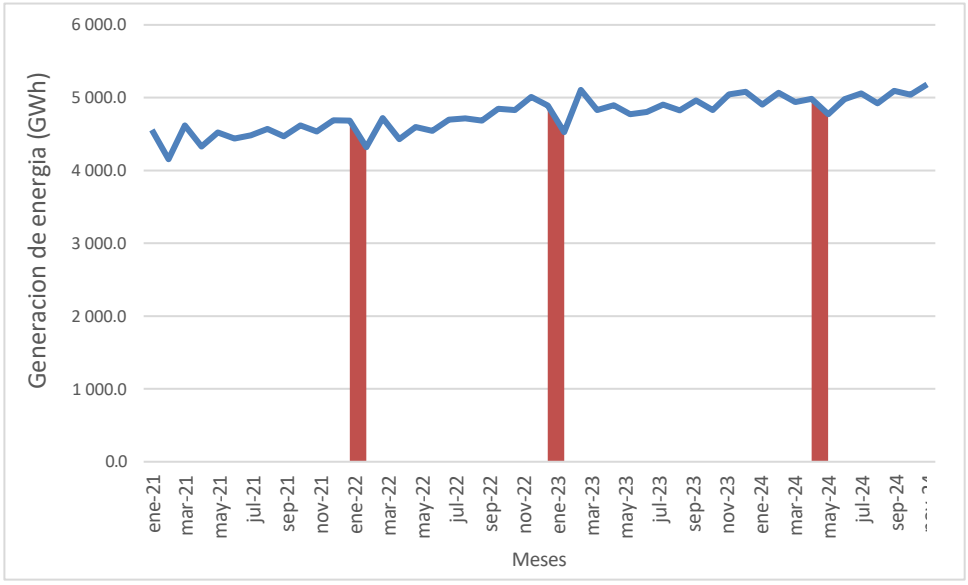
Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la Potencia importada al SIN desde Colombia y Perú entre los años 2023-2024, elaboración propia.

Con respecto al SEIN.

Se presenta el comportamiento del SEIN para los periodos comprendidos 2021-2024, para el caso de la generación de energía se tuvo un creciente desde 4 557 GWh el mes de enero 2021 a 5 182 GWh en el mes de diciembre 2024, con una tasa de crecimiento anual de 3 %. Se presentan periodos de tiempo en el que la generación de energía decrece, pero seguidamente se incrementa nuevamente. Así tenemos por ejemplo en los periodos de enero 2022 a febrero 2022 en la cual la generación de energía decrece 362 GWh, entre enero 2023 a febrero 2023 en la cual la generación de energía decrece 364 GWh y entre mayo 2024 a junio 2024 en la cual la generación de energía decrece 207 GWh.

Figura 27

Análisis de la generación de energía en el SEIN



Nota. Se representa el comportamiento histórico de la producción de energía en el SEIN, con periodos de descenso de la producción de energía, elaboración propia.

Tabla 2

Comportamiento de la producción de energía 2021-2024 SEIN

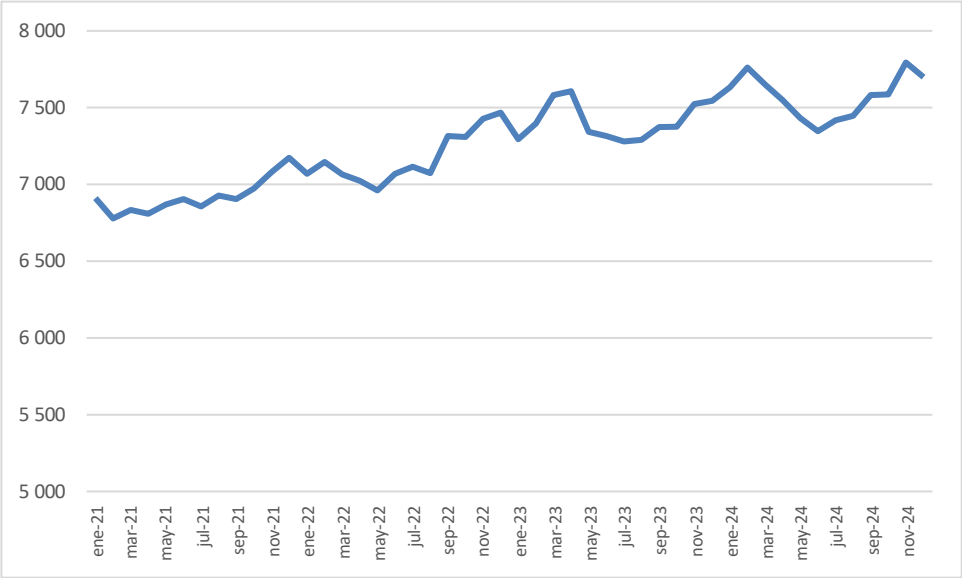
MESES	2021	2022	2023	2024
ENE	4 557,4	4 684,0	4 890,7	5 079,0
FEB	4 154,4	4 321,0	4 526,4	4 904,0
MAR	4 619,3	4 718,0	5 105,6	5 066,0
ABR	4 326,8	4 430,7	4 829,1	4 940,0
MAY	4 523,8	4 595,0	4 894,3	4 982,0
JUN	4 438,2	4 544,5	4 774,7	4 775,0
JUL	4 483,2	4 697,1	4 805,6	4 981,0
AGO	4 571,4	4 714,2	4 905,7	5 057,0
SET	4 468,2	4 686,6	4 826,4	4 922,0
OCT	4 618,2	4 847,3	4 962,3	5 095,0
NOV	4 536,6	4 832,1	4 831,1	5 041,0
DIC	4 687,3	5 012,3	5 043,4	5 182,0

Nota. En la tabla se representa los cambios en la producción de energía en el SEIN asociado a la Figura 27, por ejemplo, entre los meses mayo a julio del 2024 se visualiza un decremento e incremento en la producción de energía. Elaboracion propia con informacion de COES (2025)

Con referencia a la máxima demanda en el periodo 2021-2024 solo se ha incrementado desde 6 910 a 7 699 MW incrementándose 2,85 % habiendo alcanzado un valor histórico de máxima demanda de 7 762 MW en febrero de 2024. promedio anual, se identifican 2 periodos de contracción de la demanda significativos. Entre el mes de abril a mayo 2023, con una reducción de la máxima demanda de 263 MW (lo que representa 3,45 %), y entre los meses de febrero 2024 a junio 2024 con una reducción de la máxima demanda de 415 MW (lo que representa 5,3%).

Figura 28

Análisis de la máxima demanda en el SEIN periodo 2021-2024



Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico de la máxima demanda en el SEIN con periodos de descenso de la producción de energía, elaboración propia.

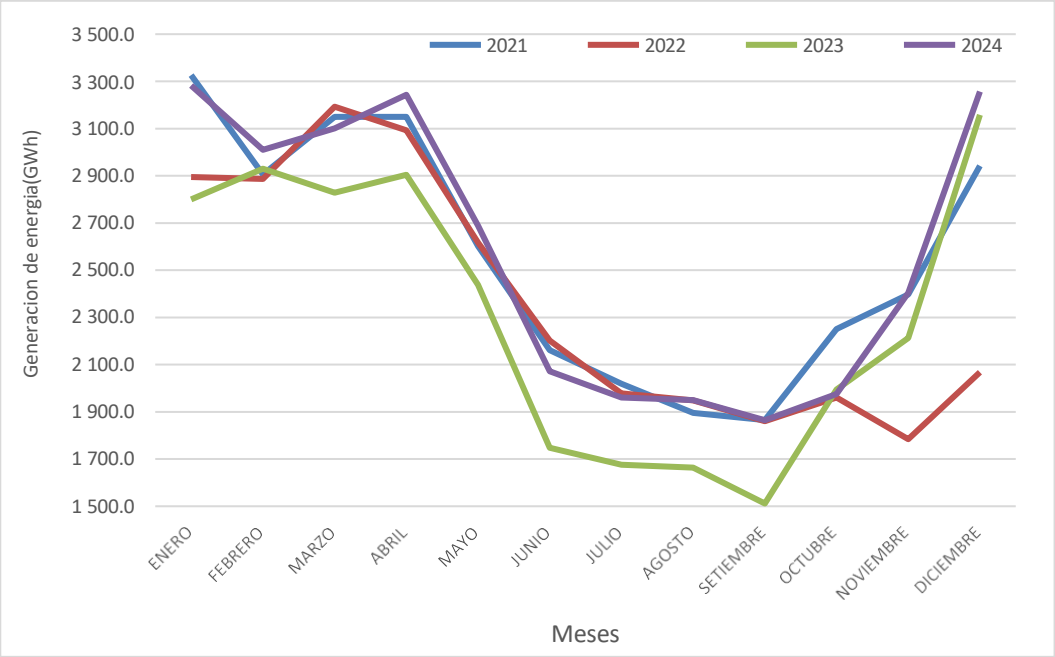
Se presentan los resultados relacionados a la comparación año a año del periodo 2021-2024 de la generación de energía con centrales hidroeléctricas, las cuales suman un total de 5 189 de oferta efectiva el año 2021 y de 5 274 MW para el año 2024. Se ha identificado que en promedio desde los meses de abril a octubre (conocido como periodo de estiaje) se reduce la generación de energía con centrales hidroeléctricas habiéndose incrementado el año 2024 con respecto al año 2023 (año en el cual la contribución a la oferta total de energía por parte de las centrales hidroeléctricas se redujo significativamente).

Así tenemos que, para los meses de enero, se generó 3 282 GWh el 2024, mientras que el año 2023 solo se generó 2 799 GWh (un total de 483 GWh lo que representa un incremento del 17,25%).

Mientras que para los meses de setiembre (mes de menor de las centrales hidroeléctricas a la oferta total) se generó 1 864 GWh para el año 2024, y para el año 2023 tan solo 1 511 GWh. (un total de 483 GWh lo que representa un incremento del 23,3%).

Figura 29

Comparativo de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SEIN periodo 2021-2024



Nota. Se representa el comportamiento histórico mensual de la generación de energía con centrales hidroeléctrica en el SEIN para los periodos 2021-2024 y los periodos de descenso de producción de energía con centrales hidroeléctricas, elaboración propia.

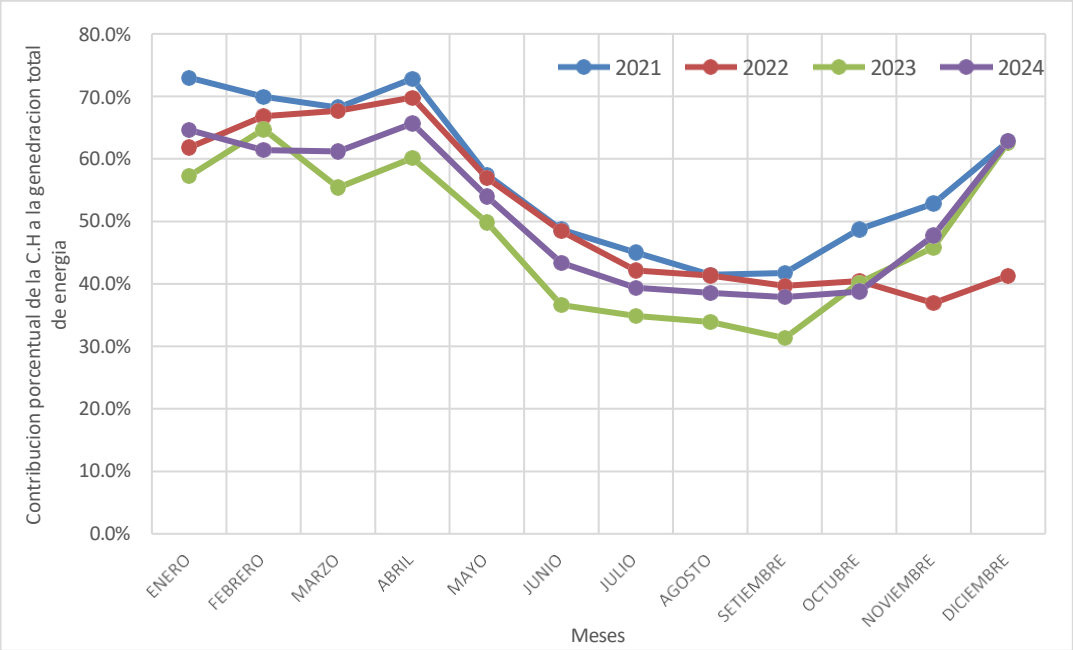
Se presentan los resultados de la contribución porcentual de la generación de energía con centrales hidroeléctricas a la generación de energía total producida en el SEIN, donde la contribución es menor con respecto a los años 2021 y 2022, pero ha mejorado con respecto al año 2023.

Por ejemplo, en periodos hídricos de avenida (diciembre-mayo), para el año 2021, en el mes de enero se alcanzó un valor de 73% de aportación hidráulica a la generación total, mientras que para el año 2024 fue de 64,6% del mismo mes, el cual ha mejorado desde un valor de 57,2% del mes de enero 2023.

Del mismo modo en periodos hídricos de estiaje (junio-noviembre), para el año 2021, en el mes de setiembre se alcanzó un valor de 41,7% de aportación hidráulica a la generación total, mientras que para el año 2024 fue de 37,9% del mismo mes, el cual ha mejorado desde un valor de 31,3% del mes de enero 2023.

Figura 30

Contribución porcentual de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SEIN periodo 2021-2024



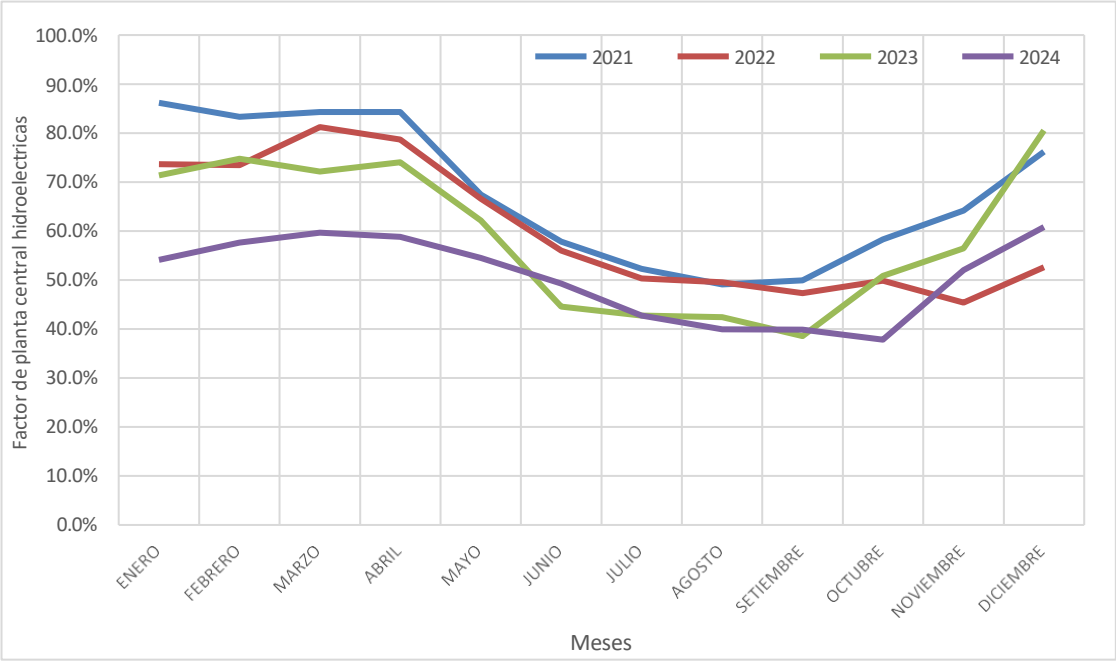
Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la contribución porcentual de la generación hidroeléctrica a la oferta total de energía en el SEIN para los periodos 2021-2024, elaboración propia.

Se presentan los resultados de los factores de planta de las centrales hidroeléctricas pertenecientes al SEIN teniendo en cuenta desde el año 2021 al año 2024, la cual ha decaído progresivamente desde un valor de 86,2 % máximo el año 2021 (enero) a un valor mínimo histórico de 37,8% el 2024 (octubre). Los valores del factor del factor de planta hidráulico han decrecido siendo los valores del año 2024 los menores con respecto a los años 2021,2022 y 2023.

Para el año 2021, en el mes de enero se alcanzó un valor de 86,2% de aportación hidráulica a la generación total, siendo el valor mínimo de ese año de 49,9% en el mes de setiembre. El año 2022 alcanzo un valor máximo de 73,7 % en enero y un valor mínimo de 45,4% en noviembre de ese año. Para el año 2023 se alcanzó un valor máximo de 80,5 % en diciembre y un valor mínimo de 39,9% en setiembre de ese año. Mientras que para el año 2024 se alcanzó un valor máximo de 59,74% en marzo y un valor mínimo de 37,8% en octubre de ese año.

Figura 31

Factor de planta de centrales hidroeléctricas pertenecientes al SEIN periodo 2021-2024



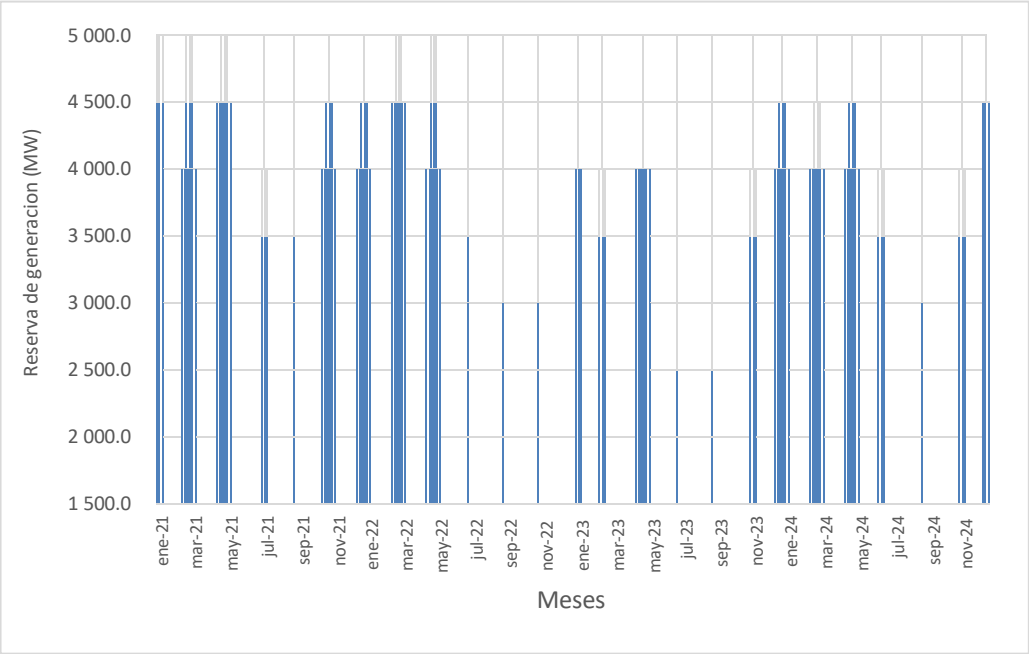
Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual del factor de planta de las centrales hidroeléctricas pertenecientes al SEIN para los periodos 2021-2024, elaboración propia.

La reserva efectiva de generación está relacionada a la diferencia entre la oferta total que ofertan las centrales termoeléctricas y la potencia generada por las centrales termoeléctricas en la cobertura de la máxima demanda. Esta reserva estuvo en condición de disponibilidad para cubrir la reducción de la potencia generada por las centrales hidroeléctricas y eólicas durante los periodos de máxima demanda del sistema en el SEIN. Así tenemos que par el año 2024, se tuvo 3 926 MW de reserva efectiva de generación que represento el 43,6 % de la oferta efectiva de esa fecha, mientras que para el mes de abril 2024 se tuvo 4 475 MW de reserva efectiva de generación que represento el 47,5 % de la oferta efectiva de esa fecha. Siendo la reserva efectiva disponible compuesta por centrales termoeléctricas con gas natural y petróleo DB5.

E incluso para el mes de setiembre 2024, fecha en la cual se presentó el menor valor del factor de planta hidráulico histórico, se tuvo una reserva efectiva de 2 972 MW que representa un valor de 37,2%.

Figura 32

Comportamiento de la reserva efectiva de generación en el SEIN periodo 2021-2024



Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la reserva efectiva en el SEIN compuesto por centrales termoeléctricas con gas natural y petróleo BD5 pertenecientes al SEIN para los periodos 2021-2024, elaboración propia.

4.2 Comercialización de energía y potencia entre el SEIN y SIN.

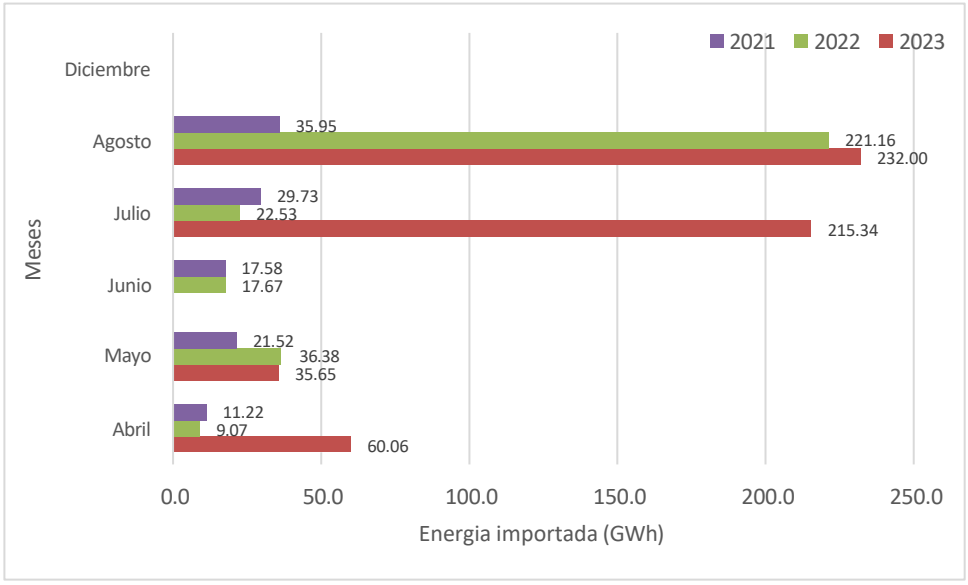
Referente a la importación.

Con referencia a la importación de energía desde el Ecuador para cubrir la demanda en el Perú, el año 2024 no se tuvo ninguna transacción comercial debido al racionamiento de energía en el Ecuador, este se ha venido reduciendo progresivamente desde el año 2021 a la fecha. Los meses de importación de energía son abril, mayo, junio, julio, agosto y diciembre, aunque el año 2023 no se importó energía en los meses de diciembre y junio. El mes de mayo 2021 se realizó una transacción comercial de 16,988 GWh de energía importada, siendo la más alta histórica a la fecha. En junio 2022 se realizó la máxima importación de energía con un valor de 10,513 GWh.

El mes de mayor importación de energía el 2023 fue en el mes de julio con un valor de 8,413 GWh.

Figura 33

Importacion de energía desde el SIN periodo 2021-2024



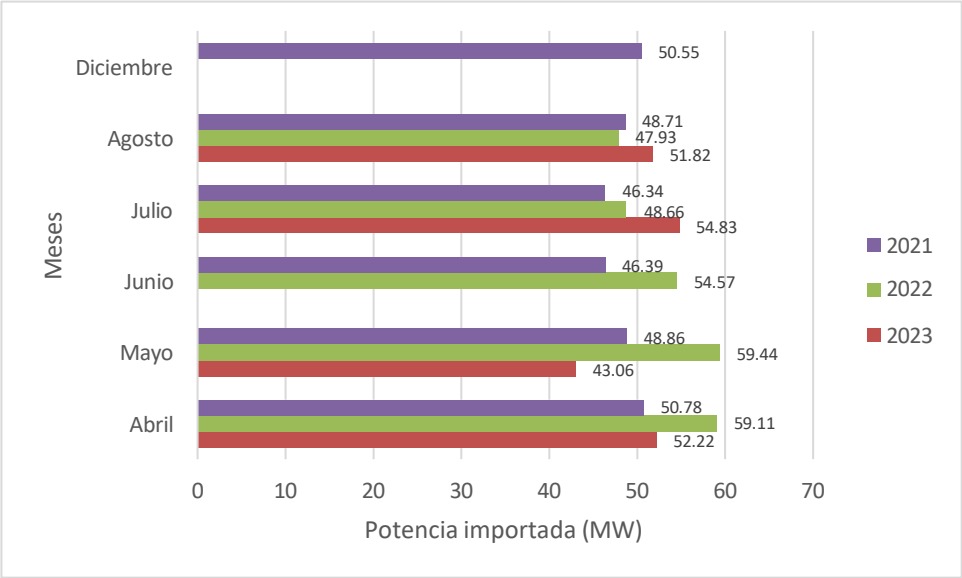
Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la importación de energía desde el SIN, los cuales solo se han realizado en 6 meses, y además el año 2024 no hubo importación de energía, elaboración propia.

Con referencia a la importación de potencia desde el Ecuador para cubrir la demanda en el Perú, el año 2024 no se tuvo ninguna transacción comercial debido al racionamiento de energía en el Ecuador. Los meses de importación de potencia son abril, mayo, junio, julio, agosto y diciembre, aunque el año 2023 no se importó potencia en los meses de diciembre y junio. El mes de mayor importación de potencia histórica es 59,44 MW en mayo 2022. El mes de abril 2021 se realizó una transacción comercial de 50,78 MW de potencia importada, en mayo 2022 se importó 59,44 MW, mientras que en siendo la más alta histórica a la fecha. En junio 2022 se realizó la máxima importación de energía con un valor de 54,57 MW.

Mientras que el mes de julio 2023 se importó un valor de 54,83 MW.

Figura 34

Importacion de potencia desde el SIN periodo 2021-2024



Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la importación de potencia desde el SIN, los cuales solo se han realizado en 6 meses, y además el año 2024 no hubo importación de potencia, elaboración propia.

En la siguiente tabla se presentan los resultados comerciales de la importación de energía desde el SIN en los periodos 2021-2024, por ejemplo para el último mes de compra que fue en agosto del 2023, el costo marginal del SEIN alcanzo un valor de 170,17 U$/MWh, el cual estuvo influenciada por la operación de la central termoeléctrica de Reserva Fría de Puerto Eten con petróleo BD5 (con un costo variable total de 254,72 U$/MWh) quien opero el mencionado mes debido a la baja producción de las centrales hidroeléctricas del Perú (déficit de recurso hídrico disponible para generación), en ese mes se adquirió 232 GWh de energía a un precio de 92,7 U$/MWh. La compra de energía al SIN permitió controlar el precio de la central termoeléctrica de Reserva Fría de Puerto Eten, presentándose un efecto positivo al reducirse los costos operativos en 49,7%.

Los beneficios de la compra de energía permiten en algunos meses reducción de sus costos operativos en 992%, dependiendo básicamente de las condiciones de generación de cada sistema eléctrico, presentándose mucho dinamismo en el mercado.

Tabla 3

Características comerciales de la importación desde el SIN

Mes-año	Promedio compra (U$/MWh)	Costo Marginal. SEIN U$/MWh	CVT Central Ter. U$/MWh	Central Termoelectrica	Reducción (%)
Abr-23	2,6	42,1	48,1	CT TG7	14,3%
May-23	10,9	57,27	57,28	CT TG Utis	0,01%
Jul-23	10,9	149,25	262,33	CT NEPI (BD5)	75,8%
Ago-23	92,7	170,17	254,72	CT Reserva Fría Eten (BD5)	49,7%
Abr-22	6,7	22,18	38,14	CT TG8	72,0%
May-22	4,1	28,88	315,37	CT NEPB (BD5)	992,0%
Jun-22	2,6	30,67	45,6	CT TG Utis	48,7%
Jul-22	2,5	32,54	63,43	CT Ilo 2 (Carbón)	94,9%
Ago-22	2,4	31,1	32,81	CT Aguaytía TG1	5,5%
Abr-21	6,1	6,09	34,49	CT TG7	466,3%
May-21	3,9	12,09	34,49	CT TG7	185,3%
Jun-21	3,4	13,25	34,49	CT TG7	160,3%
Jul-21	3,8	24,23	33,08	CT TG Las Flores	36,5%
Ago-21	10,2	28,34	37,82	CT TG Chilca 2	33,5%

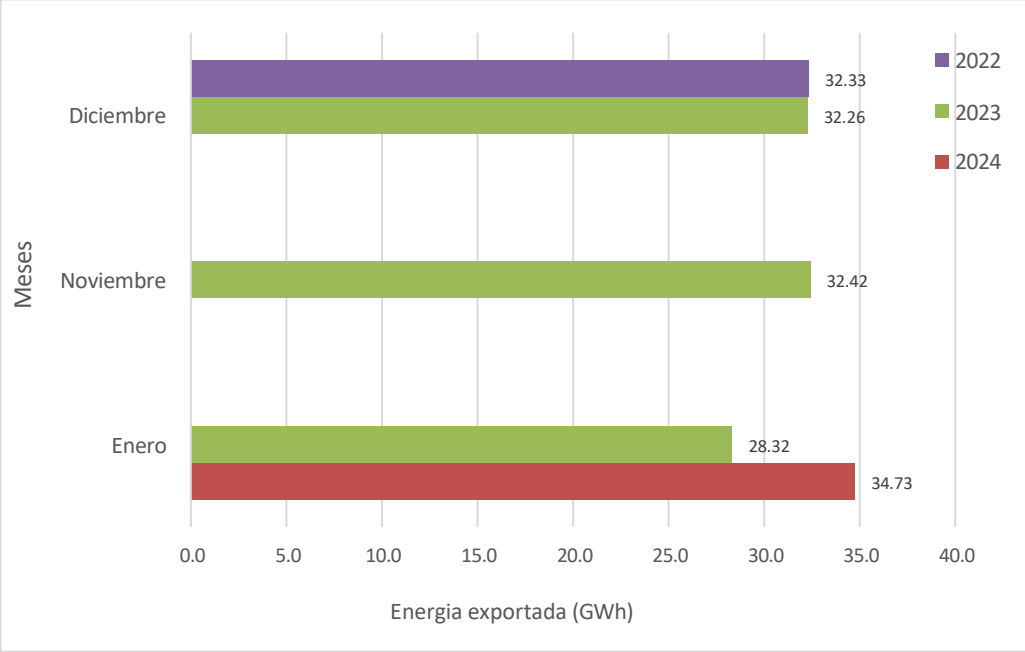
Nota. En la tabla se representa informacion del precio de compra de energía obtenido de los Boletines de estadísticas mensuales del CENACE-Operador nacional de electricidad y de Informes anuales del COES-Perú, en la se detalla los beneficios mensuales en los costos marginales del SEIN, elaboración propia.

Referente a la exportación.

Con respecto a la exportación de energía al Ecuador solo se ha efectuado los años 2022, 2023 y 2024, entre los meses de enero, noviembre y diciembre. El año 2024 se exporto en total 34,73 GWh, siendo el mes de enero 2024 el único mes en la cual se realizó la exportación. El año 2023 se exporto 93 GWh siendo el mes de noviembre 2023 el mes de mayor exportación con un valor de 32,42 GWh. El año 2022 se exporto 32,3 GWh siendo el mes de diciembre 2022, el único mes en el cual se realizó la exportación.

Figura 35

Exportación de energía desde el SIN periodo 2021-2024

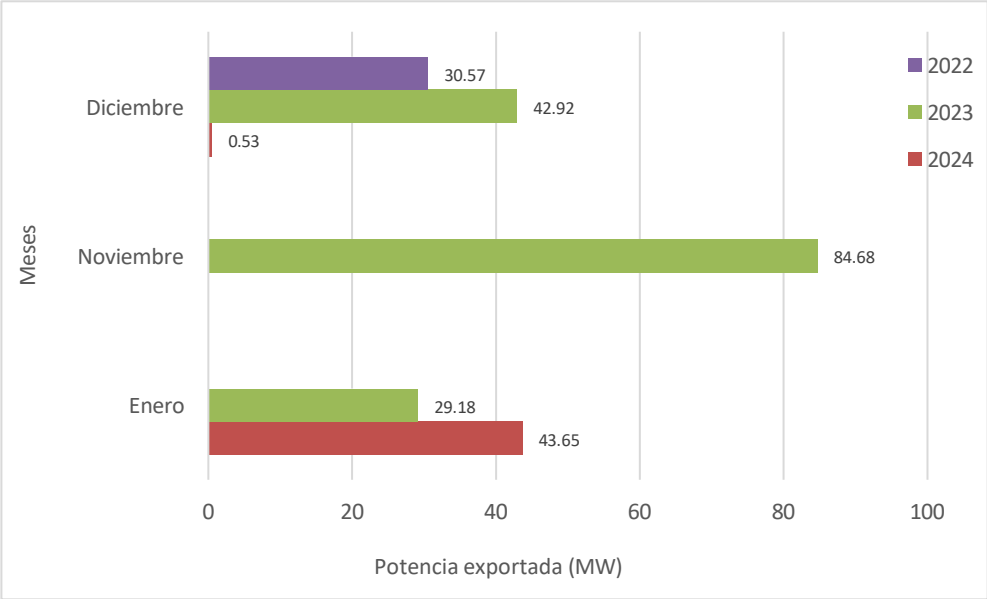


Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la exportación de energía desde el SIN, los cuales solo se han realizado en 3 meses, y además el año 2021 no hubo exportación de energía, elaboración propia.

Con respecto a la exportación de potencia al Ecuador solo se ha efectuado los años 2022, 2023 y 2024, entre los meses de enero, noviembre y diciembre. El año 2024 se inyecto hacia el SIN una potencia máxima de 43,65 MW, siendo enero el único mes de exportación. En el año 2023 se inyecto potencia al SIN los meses de enero, diciembre, noviembre y enero, siendo el mes de noviembre el de mayor valor de inyección, con 84,68 MW. En el año 2022 solo se inyecto el mes de diciembre 2022 con un valor de 30,57 MW.

Figura 36

Exportación de potencia desde el SIN periodo 2021-2024



Nota. En la imagen se representa el comportamiento histórico mensual de la exportación de potencia desde el SIN, los cuales solo se han realizado en 3 meses, y además el año 2021 no hubo exportación de potencia, elaboración propia.

Se presentan los resultados de los beneficios por la venta de energía desde el SEIN al SEIN.

Tabla 4

Características comerciales de la exportación desde el SEIN

Mes-año	Promedio venta (U$/MWh)	Costo Marg. SEIN U$/MWh	Utilidad (U$/MWh)
Ene-24	66,40	30,70	35,70
Ene-23	50,20	30,79	19,41
Nov-23	296,30	30,42	265,88
Dic-23	117,00	27,03	89,97
Dic-22	50,20	30,30	19,90

Nota. En la imagen se representa informacion del precio de venta de energía obtenido de los Boletines de estadísticas mensuales del CENACE-Operador nacional de electricidad y de Informes anuales del COES-Perú, en la se detalla los beneficios mensuales en los costos marginales del SEIN, elaboración propia.

4.3 Simulaciones de comercialización entre el SEIN y SIN.

Se presentan los resultados de las simulaciones de las transacciones comerciales entre el SEIN y el SIN de la compra y venta de energía, para ello se tiene en cuenta las siguientes premisas:

Con respecto al SEIN se modelizan 8 barras de potencia de referencia (subestaciones eléctricas reconocidas) en las cuales se agregan los puntos de consumo consolidados y cargas especiales y las unidades de generación de energía disponibles por el SEIN, teniendo en cuenta el Informe N° 210-2024 GRT Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2024 - abril 2025. Se describe lo siguiente:

- Barra Zorritos 220 kV ubicada em el departamento de Tumbes de donde a través de la línea L-2249 de 250 MVA se acopla al SEIN a la Barra Talara 220 kV, a la Barra Machala de Ecuador a través de una línea de 150 MVA y además tiene un centro de transformación de potencia 220/60 kV para conectarse a la Barra Zorritos 60 kV.
- Barra Zorritos 60 kV, desde donde alimenta toda el Area Tumbes con una máxima demanda de 45 MW (Tumbes, Zarumilla y Máncora). Además, se acopla la Central Termoelectrica Tumbes compuesta por 2 unidades con MCI sumando 17,4 MW que operan con petróleo BD5 (en condición de reserva disponible solo para casos de emergencia).
- Barra Talara 220 kV, en la cual se acoplan directamente la Central Eólica de Talara de 31 MW, la Central de Cogeneración de la Refinería de Talara de 40 MW (se menciona que esta central solo incluye la potencia inyectada al SEIN, siendo un total de 100 MW su efectiva, de las cuales 60 MW son autoconsumida por la carga especial de la Refinería de Talara y Zona Industrial de la Zona). Además, se acoplan a esta barra con sus propias redes de 220 kV las Centrales Termoeléctricas de la Empresa Orygen Piura provenientes de Malacas. Las cuales son la Central Termoelectrica Malacas 4A de 91,6 MW y Malacas TG6 de 49 MW sumando un total de 140,6 MW operando con gas natural, las cuales operan de forma alternada en el área según la demanda requerida y la Central Termoelectrica de Reserva Fría de Talara de 184,9 MW operando con petróleo BD5 para operar en condiciones de emergencia. Del mismo modo la carga consolidada del área de Talara es de 35 MW.

- Barra Piura Oeste 220 KV, donde se acopla a la Barra Talara a través de la línea L-2250 de 2 terna de 220 kV de 220 MVA de capacidad cada una de ellas. Del mismo modo se cuenta con una conexión a 220 kV con la Barra La Niña a través de doble terna de 220 kV de 400 MVA cada una de ellas (línea L-2241 y L-2162) y cuenta con una subestación de transformación reductora de 220/60 para conectarse con la Barra Piura 60 kV.
- Barra La Niña 220 kV, es una barra de referencia acoplada al resto del SEIN desde donde se suministra la energía faltante a la zona Piura-Tumbes (se menciona que esta barra cuenta con un centro de transformación AT91-253 de 500/220 kV, debido a que desde Chiclayo llega la doble terna de 500 KV). Se ha representado también la carga especial de Bayobar de 15 MW (Minera Misky Mayo). Y además se ha modelizado con un punto de inyección una central de energía proveniente del SEIN, la cual inyecta energía a la Barra según las condiciones de demanda de cada caso a analizar.
- Barra Piura 60 kV, desde donde se alimenta a la mayor parte de Piura, a través de 3 cargas consolidadas: Piura de 102 MW, Huancabamba de 20 MW y Sechura de 20 MW. De esta barra parten 2 líneas de 60 kV, hacia el área de Paita y hacia el área de Sullana.
- Barra Sullana 60 kV, cuenta con una carga consolidada de 40 MW y tiene acopladas 4 centrales de generación ubicadas por la dicha área. Las centrales hidroeléctricas Poechos I de 9,4 MW, Poechos II de 2,5 MW, Curumuy de 12, 5 MW ubicadas en el alto Piura y la Central Termoelectrica con biomasa de la Empresa Caña Brava con 11,6 MW efectivos a la red (descontada su potencia de autoconsumo) ubicada en la zona La Chira. Se interconecta con una línea de 60 KV con la Barra Piura y otra con la Barra Paita.
- Barra Paita 60 kV, cuenta con una carga consolidada de 46 MW (que incluye la carga industrial de 26 MW), esta interconectada a la Barra Piura y a la Barra Sullana.

Con respecto al SIN, se presenta los siguientes componentes para 3 barras consolidades ubicadas en la zona sur de Ecuador que comprenden a CNEL El Oro y CNEL Milagro, teniendo en cuenta informacion disponible del CENACE Ecuador, con las siguientes características:

- Barra Machala 230, ubicada en el CNEL El Oro, interconectada a la Barra Zorritos con una línea internacional de 220 kV. Esta acoplada la Central Termoelectrica de Machala (Turbina de gas con gas natural) de 130 MW (la unidad Machala II de 130 MW retirada de servicio) y cuenta con una carga consolidada de 90 MW. Esta interconectada estratégicamente con las Barras de Minas Francisco y Milagro en una red anillada de 220 kV.
- Barra Minas San Francisco, ubicada en el CNEL El Oro, zona oriental, donde se acopla la Central Hidroeléctrica Minas San Francisco de 270 MW y cuenta con una carga consolidada de 40 MW. Esta interconectada estratégicamente con las Barras de Machala y Milagro en una red anillada de 220 kV.
- Barra Milagro, ubicada en el CNEL Milagro, cuenta con una carga consolidada de 100 MW y se le a acoplado un punto de suministro de energía desde el resto del SIN disponible según los casos analizados. Se hace mención que a esta Barra se acoplan las líneas de transmisión provenientes de Barra Zhoray desde Morona, Barra Nueva Babahoyo desde Los Ríos, Barras Duran y Esclusas en Milagro y Barra Pascuales en Guayas, interconectándose con el resto del SIN.

Se analizan los siguientes casos:

Caso 1: SEIN-SIN operando sin interconexión.

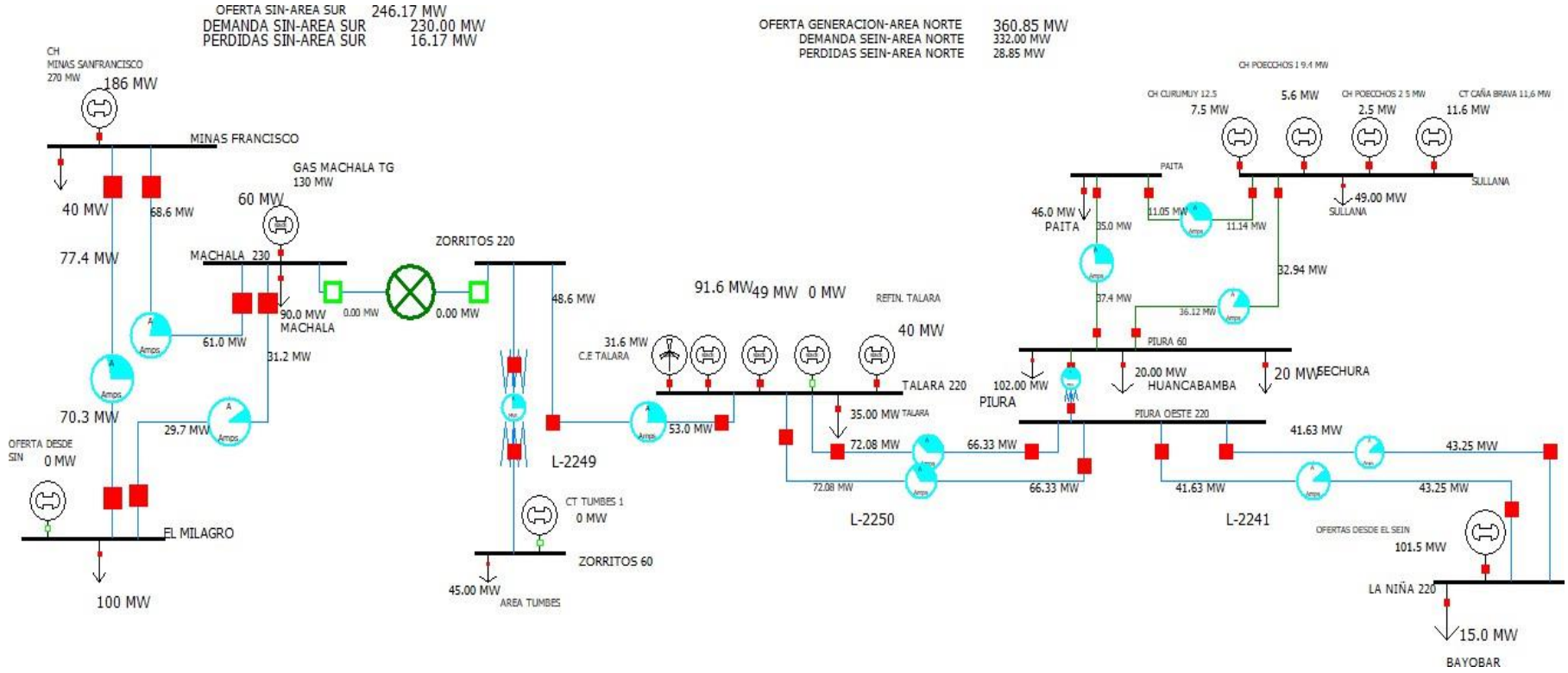
Para este caso se tiene las siguientes premisas:

- El SIN opera en condiciones de avenida con un factor de planta de 68,4 % para la C.H Minas Francisco con 186 MW de potencia efectiva secundada por la C.T Machala a carga parcial, cubriendo la totalidad de la demanda del área ser del SIN de 270 MW.
- El SEIN opera en condiciones de avenida con un factor de planta de 59,74% para las C.H del Area del alto Piura (C.H Poechos I, Poechos II y Curumuy) sumando un total de 16,1 MW de potencia efectiva. Operan la C.T Malacas 4A y la C.T Malacas TG6 con gas natural.

  El Costo variable de operación lo define para el SEIN la C.T Santa Rosa TG8 de con un valor de 42,42 U$/MWh.

Figura 37

Caso 1: SEIN-SIN operando sin interconexión.



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN sin interconexión, en este caso para ambos sistemas eléctricas en periodos de avenida, elaboración propia.

Caso 2: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de avenida del Perú.

Para este caso se tiene las siguientes premisas:

- Se interconectan las Barras Zarumilla 220 kV y Zarumilla 60 kV al SIN, desconectando el flujo de potencia desde la barra de Talara.
- Del Area de Tumbes es abastecida por el SIN a través de la línea de transmisión de 220 kV Machala-Zorritos.
- El flujo de potencia importado es de 50,4 MW en periodos de avenida de Ecuador, en periodos de avenida del SIN.

  Las Centrales Termoeléctricas Malacas 4A, Malacas TG6, Refinería de Talara y la Central Eólica de Talara operan al 100% en la Barra Talara 220 kV, del mismo modo la Central Termoelectrica de Biomasa Caña Brava. Mientras que las 3 Centrales Hidroeléctricas operan con el Factor de Planta de 59.74% (valor del año 2024). La diferencia de la demanda es cubierta a través de la Barra La Niña con un flujo de potencia de 48 MW. (Ver figura 38)

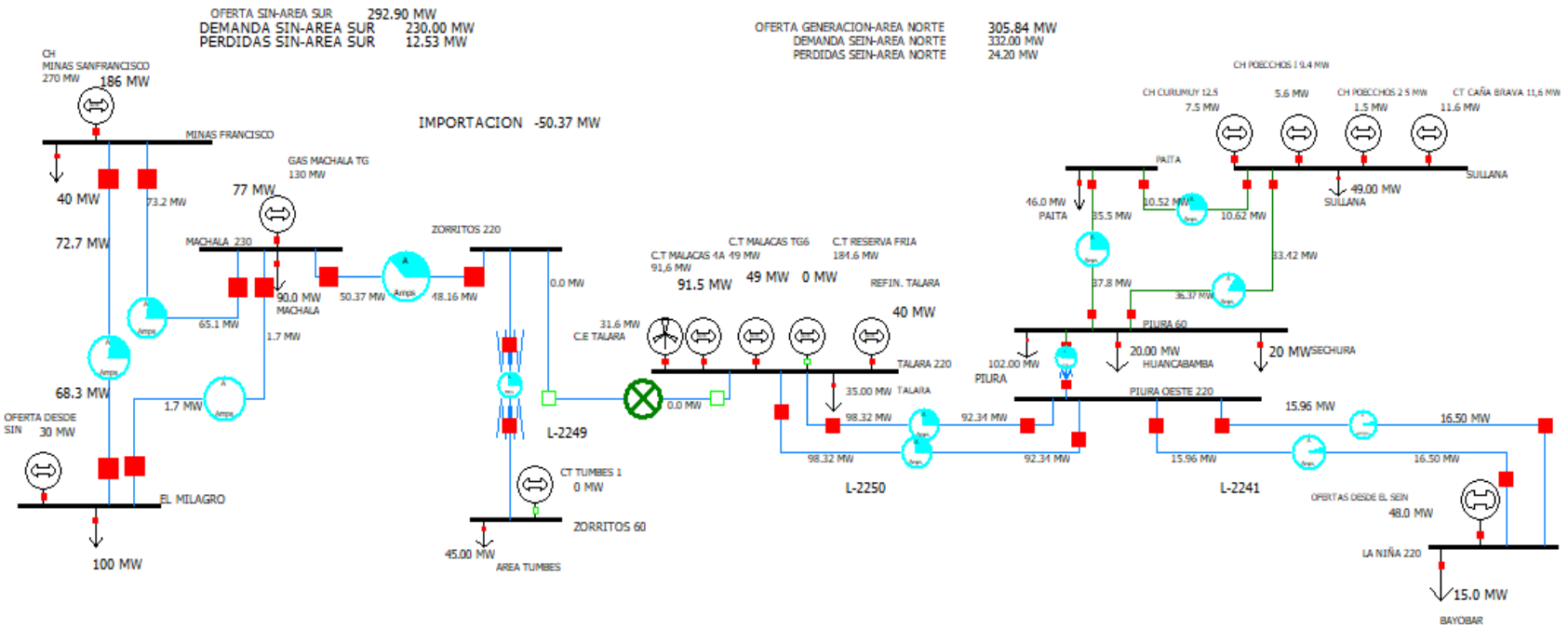
Caso 3: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de estiaje del Perú.

- Similar al Caso 3 en los 2 primeros acápites.
- El flujo de potencia importado es de 50,4 MW en periodos de avenida de Ecuador, en periodos de estiaje del SIN.

  Las Centrales Termoeléctricas Malacas 4A, Malacas TG6, Refinería de Talara y la Central Eólica de Talara operan al 100% en la Barra Talara 220 kV, del mismo modo la Central Termoelectrica de Biomasa Caña Brava. Mientras que las 3 Centrales Hidroeléctricas operan con el Factor de Planta de 37,8% (valor del año 2024 para periodos de estiaje). La diferencia de la demanda es cubierta a través de la Barra La Niña con un flujo de potencia de 54,6 MW. (Ver figura 39)

Figura 38

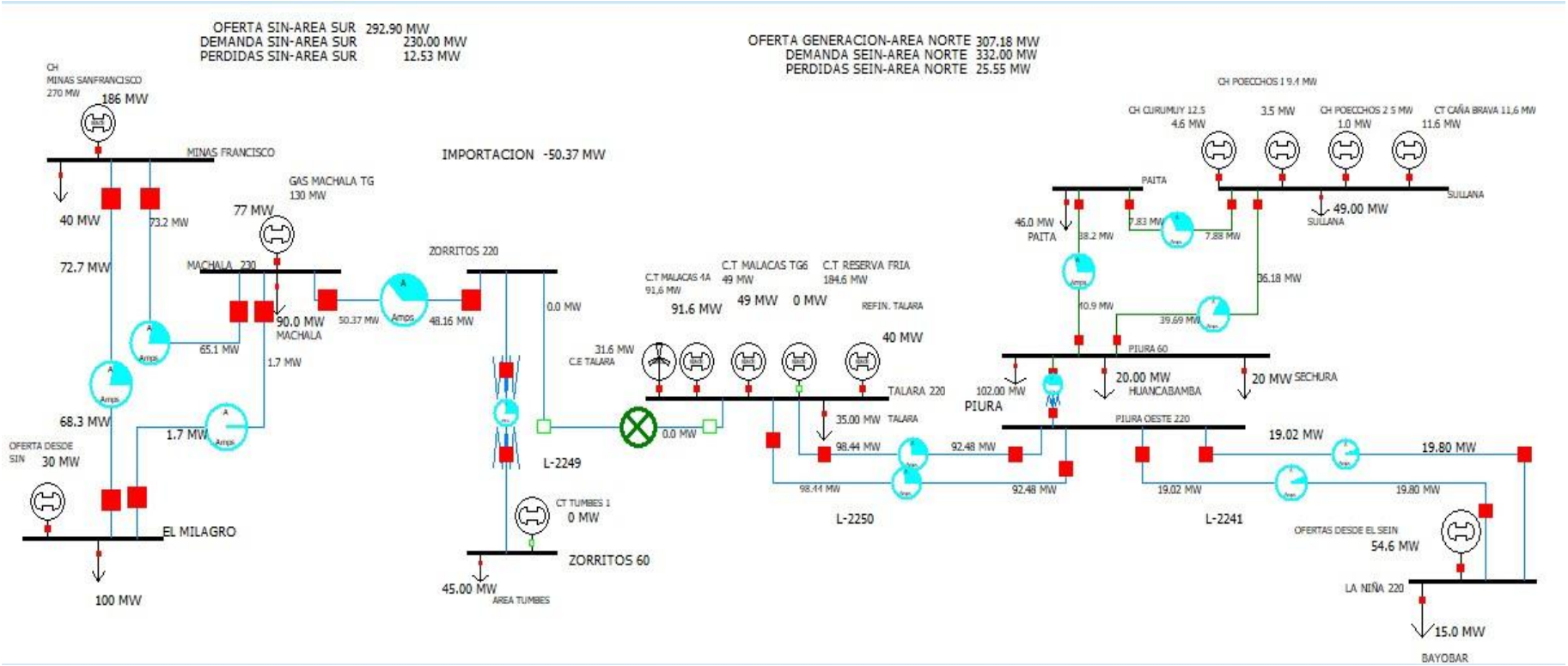
Caso 2: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de avenida del Perú.



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN con interconexión, importándose energía desde el SIN. La importación es asignada al área de Tumbes. Periodo de avenida del Perú. Elaboracion propia.

Figura 39

Caso 3: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión abasteciendo el área de Tumbes, periodo de estiaje del Perú.



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN con interconexión, importándose energía desde el SIN. La importación es asignada al área de Tumbes. Periodo de estiaje del Perú. Elaboracion propia.

Caso 4: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre paises, periodo de avenida del Perú.

Para este caso se tiene las siguientes premisas:

- Se interconectan las Barras Zarumilla 220 kV y Zarumilla 60 kV al SIN, conectándose ambos paises, importándose energía desde el SIN.
- El flujo de potencia importado es de 74,45 MW en periodos de avenida de Ecuador, en periodos de avenida del SIN.

  Las Centrales Termoeléctricas Malacas 4A, Malacas TG6, Refinería de Talara y la Central Eólica de Talara operan al 100% en la Barra Talara 220 kV, del mismo modo la Central Termoelectrica de Biomasa Caña Brava. Mientras que las 3 Centrales Hidroeléctricas operan con el Factor de Planta de 59.74% (valor del año 2024). La diferencia de la demanda es cubierta a través de la Barra La Niña con un flujo de potencia de 30 MW. (Ver figura 40)

Caso 5: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre paises, periodo de estiaje del Perú.

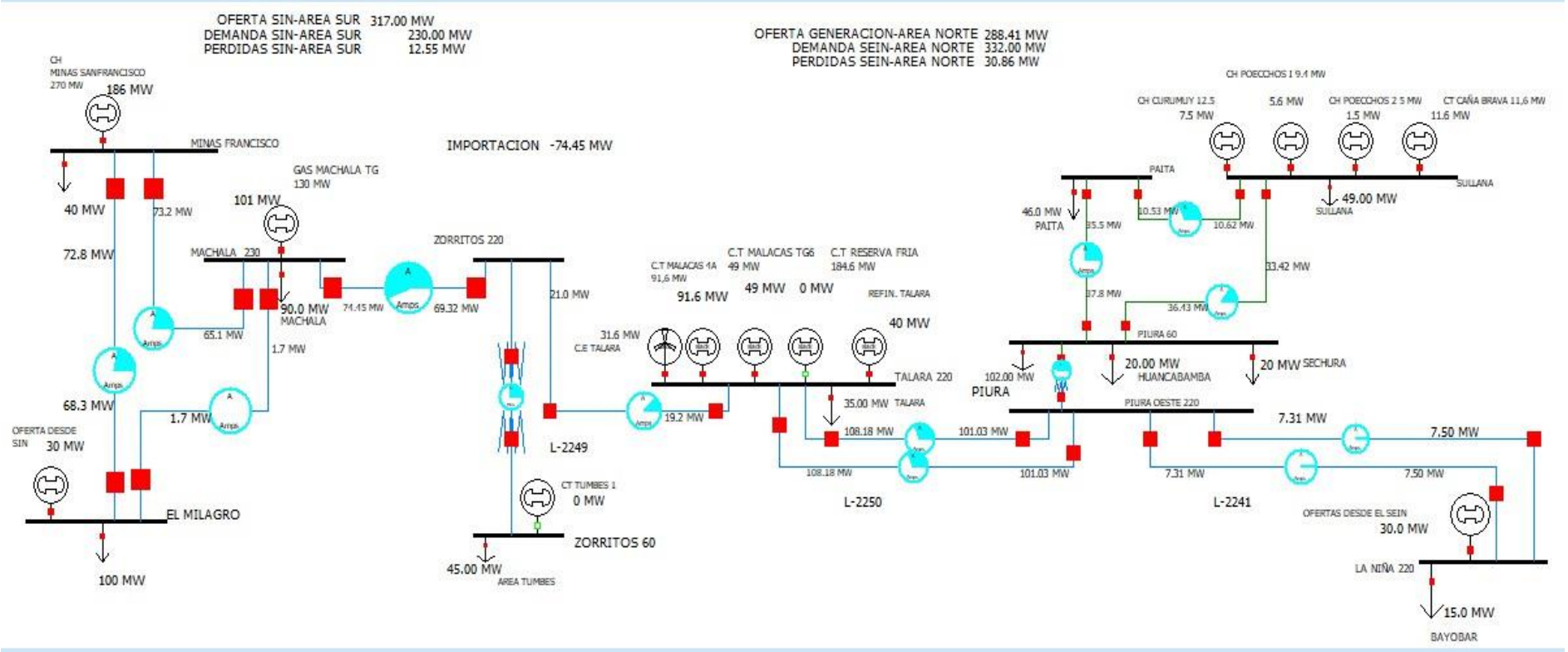
Para este caso se tiene las siguientes premisas:

- Se interconectan las Barras Zarumilla 220 kV y Zarumilla 60 kV al SIN, conectándose ambos paises, importándose energía desde el SIN.
- El flujo de potencia importado es de 79.45 MW en periodos de avenida de Ecuador, en periodos de estiaje del SIN.

  Las Centrales Termoeléctricas Malacas 4A, Malacas TG6, Refinería de Talara y la Central Eólica de Talara operan al 100% en la Barra Talara 220 kV, del mismo modo la Central Termoelectrica de Biomasa Caña Brava. Mientras que las 3 Centrales Hidroeléctricas operan con el Factor de Planta de 37,8% (valor del año 2024). La diferencia de la demanda es cubierta a través de la Barra La Niña con un flujo de potencia de 28,4 MW. (Ver figura 41)

Figura 40

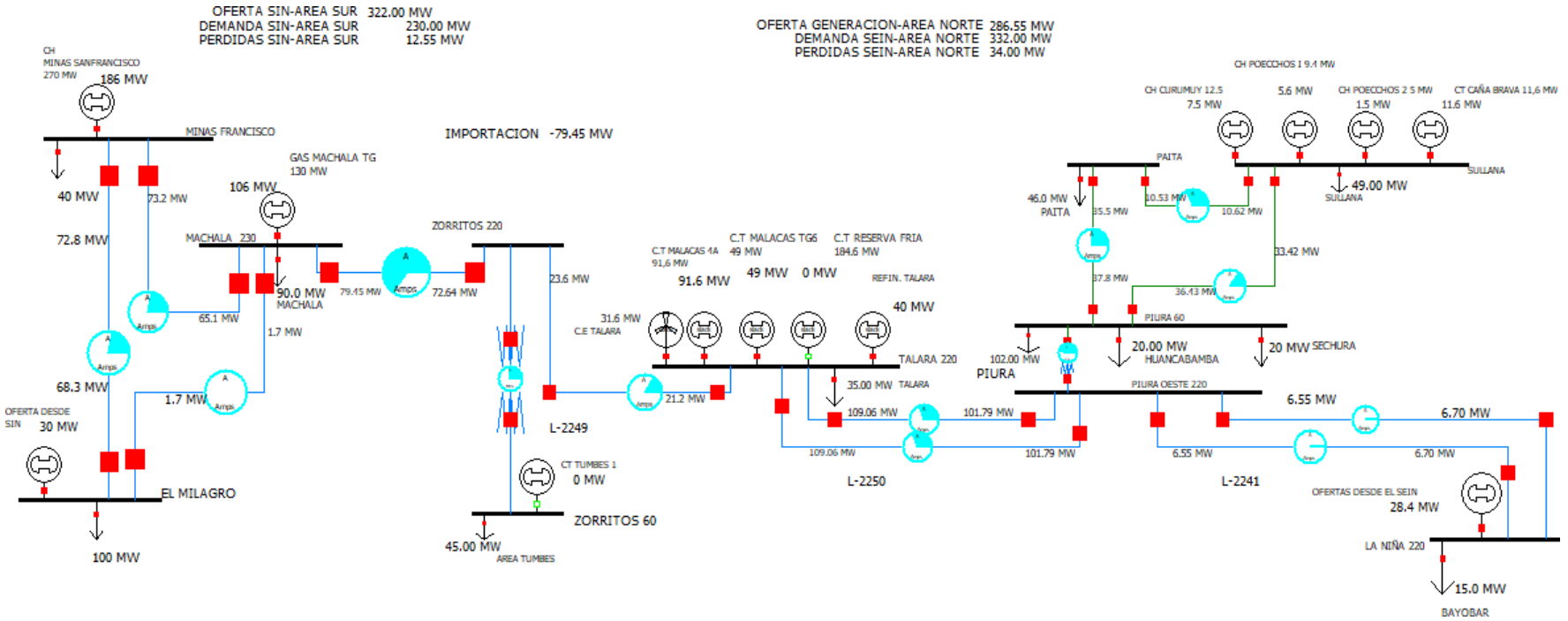
Caso 4: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú.



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN con interconexión, importándose energía desde el SIN. La importación es asignada a todo el SEIN. Periodo de avenida del Perú. Elaboracion propia.

Figura 41

Caso 5: SEIN realiza importación desde el SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de estiaje del Perú.



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN con interconexión, importándose energía desde el SIN. La importación es asignada a todo el SEIN. Periodo de estiaje del Perú. Elaboracion propia.

Caso 6: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre paises, periodo de avenida del Perú. Cubriendo la demanda del SIN la C.T Malacas 4A.
Para este caso se tiene las siguientes premisas:

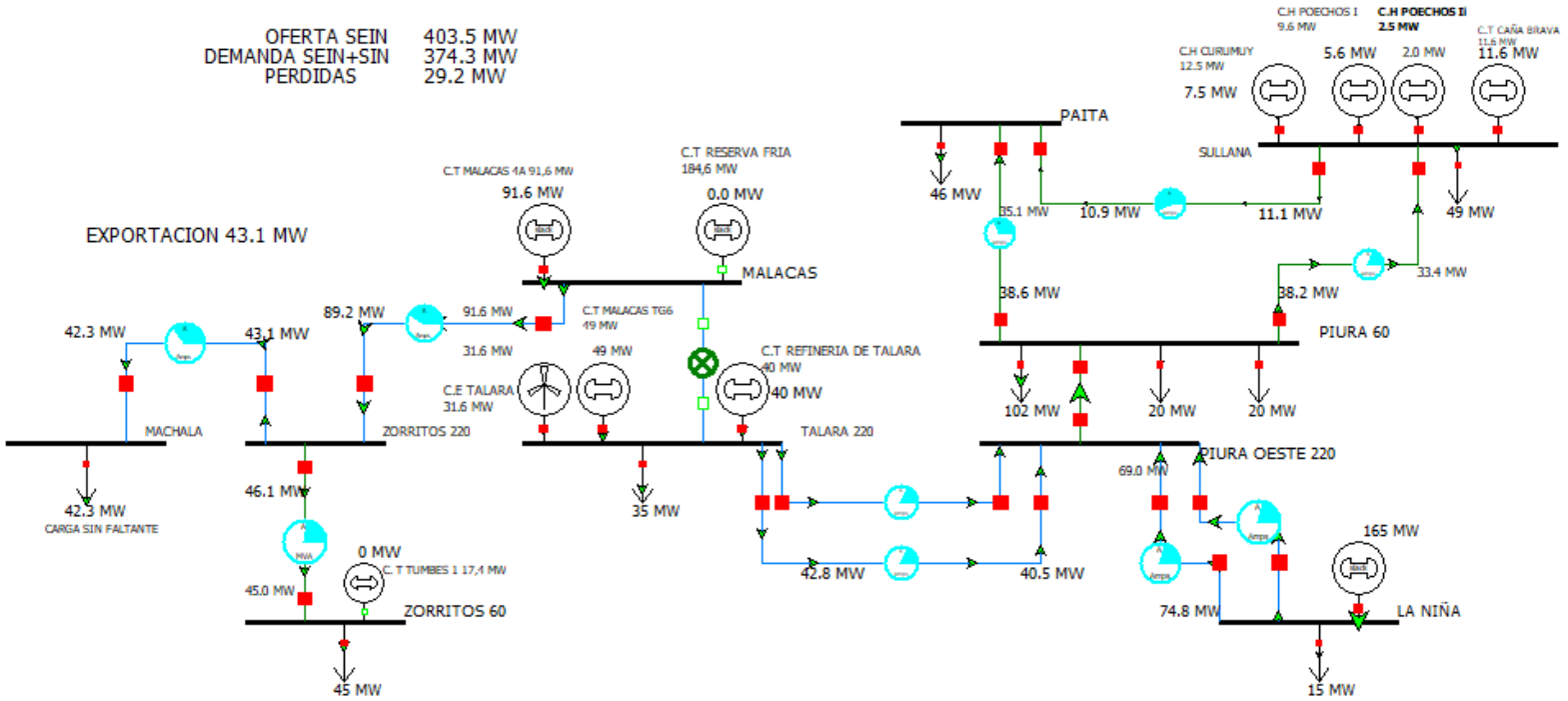
- El SIN esta en periodo de estiaje, por lo tanto, la C.H Minas San Francisco opera con un Factor de Planta de 39,25% (valor del año 2024 en el SIN) con un valor de 106 MW.

  La oferta disponible en el área sur del SIN es de: 106 MW de C.H Minas San Francisco, 135 MW de la C.T Machala y 10 MW que oferta el SIN sumando un total de 246 MW, mientras que la demanda requerida en el SIN es: 40 MW en el área de Minas San Francisco, 90 MW en Machala y 100 MW en Milagro sumando un total de 230 MW. Existiendo un balance a favor del SIN de 16 MW, pero que es generado por Centrales Termoeléctricas con Petroleo Residual y existiendo en algunos meses déficit en la cobertura de la demanda.
- Se interconectan las Barras Zarumilla 220 kV y Zarumilla 60 kV al SIN, conectándose ambos paises, exportándose energía hacia el SIN.
- El flujo de potencia exportado es de 43.1 MW saliente de la barra Zorritos 220 kV.
- En la barra Talara se independiza el flujo de potencia hacia la barra Zorritos 220 kV la generación de energía de la Central Termoelectrica 4A con 91,6 MW, destinándose la operación de esta central de energía a la interconexión regional y para la cobertura de energía del Area Tumbes.

  Las Centrales Termoeléctricas Malacas TG6, Refinería de Talara y la Central Eólica de Talara operan al 100% en la Barra Talara 220 kV, del mismo modo la Central Termoelectrica de Biomasa Caña Brava. Mientras que las 3 Centrales Hidroeléctricas operan con el Factor de Planta de 59.74% (valor del año 2024). La diferencia de la demanda es cubierta a través de la Barra La Niña con un flujo de potencia de 165 MW provenientes del SEIN. (Ver figura 42)

Figura 42

Caso 6: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Central Termoelectrica Malacas 4A cobertura la exportación



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN con interconexión, exportándose energía hacia el SIN. La exportación se asigna a la C.T Malacas 4A. Elaboracion propia.

Caso 7: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre paises, periodo de avenida del Perú. Cubriendo la exportación las C.T Malacas 4A y Malacas TG6.

Para este caso se tiene las siguientes premisas:

- Se interconectan las Barras Zarumilla 220 kV y Zarumilla 60 kV al SIN, conectándose ambos paises, exportándose energía hacia el SIN.
- El flujo de potencia exportado es de 83,5 MW saliente de la barra Zorritos 220 kV.
- En la barra Talara se independiza el flujo de potencia hacia la barra Zorritos 220 kV la generación de energía de la Central Termoelectrica 4A con 91,6 MW y la Central Termoelectrica Malacas TG6 con 49 MW, destinándose la operación de estas centrales de energía a la interconexión regional y para la cobertura de energía del Area Tumbes.

  Las Centrales Termoeléctricas Refinería de Talara y la Central Eólica de Talara operan al 100% en la Barra Talara 220 kV, del mismo modo la Central Termoelectrica de Biomasa Caña Brava. Mientras que las 3 Centrales Hidroeléctricas operan con el Factor de Planta de 59.74% (valor del año 2024).

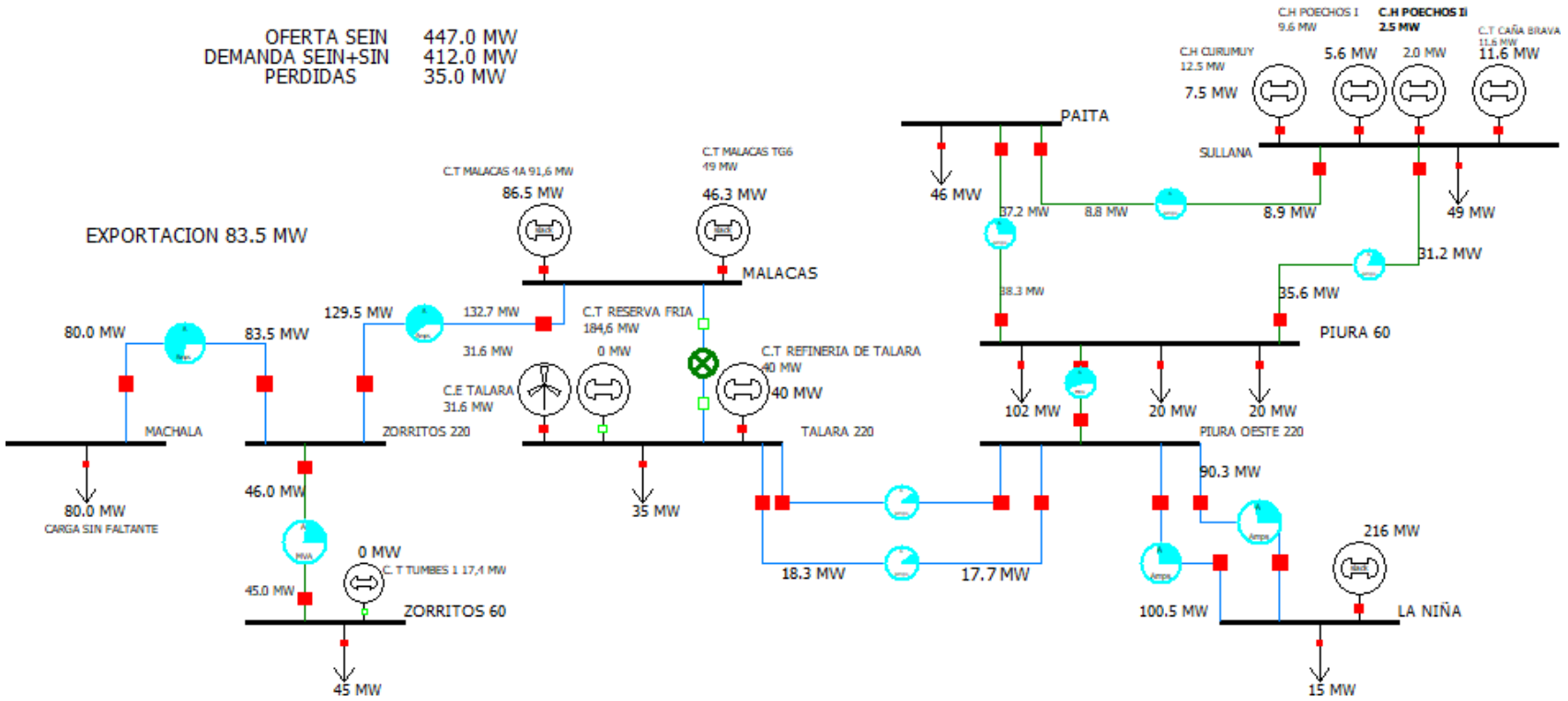
  La diferencia de la demanda es cubierta a través de la Barra La Niña con un flujo de potencia de 216 MW provenientes del SEIN. (Ver figura 43)

  Además, se cubre con 80 MW la demanda requerida por el SIN.

  En estas condiciones de exportación la línea de transmisión de 220 kV esta saturada a 80%.

Figura 43

Caso 7: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambos paises, periodo de avenida del Perú. Centrales Termoelectrica Malacas 4A y Malacas TG6 coberturan la exportación.



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN con interconexión, exportándose energía hacia el SIN. La exportación se asigna a las C.T Malacas 4A y C.T Malacas TG6. Elaboracion propia.

Caso 8: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre paises, periodo de avenida del Perú. Cubriendo la exportación las C.T Malacas 4A y Malacas TG6 con reforzamiento de la línea de 220 kV entre Zorritos y Machala.

Para este caso se tiene las siguientes premisas:

- Se interconectan las Barras Zarumilla 220 kV y Zarumilla 60 kV al SIN, conectándose ambos paises, exportándose energía hacia el SIN. Se refuerza con una terna similar de 220 kV similar a la actual existente.
- El flujo de potencia exportado es de 91.4 MW saliente de la barra Zorritos 220 kV.
- En la barra Talara se independiza el flujo de potencia hacia la barra Zorritos 220 kV la generación de energía de la Central Termoelectrica 4A con 91,6 MW y la Central Termoelectrica Malacas TG6 con 49 MW, destinándose la operación de estas centrales de energía a la interconexión regional y para la cobertura de energía del Area Tumbes.

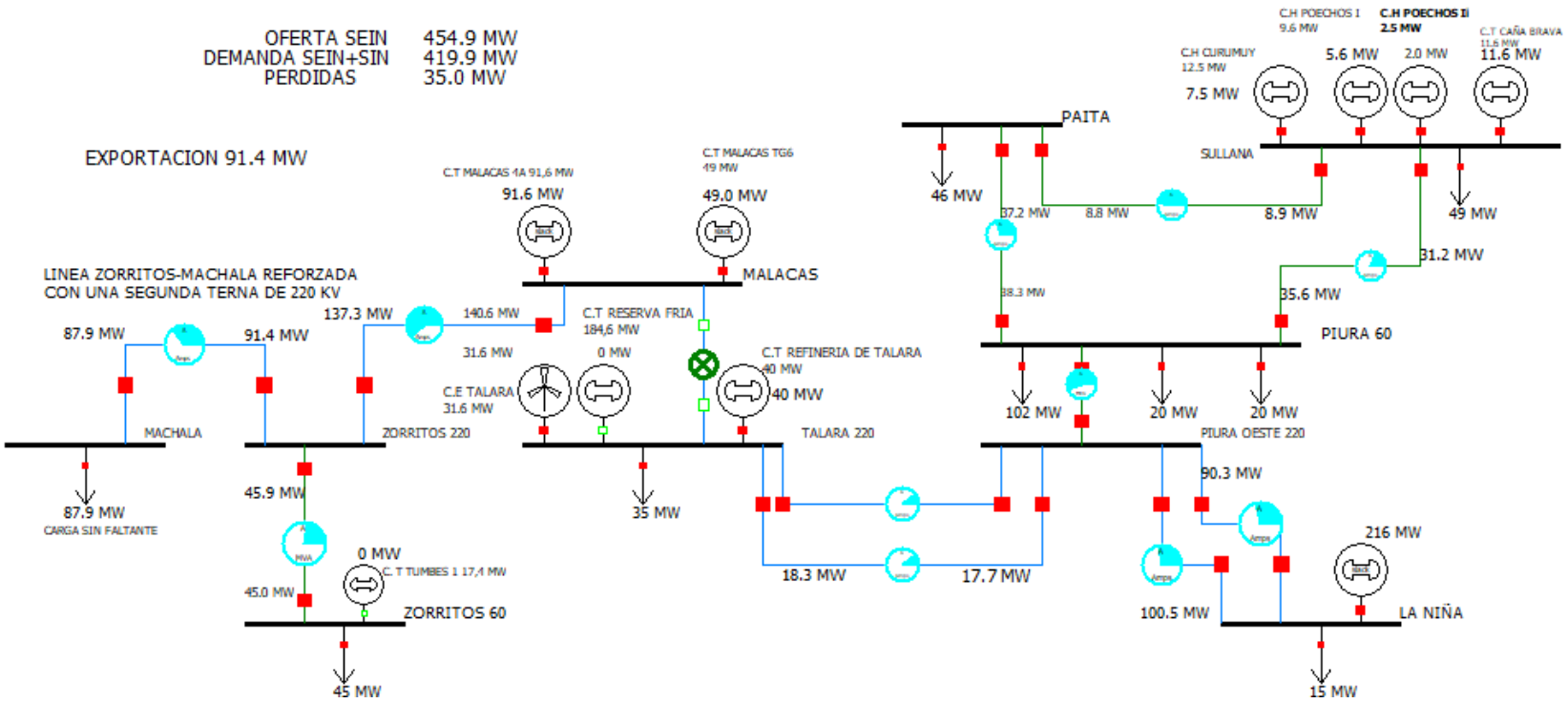
  Las Centrales Termoeléctricas Refinería de Talara y la Central Eólica de Talara operan al 100% en la Barra Talara 220 kV, del mismo modo la Central Termoelectrica de Biomasa Caña Brava. Mientras que las 3 Centrales Hidroeléctricas operan con el Factor de Planta de 59.74% (valor del año 2024).

  La diferencia de la demanda es cubierta a través de la Barra La Niña con un flujo de potencia de 216 MW provenientes del SEIN. (Ver figura 44)

  Además, se cubre con 87,9 MW la demanda requerida por el SIN.

Figura 44

Caso 8: SEIN realiza exportación al SIN operando con interconexión entre ambas paises, periodo de avenida del Perú. Centrales Termoelectrica Malacas 4A y Malacas TG6 coberturan la exportación y reforzamiento de la línea 220 kV entre Zorritos y Machala.



Nota. En la imagen se representa el comportamiento del SEIN y SIN con interconexión, exportándose energía hacia el SIN. La exportación se asigna a las C. T Malacas 4A y C.T Malacas TG6.ADemas se refuerza con una nueva terna la línea de transmisión entre Zorritos a Machala. Elaboracion propia.

4.4 Beneficios para el SEIN.

Se presentan los resultados para el caso de la exportación al SIN, teniendo como referencia el mes de enero 2024 y el precio de venta de 66,4 U$/MWh.

Se plantean para los 4 casos de la exportación, teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Precio de venta de referencia: 66,4 U$/MWh.
- Se toma en consideración como costo marginal el valor real del mes, y los supuestos casos en los cuales el costo marginal hubiera sido mayor. Para ello se tiene en cuenta los valores de costos variables totales de 4 centrales termoeléctricas con un valor superior al costo marginal del mes. Se toma como referencia los valores vigentes mayo 2024-abril 2025 del Informe de determinación de los precios en barra. (Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN). Los valores son los siguientes que han sido extraídos del mencionado informe:

  Central Termoelectrica Independencia GN (ex-Calana) 30,70 U$/MWh
  Central Termoelectrica Turbo Gas Natural santa Rosa TG8 42,42 U$/MWh
  Central Termoelectrica Turbo Gas Natural Aguaytía TG1 44,89 U$/MWh
  Central Termoelectrica Turbo Gas Natural santa Rosa TG7 49,41 U$/MWh
  Central Termoelectrica Turbo Gas Natural Malacas 4A 31,33 U$/MWh
  Central Termoelectrica GN CC TG4 Ventanilla 29,8 U$/MWh
- Para el primer caso de exportación, la potencia exportada es de 91,4 MW, el costo marginal es de 30,70 U$/MWh, en el supuesto caso de no haber exportación hubiese sido un valor menor, en este caso 29,8 U$/MWh que es el costo variable total de la Central Termoelectrica GN CC TG4 Ventanilla.

  Por lo tanto, la diferencia comercial entre el precio de venta y el costo de la energía en el SEIN seria:

$$Diferencia\ comercial = 66{,}4 - 30{,}7 = 35{,}7\ \frac{U\$}{MWh}$$

- Del mismo modo el porcentaje de rentabilidad por exportación para el caso descrito es:

$$\%\ Rentabilidad\ de\ la\ exportacion = \frac{35{,}7}{66{,}4} * 100\% = 53{,}8\ \%$$

Para el caso de los ingresos al SEIN por exportación en 100 horas de operación referenciales tenemos el siguiente resultado:

$$Ingresos\ mensuales\ por\ exportacion = 91{,}4 * 100 * 35{,}70 = 326\ 298$$

Tabla 5

Beneficio de la exportación desde el SEIN al SIN

Exportación	Potencia exportada (MW)	Costo Marginal (U$/MWh)	Costo Marginal anterior (U$/MWh)	Precio venta (U$/MWh)	Diferencia comercial con la venta (MW)	% Rentabilidad por Exportación	Ingreso por exportación (U$/mes)
Caso 8	91,4	30,70	29,80	66,4	35,70	53,8%	326 298,0
Caso 8	91,4	33,00	31,33	66,4	33,40	50,3%	305 276,0
Caso 8	91,4	42,42	33,00	66,4	23,98	36,1%	219 177,2
Caso 8	91,4	44,89	42,42	66,4	21,51	32,4%	196 601,4
Caso 7	83,5	30,70	29,80	66,4	35,70	53,8%	298 095,0
Caso 7	83,5	33,00	31,33	66,4	33,40	50,3%	278 890,0
Caso 7	83,5	42,42	33,00	66,4	23,98	36,1%	200 233,0
Caso 7	83,5	44,89	42,42	66,4	21,51	32,4%	179 608,5
Caso 6	43,1	30,70	29,80	66,4	35,70	53,8%	153 867,0
Caso 6	43,1	33,00	31,33	66,4	33,40	50,3%	143 954,0
Caso 6	43,1	42,42	33,00	66,4	23,98	36,1%	103 353,8
Caso 6	43,1	44,89	42,42	66,4	21,51	32,4%	92 708,1

Nota. Se representa informacion referente al porcentaje de rentabilidad de la exportación desde el SEIN al SIN, tomando en consideración 3 casos de exportación, elaboración propia.

Se presentan los resultados para el caso de la importación desde el SIN, teniendo como referencia el mes de abril, mayo, julio y agosto 2024.

Se plantean para los 4 casos de la exportación y para cada una de ellas sus respectivas condiciones comerciales de importación, teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Se tienen en cuenta los valores de las siguientes centrales termoeléctricas:
  Central Termoelectrica Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5 57,09 U$/MWh
  Central Termoelectrica Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 4 57,29 U$/MWh
  Central Termoelectrica Reserva Fría Eten (BD5) 254,72 U$/MWh
  Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur NEPI (BD5) 262,33 U$/MWh

- Para el primer ejemplo del Caso 2, se tiene una potencia exportada de 50,37 MW, el costo marginal de abril 2024 es de 49,41 U$/MWh, el costo de la siguiente central que seguía en el despacho de energía tenia un costo de 57,09 U$/MWh y debió ser el costo marginal del SEIN, pero como se compró energía a un precio menor (2,6 U$/MWh) dio como resultado un costo marginal menor de 49,41 U$/MWh.

- La reducción de costos por compra es de:

$$Reduccion\ de\ costos\ por\ compra\ de\ energia = 57{,}09 - 49{,}41$$
$$= 7{,}68\ U\$/MWh$$

- La reducción porcentual dependerá de las condiciones de demanda mensual de cada pais y sus respectivos costos marginales, siendo para nuestro ejemplo:

$$Reduccion\ porcentual\ del\ costo\ marginal = \frac{49{,}41}{57{,}09} * 100\% = 15{,}54\%$$

- Referente a los ingresos económicos, esta referido a la actividad comercial de vender a la energía la cual es función de las horas de comercialización, para nuestro caso asumimos un valor referencial de 100 horas de operación a la potencia de exportación:

$$Ingresos\ referencial\ con\ 100\ horas\ de\ exportacion$$
$$= 50{,}37 * 100 * (49{,}41 - 2{,}6) = 235\ 782\ U\$/mes$$

Tabla 6

Beneficio de la importación desde el SIN al SEIN

Importacion	Potencia exportada (MW)	Costo Marginal (U$/MWh)	Costo Marginal siguiente (U$/MWh)	Precio compra (U$/MWh)	Reducción de costos por compra (U$/MWh)	Reducción porcentual del Costo marginal	Ingresos referenciales por 100 H.O (U$/mes)
Caso 2-Abril	50,37	49,41	57,09	2,6	7,68	15,54%	235 782,0
Caso 3-Abril	50,37	49,41	57,09	2,6	7,68	15,54%	235 782,0
Caso 4-Abril	74,45	49,41	57,09	2,6	7,68	15,54%	348 500,5
Caso 5-Abril	79,45	49,41	57,09	2,6	7,68	15,54%	371 905,5
Caso 2-Mayo	50,37	57,27	57,29	10,9	0,02	0,03%	233 565,7
Caso 3-Mayo	50,37	57,27	57,29	10,9	0,02	0,03%	233 565,7
Caso 4-Mayo	74,45	57,27	57,29	10,9	0,02	0,03%	345 224,7
Caso 5-Mayo	79,45	57,27	57,29	10,9	0,02	0,03%	368 409,7
Caso 2-Julio	50,37	149,25	262,33	10,9	113,08	75,77%	696 869,0
Caso 3-Julio	50,37	149,25	262,33	10,9	113,08	75,77%	696 869,0
Caso 4-Julio	74,45	149,25	262,33	10,9	113,08	75,77%	1´030 015,8
Caso 5-Julio	79,45	149,25	262,33	10,9	113,08	75,77%	1´099 190,8
Caso 2-Ag.	50,37	170,17	254,72	92,7	84,55	49,69%	390 216,4
Caso 3-Ag.	50,37	170,17	254,72	92,7	84,55	49,69%	390 216,4
Caso 4-Ag.	74,45	170,17	254,72	92,7	84,55	49,69%	576 764,2
Caso 5-Ag.	79,45	170,17	254,72	92,7	84,55	49,69%	615 499,2

Nota. En la imagen se representa informacion referente al porcentaje de reducción porcentual del costo marginal por la importación desde el SIN al SEIN, tomando en consideración 4 casos de importación por mes de evaluación. Elaboracion propia.

4.5 Discusión de resultados.

Según Andrade, M. (2018) manifiesta que la importancia de las interconexiones regio0nales, permite intercambiar energía y potencia entra países o grupos de ellos en los cuales existen intercambios mediante convenios, siendo su principal beneficio aprovechar la diferencia de costos de generación para intercambiar energía, resultando para los países intervinientes una reducción del consumo de combustible empleados en la generación eléctrica, generándose ingresos económicos por exportación e importación de energía en función a sus costos de generación. Se concuerda con la tesis anterior en el sentido de que tanto para Ecuador y el país existentes ingresos económicos por la comercialización de la energía, aprovechándose el comportamiento de la máxima demanda de energía de un país, su oferta disponible y sus reservas reales de generación.

Osorio (2013) enfatizo sobre la importancia de las centrales hidroeléctricas, en este caso para Colombia debido a su matriz energética, pero para ese año aún no se visualizaba las consecuencias de tener una matriz energética dependiente de los recursos hidráulicos, lo que motiva intercambiar energía a la fecha con Ecuador y Colombia, se menciona que Ecuador presenta una matriz energética dependiente de centrales hidroeléctricas con factores de planta que oscilan entre 68,4% a 41,6 %. Mientras que Panamá depende de una matriz térmicamente predominante. Entre ambos países han formado un esquema de intercambio de energía en función de las condiciones de demanda energética de cada país. En nuestro estudio se evidencia los Factores de Planta de las Centrales Hidroeléctricas se ha reducido a valores de 59,74% y 37,8% por problemas climáticos, sustentándose los intercambios regionales según sus excedentes de oferta de energía a través de su reserva de generación predominantemente termoeléctrica.

Por otro lado, Plazas (2011) en su investigación manifiesta la importancia de establecer convenios de interconexiones regionales entre países con lo cual se garantiza el suministro de energía en caso de déficit, tal como lo ha experimentado Ecuador el año 2024. Quedando Chile y Bolivia aun sin desarrollar mercados de comercialización de energía y potencia que garanticen la demanda de energía en estos países. Para nuestro caso se ha demostrado la importancia de establecer convenios bilaterales entre países, ejemplificándose casos de beneficios económicos 326 980 U$ para la exportación y 235 780 U$/mes por importación garantizándose precios de energía estables en beneficio de sus comunidades.

En el caso de Arteaga (2018), realizo un análisis de la interconexión regional eléctrica entre Perú y Chile, básicamente un tema de exportación de energía utilizando la reserva disponible del SEIN en los departamentos de Arequipa y Moquegua, comercializando los excedentes de la generación de energía con centrales termoeléctricas en el caso de consumir gas natural, al margen de la diferencia del nivel de la frecuencia entre ambos países, se demostró la viabilidad de exportar 362 MW a través la S.E Los Héroes en Tacna con la S.E Parinacota en Anca, Chile. Para ello en el Perú concentra una oferta disponible par exportación, pero no para importación, debido a los altos costos de la generación de energía en el país del sur con petróleo residual y diésel, con costos de generación entre 37,50 a 39,18 U5/MWh. En nuestra investigación referente a interconexión entre el SEIN y el SIN, se tiene como resultados simulaciones de importación entre 50,37 y 79,45 MW para abatir los costos de generación en el Perú que oscilan entre 49,41 y 170,17 U$/MWh,

y de exportación de potencias entre 43,1 y 91.4 MW, con costos de generación oscilando entre 30,70 y 44,89 U$/MWh.

Por otro lado, en la investigación de Bringas & Soria (2019), se realizó un análisis de los intercambios comerciales entre Perú y Ecuador a través de línea de transmisión existente de 130 MVA, teniendo en cuenta precios para el SICN-Ecuador de 33,54 U$/MWh, y para el SEIN-Perú de 33,63 U$/MWh, los cuales permiten el intercambio de energía entre ambos países en función a la estación del año que afecta principalmente a la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas. Se concuerda con la investigación en lo referente que históricamente la exportación de energía desde el SEIN al SIN se han realizado los meses de enero, diciembre y noviembre, mientras que la importación de energía desde el SIN se han realizado en los meses de abril, mayo, junio, julio y agosto, coincidiendo en ambos casos con la disponibilidad hídrica en cada sistema eléctrico.

Con relación a la investigación de Sota (2023) plantea que es necesario incrementar la capacidad de transmisión en 200 MW entre Perú y Ecuador. Siendo actualmente la capacidad teórica de transmisión en 110 kW, valor aun no alcanzado realmente, del mismo modo manifiesta la necesidad de implementar una línea de transmisión de 500 kV como extensión de la futura línea del proyecto La Niña - Piura Nueva en 500 kV en Perú y Nueva San Francisco–Chorrillos en 500 kV en Ecuador. Si bien es cierto la publicación es del año 2023, la informacion data del año 2021, fecha en la cual no se acentuaba el efecto climático sobre la disponibilidad del recurso hídrico en ambos países. Se ha demostrado en la presente investigación que se puede alcanzar valores de exportación de 83,5 MW, valor que alcanza a saturar la actual línea de transmisión entre las barras de Talara y Zorritos 220 kV, lo cual hace necesario reforzar con una segunda terna la línea de transmisión entre ambas barras de referencia, destinándose para ello la generación total de las Centrales Termoeléctricas Malacas 4A y Malacas TG6 que operan con gas natural, la restricción de la exportación hacia el SIN se topa con las siguientes centrales de energía son Refinería de Talara que es una Termoelectrica que abastece de energía al área de Piura y la Central Eólica de Talara , que por ser del tipo RER, está destinada al mercado peruano, no contándose con Centrales Hidroeléctricas de gran capacidad en el área que puedan ser empleadas en la exportación de energía hacia el SIN.

V. Conclusiones y recomendaciones.

5.1 Conclusiones.

Se presentan las siguientes conclusiones como respuesta a los objetivos:

- Se han identificado los periodos de exportación de energía desde el SEIN al SIN siendo en los meses de enero, noviembre y diciembre, coincidente con los periodos de avenida en el PERU, mientras que históricamente los meses de importación de energía desde el SIN al SEIN han sido abril, mayo, junio, julio y agosto, que coinciden con los meses de estiaje en el Perú. Hay que tener en cuenta que han existido meses de déficit de energía en el SEIN los meses de octubre y noviembre.
- Se determino las condiciones de importación de energía desde el SIN al SEIN las cuales históricamente alcanzaron valores entre 43,06 y 59,44 MW, que son los valores históricos entre los 4 últimos años, variando el factor de planta de las centrales hidroeléctricas del Ecuador entre 68,41 a 41,6%.
- Se determino las condiciones de exportación de energía desde el SEIN al SIN los cuales alcanzaron valores históricos entre 84,6 KW a 29,18 MW, que son los valores históricos entre los 4 últimos años, variando el factor de planta de las centrales hidroeléctricas del Perú entre 59,74 a 37,8 %, teniendo el Perú un alto porcentaje de reserva disponible para apoyar la exportación.
- Se realizaron simulaciones sobre el comportamiento de la importación y exportación entre el Perú y Ecuador, alcanzándose valores máximos de importación de 79,45 MW y de exportación de 83,5 MW con las instalaciones actuales con saturación de cerca del 80% de la línea de transmisión y de hasta 91,4 MW, recomendándose reforzar con una terna adicional la línea de transmisión actual entre las barras de Talara 220 y Zorritos 220 kV.
- Se estimaron los beneficios económicos para 100 horas mensuales de la exportación con ingresos económicos para el SEIN de 326 298 U$ y para la importación se generan hasta 1´099 190 U$ mensuales al comprar energía a bajo costo desde el SIN en periodos de presencia de centrales termoeléctricas con BD5 operando en el Perú.
- Como respuesta la hipótesis planteada, solo en los casos de importación se reducen los costos de generación o marginales entre 0,03% y 75,77 % dinamizando el mercado eléctrico peruano.

5.2 **Recomendaciones.**

- Se recomienda realizar un estudio más detallado sobre la presencia de las centrales termoeléctricas en la zona norte del Perú, las cuales por la naturaleza de la tecnología y el tipo de combustible que emplean son una garantía para la confiabilidad del SEIN en la zona norte, pero presentan costos elevados para exportación, y además investigara cerca de la posibilidad de instalar una central hidroeléctrica de alta capacidad en la zona norte, aunque se augura casi imposible por la ausencia de lluvias en los últimos años y la abundancia de agua por lluvia, que genera periodos de agua con alta presencia de solidos que reducen su factor de planta por las actividades de limpieza y mantenimiento de sus instalaciones.

- Es un estudio pendiente un análisis del anillo energético Panamá-Colombia-Ecuador y Perú, cada uno con una matriz energética distinta, teniendo un único operador en la administración y operación del despacho de energía, que pueda enfrentar la incertidumbre futura de la reducción del agua a emplearse en las centrales hidroeléctricas.

- Es necesario un estudio de la evolución histórica del factor de planta de las centrales hidroeléctricas las cuales se han reducido drásticamente a valores de 59,74% en periodos de avenida y 37,8% en periodos de estiaje para evaluar el destino futuro de la matriz energética peruana. Si bien es cierto nuestro factor de planta es menor que Ecuador, y no hemos tenido racionamientos debido a nuestro al valor de la reserva de energía disponible de tecnología termoeléctrica.

VI. Referencias bibliográficas.

Andrade, M. (2018). Modelos de interconexión regional entre México y EEUU. Tesis de Maestría. Instituto Politécnico de Monterrey. México. Disponible en: https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/629929/Tesis%20-%20Miguel%20Adrian%20Andrade%20Mex.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Aragón, I. (2012). El mercado de electricidad en el Perú. Revista De Derecho Administrativo, (12), 165-174. Disponible en: https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13529

Arteaga, V. (2018). Sobreofertas de generación de energía para la interacción regional eléctrica Perú – Chile. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía Universidad Nacional del Santa. Perú. Disponible en: https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3327

Bermeo, O. (2024) El riesgo de quemar más diésel en Perú para cubrir la demanda eléctrica. Blog de climatetracker. pero. Disponible en: https://climatetrackerlatam.org/historias/el-riesgo-de-quemar-mas-diesel-en-peru-para-cubrir-la-demanda-electrica/

BID (2021) Integración Energética del Mercosur. Documento de Investigación del BIS. USA. Disponible en: https://www.iirsa.org/admin_iirsa_web/Uploads/Documents/end_integracion_energetica_en_el_mercosur_ampliado.pdf

Boza, D. (2022). El mercado eléctrico peruano, un breve repaso de su estructura. Artículo de opinión ESAN. Perú. Disponible en: https://fri.com.pe/blog/content/el-mercado-electrico-peruano-un-breve-repaso-de-su-estructura

Bringas, A. & Rodríguez, D. (2019). Efecto de la interconexión regional Perú-Ecuador en el sistema de generación de energía eléctrica del Perú. Tesis para optar el titulo de Ingeniero en Energía Universidad Nacional del Santa. Perú. Disponible en: https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3507

Caytuiro, F. & Luyo, J. (2021) Impacto de la interconexión de mercados eléctricos transfronterizos en la expansión de los parques de generación de Perú y Ecuador. Revista Scielo Tecnia vol.31 no.2 Lima jul./dic. 2021 Epub 01-Jun-2021. Disponible en:

http://www.scielo.org.pe/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2309-04132021000200073

CNE España. (2011) Transacciones comerciales. CNE España. Disponible en: https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia

CENACE (2024). Informe Anual 2023. CENACE. Ecuador. Disponible en: https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf

CENACE (2024). Informes de Gestión años 2024-2023-2022-2021-2020 y 2019. CENACE. Ecuador. Disponible en: file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/Boletines%20%E2%80%93%20Operador%20Nacional%20de%20Electricidad%20CENACE(1).PDF

CENACE (2021) Mapa del Sector Eléctrico Ecuatoriano. CENACE. Disponible en: https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/MAPAS.pdf

COES (2024). Informacion desde Portal COES. COES. Perú. Disponible en: https://www.coes.org.pe/portal/#

El Correo (2019). Planta pionera en energía fotovoltaica, Productores de Camarón de El Oro. Ecuador. Disponible en: https://diariocorreo.com.ec/30079/portada/planta-pionera-en-energia-fotovoltaica-productores-de-camaron-de-el-oro-pco

Euro Press (2024). Sequía y crisis energética de Ecuador es "mucho peor de lo esperado", admite Noboa. Diario El Economista. Ecuador. Disponible en: https://www.eleconomista.com.mx/internacionales/Sequia-y-crisis-energetica-de-Ecuador-es-mucho-peor-de-lo-esperado-admite-Noboa-20240923-0059.html

Fernández, J. & Izaguirre, K. (2023). Incremento del potencial de generación eólico-solar en la transicion energética RER peruana a corto plazo al 2027, Tesis de Ingenieria en Energia. Universidad Nacional del Santa. Disponible en: https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/4498

García, F. & Zevallos, E. (2017). La integración eléctrica en el Perú: implicancias y retos. Revista ADVOCATUS. Universidad de Lima. Perú. Disponible en: https://revistas.ulima.edu.pe/index.php/Advocatus/article/view/4480

Gobierno de Ecuador (2021). PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN. Gobierno de Ecuador. Disponible en:

https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5.-PLAN-DE-EXPANSION-DE-LA-TRANSMISION.pdf

Guevara, R. (2024) Modulo de Centrales Termoeléctricas. Universidad Nacional del Santa.

Gutiérrez, P.(2021). ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS INTERNACIONALES EN LATINOAMÉRICA. Tesis de Maestría de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en: https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/181814/Estudio-de-estabilidad-en-las-interconexiones-electricas-internacionales-en-Latinoamerica.pdf?sequence=1&isAllowed=y

La Hora (2024). Coca Codo Sinclair: 5 verdades sobre el funcionamiento y los problemas estructurales de esta hidroeléctrica. Web La Hora. Ecuador. Disponible en: https://www.lahora.com.ec/pais/coca-codo-sinclair-5-verdades-funcionamiento-problemas-estructurales-hidroelectrica/

Irrazabal, I., Peña, I. & Letelier, M. (2016). Propuestas para Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en: https://politicaspublicas.uc.cl/web/content/uploads/2018/03/Libro-Propuestas-para-Chile-2016_con-portada-1.pdf#page=184

Martínez, L. (2023). La entrevista en profundidad y la observación directa: observaciones cualitativas para un enfoque holístico. España. Disponible en: https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8937969

Okumura, P. (2017). EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ. Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Disponible en: file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/15598-Texto%20del%20art%C3%ADculo-61920-1-10-20161007.pdf

Ormeño, V. & Vásquez, A. (2014). Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales. Documento de Trabajo No 32, Oficina de Estudios Económicos – Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Disponible en:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf

Ortiz, L. (2024). Colombia comenzó a restringir la venta de energía a Ecuador por los bajos niveles de los embalses. Infobae. Colombia. Disponible en: https://www.infobae.com/colombia/2024/04/10/colombia-inicio-la-restriccion-de-venta-de-energia-a-ecuador-por-los-bajos-niveles-de-los-embalses/

Osorio, D. (2013). Impacto del esquema de intercambio de electricidad en la integración energética entre Ecuador, Colombia y Panamá. Tesis Universidad Nacional de Colombia. Disponible en: https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/11941?show=full

Osinergmin (2024). Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN (Informe técnico que valida los Precios de Barra de Generación vigentes desde mayo 2024 a abril del 2025. GART Osinergmin, Disponible en: https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2024-2025/9/9.1.1%20Informe-Tecnico-210-2024-GRT.pdf

Osinergmin (2016). Garantía de Suministro de Electricidad de las Regiones de Tumbes y Piura Abastecidas desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). GART Osinergmin. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoTumbes/5/1.%20Garantia-suministro-electricidad-regiones-Tumbes-Piura.pdf

Plazas, F. (2011) Análisis de la Integración de Bolivia a los acuerdos de Interconexión Eléctrica con los Países Andinos. Tesis de Maestría Universidad Andina Simon Bolívar. Ecuador. Disponible en: https://repositorio.uasb.edu.ec/handle/10644/2954?mode=full

Pérez, G. (2015). Métodos y técnicas de recolección de datos más efectivos. Consultora QuestionPro. Disponible en: https://www.questionpro.com/blog/es/metodos-de-recoleccion-de-datos/

Polanco, E. (2019). CONVENIOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA CONSOLIDAR EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA. Tesis de Derecho. Universidad Santo Toribio. Perú. Disponible en:

https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1528/1/TL_PolancoNoriegaEmmanuel.pdf

Primicias (2024). Hidroeléctrica Mazar está prendida este 13 de noviembre, en medio del riesgo de mayores cortes de luz. Diario de Economía. Ecuador. Disponible en: https://www.primicias.ec/economia/hidroelectrica-mazar-embalse-paute-cortes-luz-apagones-ecuador-83231/

Restrepo, J. & Gonzales, S. (2017) FACTORES ESENCIALES PARA LA VIABILIDAD DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL. CASO DE ESTUDIO: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ. Universidad EAFIT. Colombia. Disponible en: https://core.ac.uk/download/pdf/159381574.pdfB

Romero, R. (2020). ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO. Trabajo de Investigación. UTEC. Disponible en: https://repositorio.utec.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12815/129/Romero%20Cavero_TI.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Spanish News. (2024). Ecuador retoma apagones programados hasta inicios de octubre por crisis energética. Diario Spanish News.España. Disponible en: https://spanish.xinhuanet.com/20240928/43ee083a39c14af1988ce0979488e431/c.html

Sota, E. (2023). Evaluación y propuesta de mejora al proceso de interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador. Tesis de Maestría en Regulación. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en: https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/24043

Tapia, E. (2024). El agua del embalse de Mazar está debajo del nivel mínimo, vuelven los cortes de luz en abril. Diario Primicias. Ecuador. Disponible en: https://www.primicias.ec/noticias/economia/hidroelectrica-mazar-embalse-reservas-minimas-cortes-luz/

Toro, A. (2016). Interconexiones eléctricas y su enfoque regulatorio analizados desde el derecho comparado. Articulo de reflexión. Universidad Católica de Colombia. Disponible en: https://repository.ucatolica.edu.co/entities/publication/b9c3cd65-317a-452e-a060-aff98b63bbae

Vásconez, L. (2024). Crisis del sector eléctrico deja pérdidas millonarias al Ecuador. Diario El Comercio. Ecuador. Disponible en: https://www.elcomercio.com/actualidad/crisis-sector-electrico-perdidas-millonarias-ecuador.html

Zambrano, L. (2024). Situación Energía Eléctrica en el Ecuador 2024. Diario Elements Group. Ecuador. Disponible en: https://www.elementsgroup.com.ec/situacion-energia-electrica-en-el-ecuador-2024/

Zuñiga, R. (2021). Análisis técnico de interconexiones regionales desde una perspectiva de estabilidad. Tesis Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile. Disponible en: https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/182465

VII. Anexos

Índice de anexos:

Anexo 1 Estadísticas de Exportación e Importacion 2023

Anexo 2 Estadísticas de Explotación e Importacion 2022

Anexo 3 Estadísticas de Explotación e Importacion 2021

Anexo 4 Estadísticas de Exportación e Importacion 2020

Anexo 5 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2023

Anexo 6 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2022

Anexo 7 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2021

Anexo 8 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2020

Anexo 9 Costo Variable de Centrales Termoeléctricas vigentes.

Anexo 10 Informacion de Caso 1 Power World

Anexo 11 Valores de costos marginales ejecutados SEIN

Anexo 12 Informacion Gestión Comercial 2024 SIN

Anexo 13 Composición y longitud en km de líneas de transmisión del SNT

Anexo 14: Mapa zona SUR del SIN

Anexo 15: Topología zona Norte del SEIN

Anexo 16: Resúmenes por mes de cobertura de máxima demanda SEIN.

Anexo 17: Informacion operativa del SIN.

Anexo 18: Inventario de las centrales de generación instaladas en el SEIN

Anexo 19: Inventario de las centrales de generación instaladas en el SIN:

Anexo 20: Informacion histórica del SEIN

Anexo 21: Informacion histórica del SIN

Anexo 1 Estadísticas de Exportación e Importacion 2023

MES	FECHA	ENERGÍA EXPORTADA (GWh)	MÁXIMA DEMANDA EXPORTADA (MW)	ENERGÍA IMPORTADA (GWh)	MÁXIMA DEMANDA IMPORTADA (MW)
ENE	3/01/2023	0,029	28,244	0,000	0,000
	4/01/2023	0,225	29,180	0,000	0,000
ABR	25/04/2023	0,000	0,000	-0,649	-55,218
MAY	1/05/2023	0,000	0,000	-0,611	-46,035
	2/05/2023	0,000	0,000	-0,460	-43,280
	3/05/2023	0,000	0,000	-0,366	-40,186
JUL	5/07/2023	0,000	0,000	-0,641	-53,261
	13/07/2023	0,000	0,000	-0,633	-48,011
	14/07/2023	0,000	0,000	-0,641	-49,226
	21/07/2023	0,000	0,000	-0,646	-52,679
	25/07/2023	0,000	0,000	-0,013	-44,416
	26/07/2023	0,000	0,000	-1,045	-50,596
	27/07/2023	0,000	0,000	-0,755	-48,486
	28/07/2023	0,000	0,000	-0,779	-48,198
	29/07/2023	0,000	0,000	-1,005	-48,336
	30/07/2023	0,000	0,000	-0,986	-46,572
	31/07/2023	0,000	0,000	-0,998	-54,836
AGO	4/08/2023	0,000	0,000	-0,030	-41,909
	5/08/2023	0,000	0,000	-0,760	-48,030
	7/08/2023	0,000	0,000	-0,037	-45,642
	8/08/2023	0,000	0,000	-0,355	-44,563
	25/08/2023	0,000	0,000	-0,679	-51,852
	26/08/2023	0,000	0,000	-0,750	-47,960
NOV	10/11/2023	0,017	28,932	0,000	0,000
	11/11/2023	0,609	29,548	0,000	0,000
	12/11/2023	0,001	3,295	0,000	0,000
	13/11/2023	0,444	34,017	0,000	0,000
	14/11/2023	0,449	31,930	0,000	0,000

Nota. Informacion extraída de COES SINAC (2024)

Anexo 2 Estadísticas de Explotación e Importacion 2022

MES	FECHA	ENERGÍA EXPORTADA (GWh)	MÁXIMA DEMANDA EXPORTADA (MW)	ENERGÍA IMPORTADA (GWh)	MÁXIMA DEMANDA IMPORTADA (MW)
ABR	18/04/2022	0,000	0,000	-0,570	-59,112
	20/04/2022	0,000	0,000	-0,685	-58,120
	21/04/2022	0,000	0,000	-0,684	-57,009
	22/04/2022	0,000	0,000	-0,689	-57,728
	26/04/2022	0,000	0,000	-0,655	-50,855
	27/04/2022	0,000	0,000	-0,667	-53,492
	29/04/2022	0,000	0,000	-0,656	-55,244
MAY	03/05/2022	0,000	0,000	-0,696	-59,436
	05/05/2022	0,000	0,000	-0,683	-58,564
	09/05/2022	0,000	0,000	-0,337	-51,604
	10/05/2022	0,000	0,000	-0,341	-48,120
	11/05/2022	0,000	0,000	-0,654	-51,045
	12/05/2022	0,000	0,000	-0,656	-50,724
	13/05/2022	0,000	0,000	-0,668	-52,200
	17/05/2022	0,000	0,000	-0,670	-58,540
	18/05/2022	0,000	0,000	-0,666	-57,444
	22/05/2022	0,000	0,000	-0,555	-50,949
	23/05/2022	0,000	0,000	-0,648	-50,388
	24/05/2022	0,000	0,000	-0,644	-50,076
	25/05/2022	0,000	0,000	-0,611	-47,052
	26/05/2022	0,000	0,000	-0,614	-47,817
	27/05/2022	0,000	0,000	-0,630	-48,781
	31/05/2022	0,000	0,000	-0,666	-54,438
JUN	01/06/2022	0,000	0,000	-1,021	-54,572
	02/06/2022	0,000	0,000	-0,639	-53,904
	03/06/2022	0,000	0,000	-0,618	-54,296
	06/06/2022	0,000	0,000	-0,582	-48,197
	08/06/2022	0,000	0,000	-0,603	-48,294
	10/06/2022	0,000	0,000	-0,617	-46,956
	11/06/2022	0,000	0,000	-0,604	-46,292
	14/06/2022	0,000	0,000	-0,556	-47,128
	16/06/2022	0,000	0,000	-0,601	-52,290
	17/06/2022	0,000	0,000	-0,610	-51,391
	20/06/2022	0,000	0,000	-0,583	-48,301
	21/06/2022	0,000	0,000	-0,577	-47,752
	22/06/2022	0,000	0,000	-0,590	-46,636
	23/06/2022	0,000	0,000	-0,592	-47,189
	25/06/2022	0,000	0,000	-0,579	-46,029
	27/06/2022	0,000	0,000	-0,576	-46,884
	28/06/2022	0,000	0,000	-0,567	-47,442
JUL	02/07/2022	0,000	0,000	-0,556	-48,666

	09/07/2022	0,000	0,000	-0,567	-44,719
	10/07/2022	0,000	0,000	-0,503	-41,522
	12/07/2022	0,000	0,000	-0,551	-44,708
	19/07/2022	0,000	0,000	-0,547	-46,692
	20/07/2022	0,000	0,000	-0,459	-46,504
	25/07/2022	0,000	0,000	-0,551	-44,611
	26/07/2022	0,000	0,000	-0,562	-45,303
	27/07/2022	0,000	0,000	-0,576	-46,304
AGO	04/08/2022	0,000	0,000	-0,303	-47,544
	05/08/2022	0,000	0,000	-0,913	-47,928
	20/08/2022	0,000	0,000	-0,592	-47,734
	22/08/2022	0,000	0,000	-0,564	-46,590
DIC	29/12/2022	0,062	30,573	0,000	0,000
	30/12/2022	0,265	29,340	0,000	0,000
	31/12/2022	0,203	27,111	0,000	0,000

Nota. Informacion extraída de COES SINAC (2024)

Anexo 3 Estadísticas de Explotación e Importacion 2021

MESES	PERIODO	EXPORTACIÓN (MWh)	IMPORTACIÓN (MWh)	MÁXIMA EXPORTACIÓN (MW)	MÁXIMA IMPORTACIÓN (MW)	CONTRATO
ABRIL	20 de abril, del 22 al 23 de abril, del 28 al 30 de abril		-3,989,99		-50,78	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
MAYO	Del 3 al 7 de mayo, del 11 al 14 de mayo, del 18 al 29 de mayo		-16,988,56		-48,86	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
JUNIO	Del 01 al 02 de junio, del 19 al 22 de junio, del 25 al 30 de junio		-7,683,69		-46,39	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
JULIO	Del 01 al 03 de julio, 14 de julio		-2,316,25		-46,34	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
AGOSTO	10 de agosto, del 12 al 15 de agosto, del 17 al 22 de agosto, 24 de agosto		-8,049,91		-48,71	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
DICIEMBRE	17 de diciembre, del 28 al 31 de diciembre		-3,981,27		-50,55	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
TOTAL 2021		0,00	-43,009,67	0,00	-50,78	

Nota. Informacion extraída de COES SINAC. (2024)

Anexo 4 Estadísticas de Exportación e Importacion 2020

MESES	PERIODO	EXPORTACIÓN (MWh)	IMPORTACIÓN (MWh)	MÁXIMA EXPORTACIÓN (MW)	MÁXIMA IMPORTACIÓN (MW)	CONTRATO
ABRIL	Del 23 al 29 de abril		-1,595,28		-50,69	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
MAYO	Del 19 al 25 de mayo		-4,024,05		-46,31	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
JUNIO	Del 04 al 05 de junio; del 09 al 30 de junio		-16,997,15		-45,27	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
JULIO	Del 01 al 08 de julio; del 13 al 15 de julio; del 20 al 25 de julio; 27 de julio		-11,404,67		-46,43	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
AGOSTO	Del 10 al 15 de agosto		-2,919,74		-40,80	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
SETIEMBRE	8 de setiembre		-506,87		-43,15	Enel Generación Perú / Engie / Fenix
TOTAL 2019		0,00	-37,447,76	0,00	-50,69	

Nota. Informacion extraída de COES SINAC (2024)

Anexo 5 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2023

MES	EMPRESA	BARRA DE TRANSFERENCIA	CODIGO ENTREGA/RETIRO	CLIENTE	EXPORTACIÓN (RETIRO) MWh	IMPORTACIÓN (ENTREGA) (MWh)	VALORIZACIÓN EXPORTACION S/	VALORIZACIÓN IMPORTACION S/
ENE	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118EPE	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP	254,42		27,514,45	
ABR	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		-		-
ABR	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		-		-
ABR	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		659,31		150,866,79
MAY	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		-		-
MAY	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		1,437,38		195,216,14
MAY	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		-		-
JUL	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,715,58		1,255,422,72
JUL	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		6,427,29		5,273,200,96
JUL	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		-		-
AGO	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.H. HUINCO		-		-
AGO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.T. CHILCA 1		1,182,99		844,267,75
AGO	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		1,429,47		1,264,256,21
NOV	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00020ENG	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP	8,984,06		1,109,716,27	
NOV	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00118EPE	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP	716,33		88,268,84	
NOV	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP	-		-	
DIC	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP	3,222,59		427,188,66	
DIC	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP	11,243,24		1,273,244,68	
DIC	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP	-		-	
TOTALES					**24,420,65**	**12,852,02**	**2,925,932,90**	**8,983,230,58**

Nota. Informacion extraída de COES SINAC (2024)

Anexo 6 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2022

MES	EMPRESA	BARRA DE TRANSFERENCIA	CODIGO ENTREGA/RETIRO	CLIENTE	EXPORTACIÓN (RETIRO) MWh	IMPORTACIÓN (ENTREGA) (MWh)	VALORIZACIÓN EXPORTACION S/	VALORIZACIÓN IMPORTACION S/
ABR	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,910,89		66,031,41
ABR	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		-		96,303,04
ABR	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		2,697,59		-
MAY	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		2,710,39		211,056,78
MAY	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		4,569,67		633,412,27
MAY	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		2,457,20		207,566,35
JUN	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		-		148,695,07
JUN	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		5,111,71		-
JUN	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		5,401,52		363,728,16
JUL	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,006,11		-
JUL	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		2,245,80		192,768,02
JUL	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		1,621,17		61,680,91
AGO	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		-		-
AGO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,216,29		1,024,852,44
AGO	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		1,155,81		67,621,47
DIC	ENEL GENERACIÓN PER	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO	1,650,25		203,286,63	
DIC	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1	636,09		73,929,76	
DIC	FÉNIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX	1,694,93		194,614,79	

Nota. Informacion extraída de COES SINAC(2024)

Anexo 7 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2021

MES	EMPRESA	BARRA DE TRANSFERENCIA	CODIGO ENTREGA/RETIRO	CLIENTE	EXPORTACIÓN (RETIRO) MWh	IMPORTACIÓN (ENTREGA) (MWh)	VALORIZACIÓN EXPORTACION S/	VALORIZACIÓN IMPORTACION S/
ABRIL	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,544,60		66,031,41
ABRIL	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		2,445,38		96,303,04
ABRIL	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		0,00		0,00
MAYO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		5,479,34		211,056,78
MAYO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		8,977,69		633,412,27
MAYO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		2,531,53		207,566,35
JUNIO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		2,301,60		148,695,07
JUNIO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		0,00		0,00
JUNIO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		5,430,27		363,728,16
JULIO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		0,00		0,00
JULIO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		1,776,30		192,768,02
JULIO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		544,60		61,680,91
AGOSTO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		0,00		0,00
AGOSTO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		7,482,57		1,024,852,44
AGOSTO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		562,90		67,621,47
DICIEMBRE	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,650,25		203,286,63
DICIEMBRE	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		636,09		73,929,76
DICIEMBRE	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		1,694,93		194,614,79
TOTALES					**0,00**	**43,058,06**	**0,00**	**3,545,547,09**

Nota. Informacion extraída de COES SINAC (2024)

Anexo 8 Estadísticas de Valorizaciones de Exportación e Importacion 2020

MES	EMPRESA	BARRA DE TRANSFERENCIA	CODIGO ENTREGA/RETIRO	CLIENTE	EXPORTACIÓN (RETIRO) MWh	IMPORTACIÓN (ENTREGA) (MWh)	VALORIZACIÓN EXPORTACION S/	VALORIZACIÓN IMPORTACION S/
ABRIL	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,595,28		47,242,22
ABRIL	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		0,00		0,00
ABRIL	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		0,00		0,00
MAYO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		1,078,54		30,836,48
MAYO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		0,00		0,00
MAYO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		2,945,50		88,073,31
JUNIO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		13,008,17		437,721,21
JUNIO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		0,00		0,00
JUNIO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		3,988,98		142,706,85
JULIO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		0,00		0,00
JULIO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		7,971,77		275,282,91
JULIO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		3,432,89		135,279,40
AGOSTO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		0,00		0,00
AGOSTO	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		1,369,50		65,437,38
AGOSTO	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		1,550,24		79,057,93
SETIEMBRE	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	EG00118EPE	C.H. HUINCO		0,00		0,00
SETIEMBRE	ENGIE	ZORRITOS 220	EG00020ENG	C.T. CHILCA 1		0,00		0,00
SETIEMBRE	FENIX POWER PERÚ	ZORRITOS 220	EG00118FPP	C.T. FENIX		506,87		28,728,19
TOTALES					**0,00**	**37,447,76**	**0,00**	**1,330,365,87**

Fuente: Valorizaciones Mensuales de Transferencia de Energía

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

MES	EMPRESA	BARRA DE TRANSFERENCIA	CLIENTE	EGRESO POR POTENCIA		PEAJE POR CONEXIÓN		
				PRECIO DE POTENCIA (S/KW-mes)	POTENCIA kW	POTENCIA DECLARADA kW	PEAJE UNITARIO DECLARADO (S/kW-mes)	PEAJE (S/)
ABRIL	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	CELEC EP	20,67			35,76	
MAYO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ZORRITOS 220	CELEC EP	20,67			35,76	

Fuente: Valorizaciones Mensuales de Transferencia de Potencia

Nota. Informacion extraída de COES SINAC (2024)

Anexo 9 Costo Variable de Centrales Termoeléctricas vigentes.

N°	CENTRAL	HEAT RATE (Unid/MWh)	COSTO COMB. (U$/Unid)	CVC (U$/MWh)	CVNC (U$/MWh)	CVT (U$/MWh)
1	Turbo Gas Natural Malacas TG6	9,951	1,139	11,33	0,173	11,51
2	Turbo Gas Natural Malacas 4A	11,227	2,796	31,33	1,499	32,83
3	Turbo Gas Natural Oquendo	9,800	3,9763	38,97	3,77	42,74
4	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	12,622	3,9887	49,39	7,895	57,28
5	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	12,829	3,9129	50,20	6,891	57,09
6	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,502	3,9121	45,01	4,405	49,415
7	Turbo Vapor de Shougesa	0,326	562,61	191,38	3,052	194,43
8	Grupo Diesel Shougesa	0,218	586	209,63	2,251	211,88
9	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,464	3,9116	44,84	0,048	44,89
10	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,474	3,9116	44,84	0,048	44,89
11	GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7,084	3,2129	27,72	1,791	29,51
12	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,122	3,2129	27,87	1,855	29,72
13	GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7.156	3,2129	28,00	1,794	29,80
14	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,186	3,2129	28,12	1,859	29,98
15	Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	10,188	3,9351	40,09	2,335	42,42
16	GN CC Las Flores	6,505	3,9217	25,45	1,005	26,46
17	Chilina GD N° 1 al 2	0,222	1 016,29	226,07	3,810	229,88
18	Chilina Turbo gas	0,360	1 016,29	365,43	17,445	382,88
19	Mollendo 1 GD	0,202	1 004,17	202,51	2,025	204,53
20	Independencia GD (Ex Calana)	8,859	3,3274	29,48	3,517	33,0
21	GN CC Santo Domingo	6,931	3,9115	27,11	1,438	28,55
22	GN CC Kallpa	6,840	3,9127	27,21	0,932	28,14
23	GN CC Fénix	6,682	3,9138	26,22	1,872	28,09
24	GN CC Chilca 1	6,752	3,9163	27,85	1,072	28,92
25	GN CC Chilca 2	6,976	3,9164	27,31	1,555	28,86
26	Reserva Fría Talara	0,238	975,93	232,74	4,000	236,74
27	Reserva Fría Ilo	0,230	1 050	241,97	4,000	245,97
28	Reserva Fría Puerto Eten	0,237	984,29	233,62	4,000	237,62
29	Nodo Energético Puerto Ilo	0,230	1 014	233,20	2,231	235,43
30	Reserva Fría Pucallpa	0,260	940,40	244,73	21,787	266,52
31	Reserva Fría Puerto Maldonado	0,254	1 001,44	254,32	21,640	275,96
32	Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	0,234	996,20	232,91	6,713	239,62
33	RECKA TG1	0,240	988,41	237,05	4,000	241,05
34	GD Tumbes	0,18	1 008,34	181,67	2,664	184,33

Para el Consumo Específico:

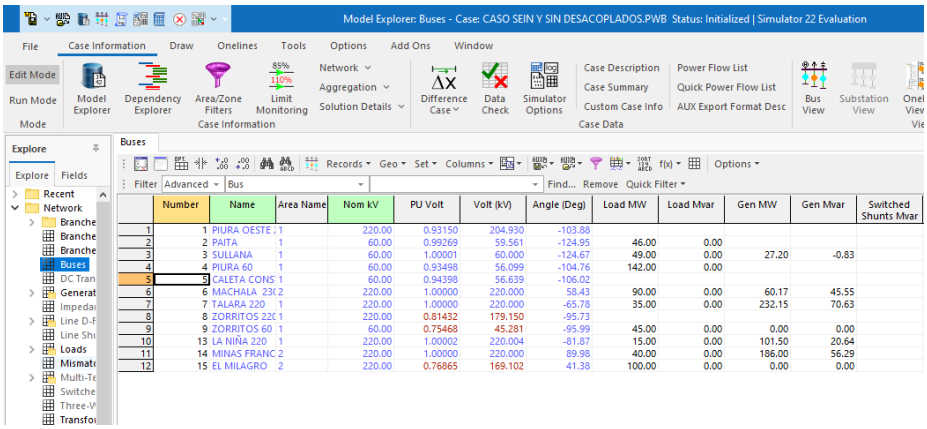
Combustibles líquidos = Ton/MWh, Gas Natural = MMBtu/MWh

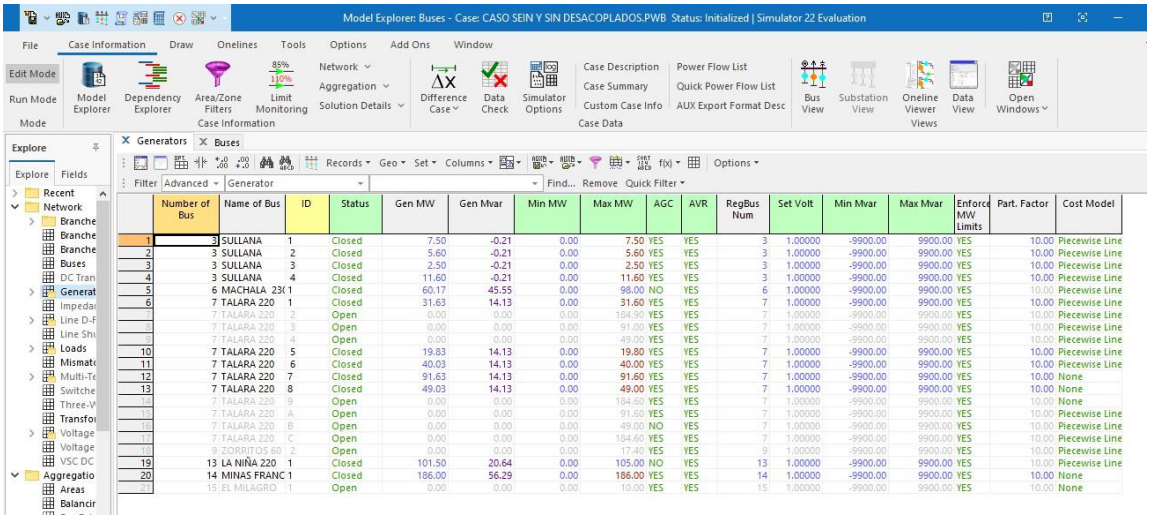
Para el Costo del combustible:

Combustibles líquidos = U$/Ton, Gas Natural = U$/MMBtu

Nota. Informacion extraída de Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN (Informe técnico que valida los Precios de Barra de Generación vigentes desde mayo 2024 a abril del 2025.

Anexo 10 Informacion de Caso 1 Power World





Nota. Elaboracion propia.

Anexo 11 Valores de costos marginales ejecutados SEIN

AÑO	COSTOS MARGINALES PROMEDIO EJECUTADOS EN LA BARRA DE SANTA ROSA (USD/MWh)												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ACUMULADO ANUAL
2024	30,70	34,37	26,57	24,73	27,24	40,68	34,53	30,01	31,24	31,62			31,168
2023	30,79	30,32	34,27	42,10	57,27	92,35	149,25	170,17	179,13	38,02	30,42	27,03	73,43
variacion (%)	-0,28%	13,33%	-22,49%	-41,26%	-52,43%	-55,95%	-76,86%	-82,36%	-82,56%	-16,84%	-100,00%	-100,00%	-57,554%

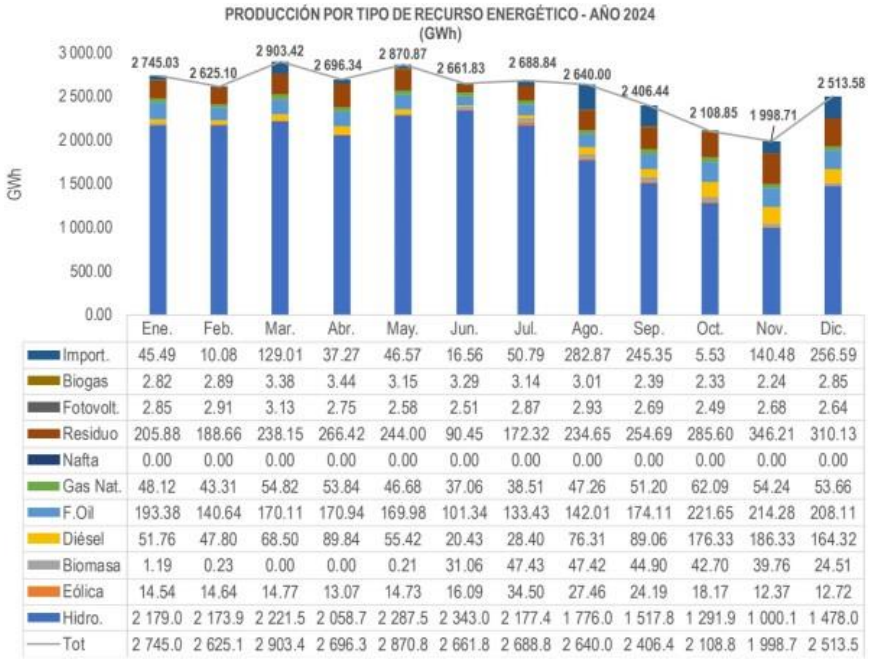
AÑO	COSTOS MARGINALES PROMEDIO EJECUTADOS EN LA BARRA DE SANTA ROSA (USD/MWh)												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ACUMULADO ANUAL
2023	30,789												30,789
2022	25,750	21,553	22,21	22,18	28,88	30,67	32,54	31,10	31,71	32,03	84,97	86,30	37,49
variacion (%)	19,57%												# ¡DIV/0!

AÑO	COSTOS MARGINALES PROMEDIO EJECUTADOS EN LA BARRA DE SANTA ROSA (USD/MWh)												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ACUMULADO ANUAL
2022	25,750												25,750
2021	7,177	9,663	8,15	6,09	12,69	13,25	24,23	28,34	27,74	24,77	23,28	22,08	17,29
variacion (%)	258,787%												# ¡DIV/0!

AÑO	COSTOS MARGINALES PROMEDIO EJECUTADOS EN LA BARRA DE SANTA ROSA (USD/MWh)												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ACUMULADO ANUAL
2021	7,177	9,663	8,15	6,09	12,69	13,25	24,23	28,34	27,74	24,77	23,28	22,08	17,289
2020	8,324	7,537	4,56	3,37	5,18	8,51	9,24	11,65	12,45	16,60	16,85	9,55	9,48
variacion (%)	-13,779%	28,202%	78,7%	80,9%	145,0%	55,7%	162,4%	143,3%	122,9%	49,2%	38,1%	131,3%	# ¡DIV/0!

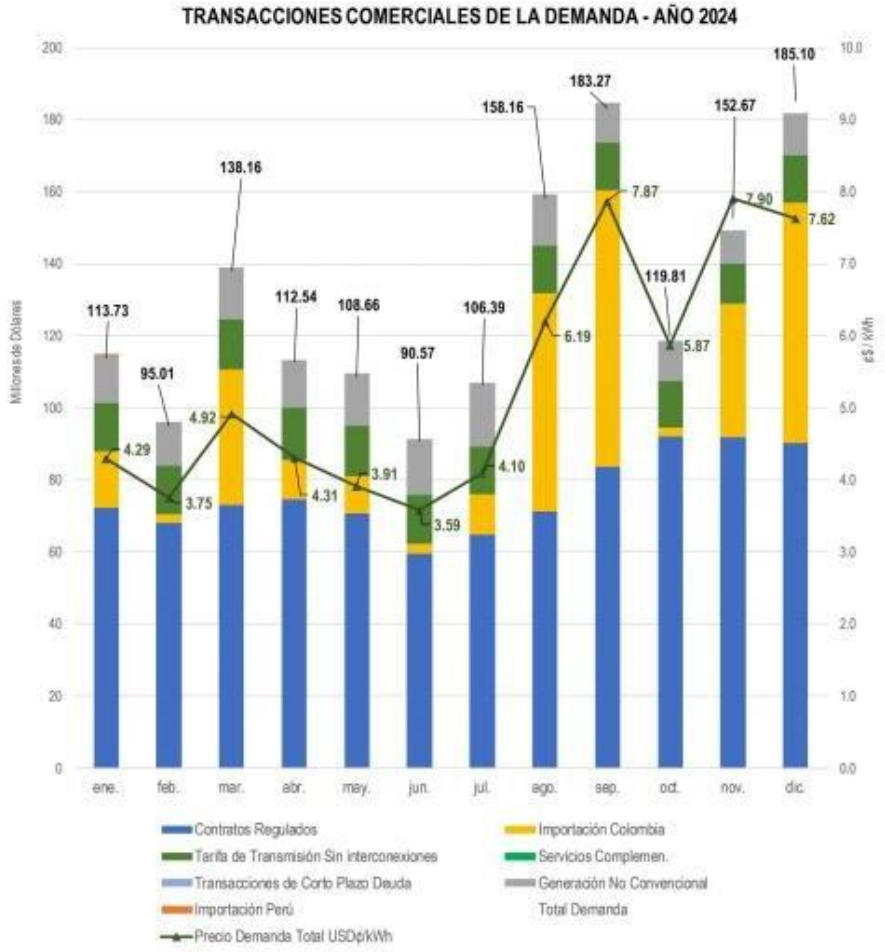
Nota. Informacion obtenida de COES-SINAC (2024)

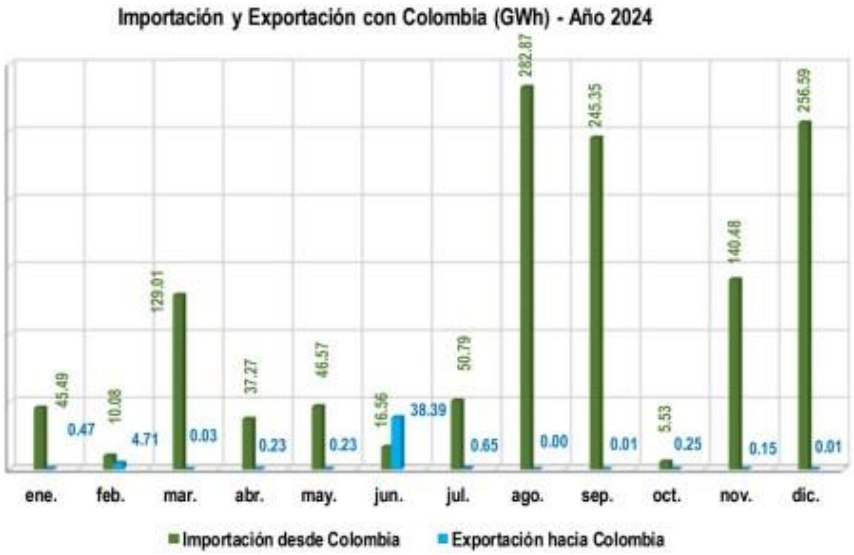
Anexo 12 Informacion Gestión Comercial 2024 SIN



	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Import.	45.49	10.08	129.01	37.27	46.57	16.56	50.79	282.87	245.35	5.53	140.48	256.59
Biogas	2.82	2.89	3.38	3.44	3.15	3.29	3.14	3.01	2.39	2.33	2.24	2.85
Fotovolt.	2.85	2.91	3.13	2.75	2.58	2.51	2.87	2.93	2.69	2.49	2.68	2.64
Residuo	205.88	188.66	238.15	266.42	244.00	90.45	172.32	234.65	254.69	285.60	346.21	310.13
Nafta	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Nat.	48.12	43.31	54.82	53.84	46.68	37.06	38.51	47.26	51.20	62.09	54.24	53.66
F.Oil	193.38	140.64	170.11	170.94	169.98	101.34	133.43	142.01	174.11	221.65	214.28	208.11
Diésel	51.76	47.80	68.50	89.84	55.42	20.43	28.40	76.31	89.06	176.33	186.33	164.32
Biomasa	1.19	0.23	0.00	0.00	0.21	31.06	47.43	47.42	44.90	42.70	39.76	24.51
Eólica	14.54	14.64	14.77	13.07	14.73	16.09	34.50	27.46	24.19	18.17	12.37	12.72
Hidro.	2 179.0	2 173.9	2 221.5	2 058.7	2 287.5	2 343.0	2 177.4	1 776.0	1 517.8	1 291.9	1 000.1	1 478.0
Tot	2 745.0	2 625.1	2 903.4	2 696.3	2 870.8	2 661.8	2 688.8	2 640.0	2 406.4	2 108.8	1 998.7	2 513.5

GWh	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
E.E. Ambato	67.09	63.51	67.84	62.87	68.46	65.19	68.01	68.48	62.39	54.39	52.41	62.93	763.57
E.E. Azogues	6.59	6.24	6.73	6.50	6.95	6.67	6.96	6.99	6.40	5.94	5.26	6.42	77.65
E.E. Centro Sur	107.23	100.74	108.47	101.01	109.34	104.51	108.58	107.60	98.44	86.79	85.47	99.13	1 217.32
CNEL - Bolívar	9.59	9.17	9.71	8.87	9.76	9.24	9.57	9.56	8.68	7.51	7.26	9.24	108.16
CNEL - Guayaquil	564.44	565.53	641.40	604.64	621.40	538.81	534.47	511.34	473.54	427.96	393.64	534.49	6 411.66
CNEL - El Oro	151.76	145.84	162.87	151.29	157.14	138.83	142.42	133.32	117.47	99.69	98.60	137.61	1 636.83
CNEL - Emelgur	306.69	300.99	332.75	296.49	310.73	271.05	274.90	276.70	253.57	228.10	217.16	272.77	3 341.92
CNEL - Esmeraldas	69.09	65.11	71.85	65.19	69.88	64.47	69.48	69.06	55.65	48.79	46.36	56.58	751.52
CNEL - Los Ríos	50.89	49.59	55.46	53.46	54.89	47.53	48.23	47.89	43.72	42.02	39.41	51.61	584.72
CNEL - Manabí	217.81	212.66	238.19	218.08	232.66	202.85	211.63	210.61	185.34	164.87	152.60	204.38	2 451.70
CNEL - Milagro	89.98	92.28	112.47	126.02	141.21	118.78	122.90	128.64	119.16	109.97	89.99	109.66	1 361.06
CNEL - Sta. Elena	88.53	60.46	69.16	63.32	61.74	52.09	53.08	51.06	45.88	40.04	38.23	53.81	677.40
CNEL - Sto. Domingo.	78.99	76.29	81.89	74.64	82.48	76.70	80.32	79.67	70.51	60.11	56.64	74.50	892.72
CNEL - Sucumbíos	79.13	71.48	76.09	66.17	74.21	71.99	73.68	74.77	66.36	59.30	56.15	65.75	835.10
E.E. Cotopaxi	46.14	40.75	47.75	47.07	53.32	50.77	53.64	55.42	44.19	44.10	41.94	43.09	568.17
E.E. Regional Norte	67.69	63.46	67.95	60.59	66.64	66.00	69.61	65.89	61.49	51.50	47.95	60.65	749.44
E.E. Quito	355.84	334.69	357.77	331.42	359.66	346.34	359.72	354.79	335.11	285.37	278.38	333.93	4 033.03
E.E. Regional Sur	106.44	92.83	106.01	96.24	97.28	100.63	108.86	105.06	99.94	56.27	48.44	51.12	1 069.11
E.E. Riobamba	30.76	29.27	39.02	31.46	38.94	30.36	39.73	30.36	27.41	23.93	23.78	34.86	379.88
Consumos Propios	138.26	135.39	148.07	137.85	149.26	154.02	150.20	159.98	145.42	138.32	144.94	158.09	1 759.82
Grandes Consumidores	4.85	4.62	4.47	4.83	4.55	4.72	4.91	3.52	4.33	4.25	4.26	4.12	53.43
Total	**2 637.81**	**2 520.92**	**2 805.91**	**2 608.03**	**2 770.50**	**2 521.57**	**2 590.89**	**2 550.71**	**2 325.02**	**2 039.22**	**1 928.87**	**2 424.75**	**29 724.19**


TRANSACCIONES COMERCIALES DE LA DEMANDA - AÑO 2024
Millones de Dólares
¢$ / kWh
ene. feb. mar. abr. may. jun. jul. ago. sep. oct. nov. dic.
113.73
95.01
138.16
112.54
108.66
90.57
106.39
158.16
183.27
119.81
152.67
185.10
4.29
3.75
4.92
4.31
3.91
3.59
4.10
6.19
7.87
5.87
7.90
7.62
Contratos Regulados
Importación Colombia
Tarifa de Transmisión Sin interconexiones
Servicios Complemen.
Transacciones de Corto Plazo Deuda
Generación No Convencional
Importación Perú
Total Demanda
Precio Demanda Total USD¢/kWh


Importación y Exportación con Colombia (GWh) - Año 2024
ene. feb. mar. abr. may. jun. jul. ago. sep. oct. nov. dic.
45.49
0.47
10.08
4.71
129.01
0.03
37.27
0.23
46.57
0.23
16.56
38.39
50.79
0.65
262.87
0.00
245.35
0.01
5.53
0.25
140.48
0.15
256.59
0.01
Importación desde Colombia
Exportación hacia Colombia

Finalmente, se muestra un análisis comparativo respecto al período enero-diciembre de los años 2023 y 2024:

	PERÍODO: ENERO-DICIEMBRE (MWh)			PERÍODO: ENERO-DICIEMBRE (Miles USD)		
Tipo de Transacción	**2023**	**2024**	**%**	**2023**	**2024**	**%**
Importación desde Perú	24 366.24	2 963.67	-87.84	4 570.88	196.70	-95.70
Exportación hacia Perú	12 985.35	-	-100.00	351.43	-	-100.00

Nota. Informe de Gestión Comercial 2024 CENACE

Anexo 13: Composición y longitud en km de líneas de transmisión del SNT

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
San Rafael - Inga C1	500	123,90	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
San Rafael - Inga C2	500	123,50	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C1	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C2	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
El Inga - Tisaleo	500	149,30	1732,1	1	ACAR	3 x 1100
Chorrillos - Tisaleo	500	200,00	1732,1	1	ACAR	3 x 1100

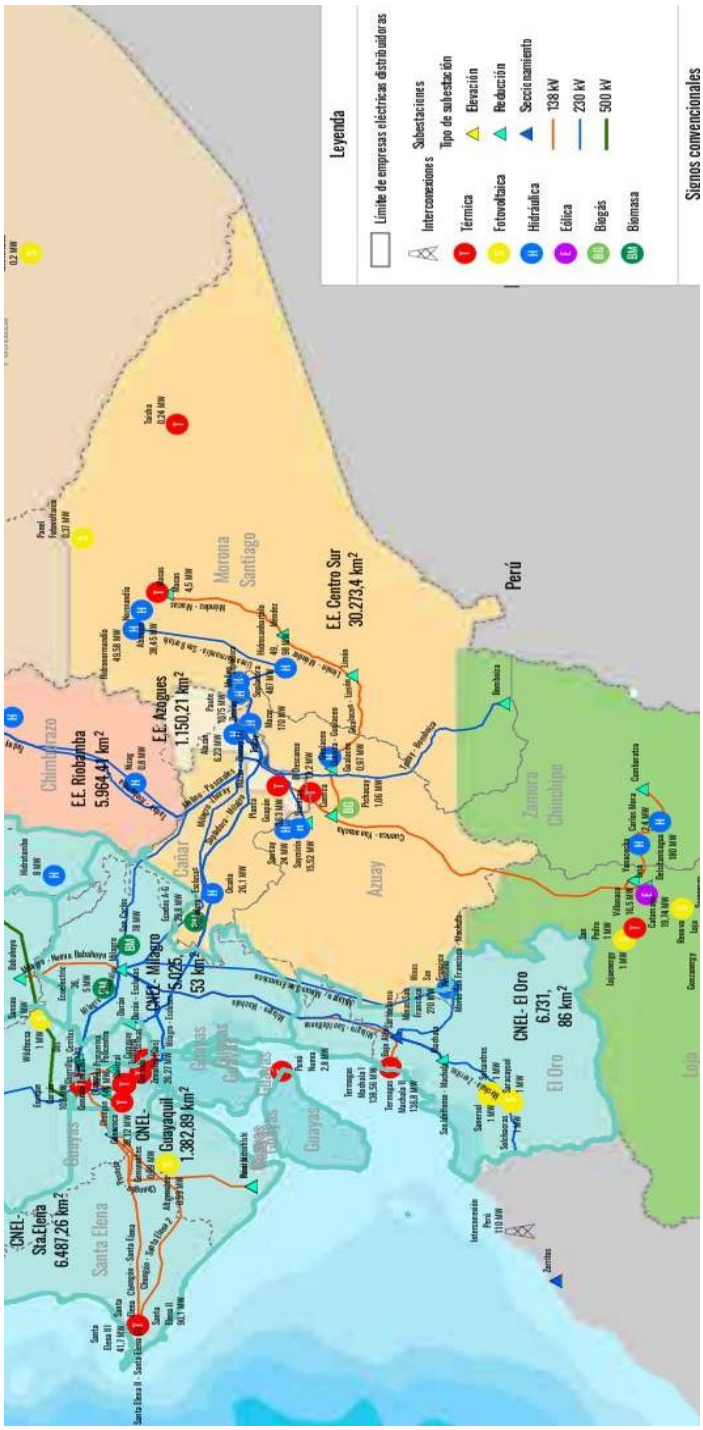
Tabla Nro. 5-3: Líneas de transmisión de 500 kV.

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
Baba - Quevedo	230	43,00	353,0	1	ACSR	1113
Chorrillos - Esclusas	230	37,90	297,0	1	ACAR	750
Chorrillos - Pascuales C1-C2	230	4,80	332,0	2	ACAR	1200
Chorrillos - Pascuales C3-C4	230	4,60	332,0	2	ACAR	1200
Esclusas-Termoguayas	230	0,20	247,0	1	ACAR	750
Inga - Pomasqui	230	34,84	494,0	2	ACAR	2 x 750
Inga - Santa Rosa	230	32,04	494,0	2	ACAR	2 x 750
Jivino - Shushufindi	230	28,00	297,0	1	ACAR	750
Machala - Zorritos 1/	230	55,10	332,0	2	ACAR	1200
Manduriacu - Sto. Domingo	230	68,64	494,0	2	ACAR	2 x 750
Milagro - Dos Cerritos	230	42,90	353,0	1	ACSR	1113
Milagro - Durán	230	36,80	494,0	1	ACAR	2 x 750
Milagro - Machala	230	135,20	494,0	1	ACAR	2 x 750
Milagro - Minas San Francisco	230	153,30	332,0	1	ACAR	1200
Milagro - Pascuales	230	52,80	353,0	1	ACSR	1113
Milagro - Zhoray	230	120,70	353,0	2	ACSR	1113
Minas San Francisco - Machala	230	60,40	332,0	1	ACAR	1200
Molino - Pascuales	230	188,50	342,0	2	ACSR	1113
Molino - Taday	230	41,40	332,0	2	ACAR	1200
Molino - Zhoray	230	19,80	353,0	2	ACSR	1113
Pascuales - Dos Cerritos	230	9,80	353,0	1	ACSR	1113
Pomasqui - Jamondino 1 2/	230	212,20	332,0	2	ACAR	1200
Pomasqui - Jamondino 2 3/	230	214,00	332,0	2	ACAR	1200
Quevedo - Chorrillos	230	143,40	332,0	2	ACAR	1200
Quevedo - San Gregorio	230	113,48	332,0	2	ACAR	1200
Riobamba - Totoras	230	42,90	342,0	1	ACSR	1113
San Francisco - Totoras	230	44,80	282,0	2	ACAR	795
San Rafael - Jivino	230	82,20	297,0	2	ACAR	750
Santa Rosa - Pomasqui	230	45,80	332,0	2	ACAR	1200
Santa Rosa - Sto. Domingo	230	76,34	342,0	2	ACSR	1113
Santa Rosa - Totoras	230	110,08	342,0	2	ACSR	1113
Santo Domingo - Baba	230	62,00	353,0	1	ACSR	1113
Santo Domingo - Esmeraldas	230	156,00	332,0	2	ACAR	1200
Santo Domingo - Quevedo	230	104,60	353,0	2	ACSR	1113
Sopladora - Esclusas	230	182,70	494,0	1	ACAR	2 x 750
Sopladora - Milagro	230	181,70	494,0	1	ACAR	2 x 750
Taday - Riobamba	230	111,60	332,0	2	ACAR	1200
Taday - Riobamba	230	135,50	332,0	1	ACAR	1200
Taday - Totoras	230	178,40	332,0	1	ACAR	1200
Trinitaria - Esclusas	230	7,40	494,0	1	ACAR	2 x 750
Zhoray - Milagro	230	2,00	353,0	2	ACSR	1113
Zhoray - Sinincay	230	52,00	332,0	1	ACAR	1200

Tabla Nro. 5-4 Líneas de transmisión de 230 kV.

Nota. Información extraída de SNT Ecuador(2024)

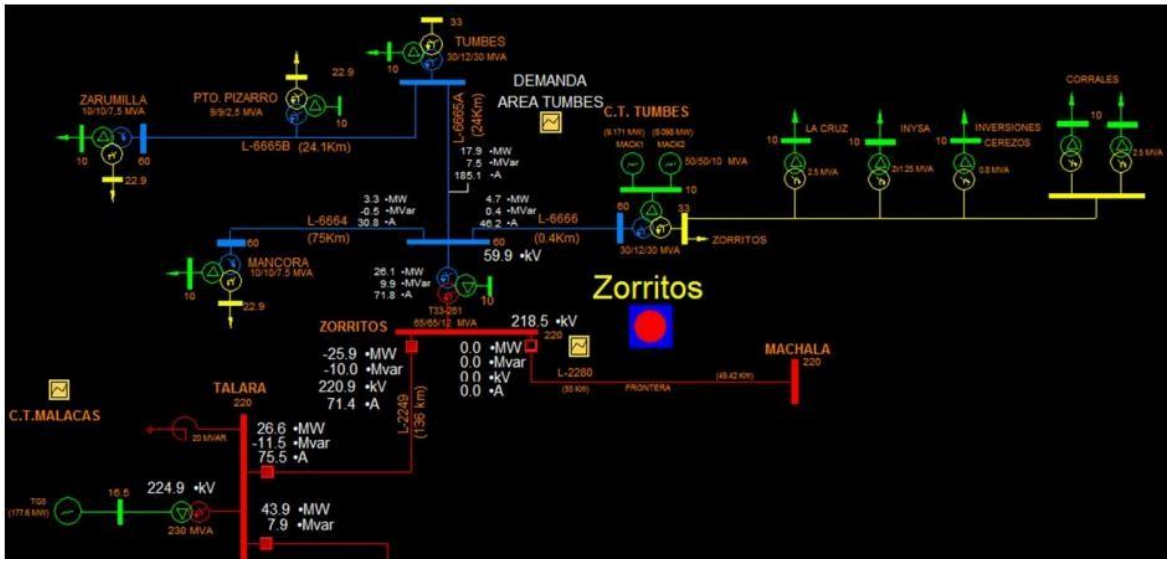
Anexo 14: Mapa zona SUR del SIN

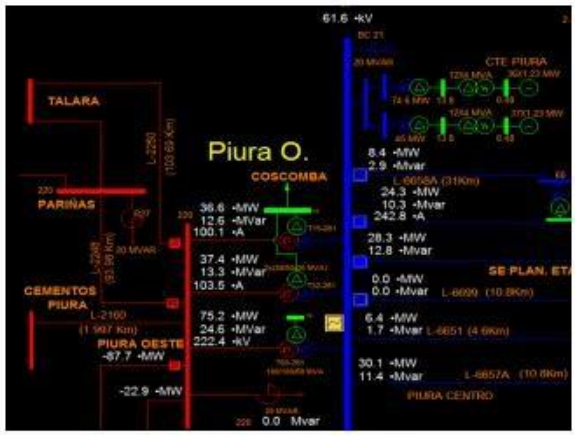


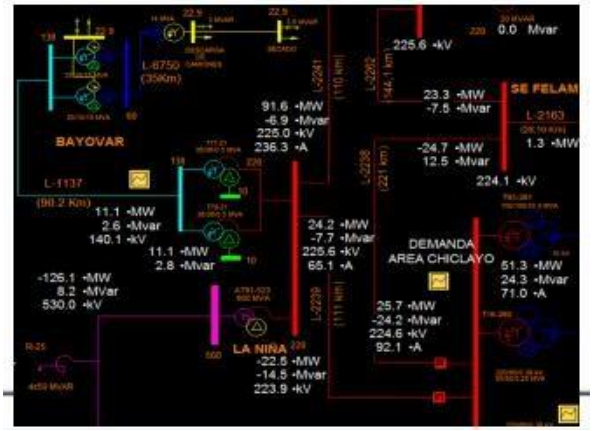
Nota. Informacion extraída de:

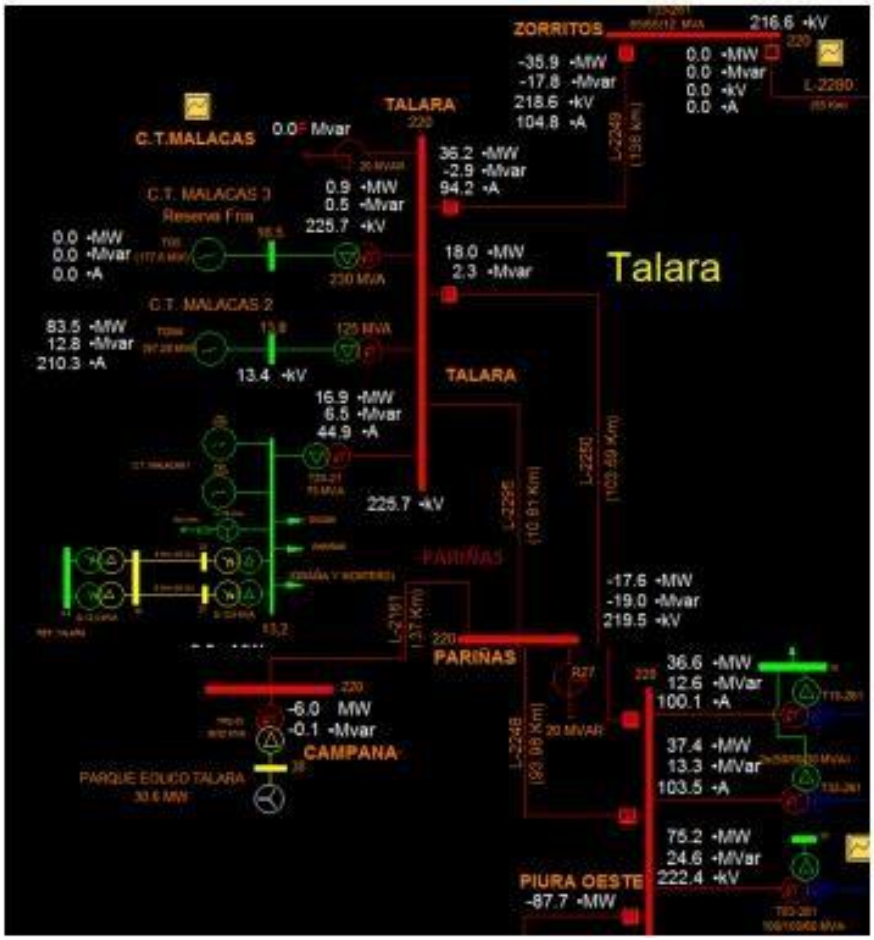
https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/MAPAS.pdf

Anexo 15: Topología zona Norte del SEIN









Nota. Imágenes extraídas de Osinergmin (2024)

Anexo 16: Resúmenes por mes de cobertura de máxima demanda SEIN.

Ene-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	4129,90	0	Agua
Eolica	534,64	0	Viento
Biogas	8,98	0	RSU
Biomasa	30,51	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,28	11,51	Gas Natural
GN CC Fénix	548,73	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	612,89	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	286,09	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	105,17	28,86	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	21,97	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	177,66	42,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	342,69	43,82	Gas Natural
GN CC Ventanilla	289,40	43,92	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	86,71	44,89	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	107,79	49,41	Gas Natural
GD Tumbes	15,78	204,53	Diesel DB5
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	284,81	239,62	Diesel DB5
Total	7633,00		
% Reserva en generacion con DB5	3,9%		
Reserva disponible (MW)	1959,40		
% Reserva disponible	25,7%		

Feb-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	4475,63	0	Agua
Eolica	280,52	0	Viento
Biogas	10,82	0	RSU
Biomasa	29,92	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	47,15	11,51	Gas natural
GN CC Las Flores	293,7	26,46	Gas natural
GN CC Kallpa	803,14	28,14	Gas natural
GN CC Fénix	544,47	28,09	Gas natural
GN CC Chilca 2	104,35	28,86	Gas natural
GN CC Ventanilla	446,9	29,8	Gas natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,45	33,00	Gas natural
GN CC Santo Domingo solo TG1	185,62	28,55	Gas natural
GN CC Chilca 1 solo TG1 y TG2	339,34	28,92	Gas natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	176,63	42,42	Gas natural
Total	7762		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3830,40		
% Reserva disponible	49,3%		

May-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	4050,01	0	Agua
Eolica	531,01	0	Viento
Biogas	7,54	0	RSU
Biomasa	28,2	0	Biomasa
CT Refineria Talara	49,7	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	35,16	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	321,08	26,46	Gas Natural
GN CC Kallpa	616,83	28,14	Gas Natural
GN CC Fénix	546,88	28,09	Gas Natural
GN CC Chilca 1	809,77	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	434,82	29,8	Gas Natural
Total	7431,00		
Proporcion Reserva a generacion	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3353,8		
% Reserva disponible	45,1%		

Jun-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	3634,31	0	Agua
Eolica	602,83	0	Viento
Biogas	9,32	0	RSU
Biomasa	34,86	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,48	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	322,10	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	556,32	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	870,46	28,14	Gas Natural
GN CC Chilca 1	813,87	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	440,82	29,8	Gas Natural
GD Tumbes	13,63	204,53	Diesel DB5
Total	7347,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,2%		
Reserva disponible (MW)	2605,90		
% Reserva disponible	35,5%		

Mar-29			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	4605,02	0	Agua
Eolica	271,87	0	Viento
Biogas	8,56	0	RSU
Biomasa	7,77	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49,15	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	303,59	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	549,42	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	188,62	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	288,16	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	106,57	28,86	Gas Natural
GN CC Chilca 1	781,33	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	287,03	29,8	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,42	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	180,49	42,42	Gas Natural
Total	7650		
Proporcion Reserva a generacion	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3047,9		
% Reserva disponible	39,8%		

Abr-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	4441,28	0	Agua
Eolica	690,84	0	Viento
Biogas	2,1	0	RSU
Biomasa	34,26	0	Biomasa
CT Refineria Talara	50,87	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	46,75	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	301,75	26,46	Gas Natural
GN CC Kallpa	793,98	28,14	Gas Natural
GN CC Chilca 1	545,87	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	432,62	29,80	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,44	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	185,24	42,42	Gas Natural
Total	7548		
Proporcion Reserva a generacion	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3047,9		
% Reserva disponible	40,4%		

Jul-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	3170	0	Agua
Eolica	741,02	0	Viento
Biogas	7,06	0	RSU
Biomasa	33,26	0	Biomasa
CT Refineria Talara	60,5	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,84	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	310,56	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	552,48	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	902,52	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	299,18	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	113,14	28,86	Gas Natural
GN CC Chilca 1	815,62	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	253,00	29,8	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,44	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	86,38	44,89	Gas Natural
Total	7416,00		
% Reserva en generacion con DBS	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2925,60		
% Reserva disponible	39,4%		

Ago-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	2971,78	0	Agua
Eolica	801,62	0	Viento
Biogas	14,41	0	RSU
Biomasa	34,59	0	Biomasa
CT Refineria Talara	70,1	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,37	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	321,17	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	552,77	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	896,62	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	298,23	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	113,40	28,86	Gas Natural
GN CC Chilca 1	750,01	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	464,48	29,80	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	21,93	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	82,52	44,89	Gas Natural
Total	7442,00		
% Reserva en generacion con DBS	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2925,60		
% Reserva disponible	39,3%		

Set-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	3054,21	0	Agua
Eolica	639,3	0	Viento
Biogas	7,39	0	RSU
Biomasa	56,35	0	Biomasa
CT Refineria Talara	44,05	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,48	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	320,73	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	551,47	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	902,59	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	295,75	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	113,04	28,86	Gas Natural
GN CC Chilca 1	810,55	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	464,28	29,8	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,04	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	190,23	42,42	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	60,54	44,89	Gas Natural
Total	7581,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2925,60		
% Reserva disponible	38,6%		

Oct-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	2902,28	0	Agua
Eolica	838,49	0	Viento
Biogas	7,05	0	RSU
Biomasa	55,32	0	Biomasa
CT Refineria Talara	57,49	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	47,90	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	317,66	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	549,69	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	887,13	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	295,04	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	111,20	28,86	Gas Natural
GN CC Chilca 1	796,51	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	460,09	29,8	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	16,49	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	190,16	42,42	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	51,50	44,89	Gas Natural
Total	7584,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2925,60		
% Reserva disponible	38,6%		

Nov-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	4056,17	0	Agua
Eolica	448,24	0	Viento
Biogas	10,16	0	RSU
Biomasa	52,19	0	Biomasa
CT Refineria Talara	77,34	0	NHL
Cogeneracion Oquendo	32,48	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,22	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	315,00	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	546,94	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	885,92	28,14	Gas Natural
GN CC Chilca 1	866,92	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	437,93	29,8	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	16,49	33,00	Gas Natural
Total	7794,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3239,10		
% Reserva disponible	41,6%		

Dic-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U$/MWh)	Recurso
Hidroelectricas	4682,04	0	Agua
Eolica	537,11	0	Viento
Biogas	7,51	0	RSU
Biomasa	52,51	0	Biomasa
CT Refineria Talara	77,81	0	NHL
Cogeneracion Oquendo	32,48	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,12	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	316,00	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	272,67	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	672,56	28,14	Gas Natural
GN CC Chilca 1	689,00	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	210,19	29,80	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	101,00	42,42	Gas Natural
Total	7699,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3830,40		
% Reserva disponible	49,8%		

Nota. Informacion extraída de Investigación de Casahuaman-Delgado 2025

Anexo 17: Informacion operativa del SIN.

2024	Generacion efectiva	Generacion Hidro	% Part Hidro de oferta	Oferta total Hidro	Energia max hidro	FP Hidro	Importacion	Maxima Demanda
Enero	2745	2179	79,4%	4775	3552,60	61,3%	45,5	4737
Febrero	2625	2174	82,8%	4775	3208,80	67,8%	10	4752
Marzo	2903	2201	75,8%	4775	3552,60	62,0%	129,1	4761
Abril	2696	2058	76,3%	4775	3438,00	59,9%	37,2	5007
Mayo	2870	2287	79,7%	4775	3552,60	64,4%	46,6	4820
Junio	2661	2342	88,0%	4775	3438,00	68,1%	16,6	4752
Julio	2689	2177	81,0%	4775	3552,60	61,3%	50,8	4599
Agosto	2640	1776	67,3%	4775	3552,60	50,0%	282,8	4282
Setiembre	2406	1518	63,1%	4775	3438,00	44,2%	245,3	4446
Octubre	2108	1292	61,3%	4775	3552,60	36,4%	5,5	4467
Noviembre	1998	1000	50,1%	4775	3438,00	29,1%	140,5	
Diciembre	2513	1478	58,8%	4775	3552,60	41,6%	256,6	

2023	Generacion efectiva	Generacion Hidro	% Part Hidro de oferta	Oferta total Hidro	Energia max hidro	FP Hidro	Importacion	Maxima Demanda	Potencia importada
Enero	2574,8	1609,8	62,5%	4775	3552,60	45,3%	302,7	4193	487
Febrero	2360,7	1597,8	67,7%	4775	3208,80	49,8%	203,5	4361	523
Marzo	2661,2	2383,4	89,6%	4775	3552,60	67,1%	17,85	4518	445
Abril	2609	2388,7	91,6%	4775	3438,00	69,5%	0,68	4553	95
Mayo	2901,8	2665,9	91,9%	4775	3552,60	75,0%	4,8	4709	352
Junio	2759,5	2550,7	92,4%	4775	3438,00	74,2%	0,13	4587	55
Julio	2859	2649	92,7%	4775	3552,60	74,6%	0,13	4708	135
Agosto	2703,8	2354,8	87,1%	4775	3552,60	66,3%	20,25	4795	459
Setiembre	2608,8	1807	69,3%	4775	3438,00	52,6%	242,68	4373	524
Octubre	2685,5	1781,5	66,3%	4775	3552,60	50,1%	191,69	4450	482
Noviembre	2522,7	1566,5	62,1%	4775	3438,00	45,6%	178,99	4307	478
Diciembre	2646,4	1861,9	70,4%	4775	3552,60	52,4%	133,19	4408	501

2022	Generacion efectiva	Generacion Hidro	% Part Hidro de oferta	Oferta total Hidro	Energia max hidro	FP Hidro	Importacion	Maxima Demanda
Enero	2381	2005	84,2%	4775	3552,60	56,4%	11,83	4162
Febrero	2184	1808	82,8%	4775	3208,80	56,3%	8,43	4152
Marzo	2567	2334	90,9%	4775	3552,60	65,7%	0,53	4253
Abril	2498	2254	90,2%	4775	3438,00	65,6%	3,69	4388
Mayo	2490	2308	92,7%	4775	3552,60	65,0%	1,67	4238
Junio	2238	2078	92,9%	4775	3438,00	60,4%	0,64	4077
Julio	2350	2169	92,3%	4775	3552,60	61,1%	5,9	4114
Agosto	2390	2181	91,3%	4775	3552,60	61,4%	3,62	4076
Setiembre	2331	2035	87,3%	4775	3438,00	59,2%	36,31	4147
Octubre	2307	1883	81,6%	4775	3552,60	53,0%	79,07	4114
Noviembre	2190	1758	80,3%	4775	3438,00	51,1%	132,3	4216
Diciembre	2293	1662	72,5%	4775	3552,60	46,8%	181	4262

2021	Generacion efectiva	Generacion Hidro	% Part Hidro de oferta	Oferta total Hidro	Energia max hidro	FP Hidro	Importacion	Maxima Demanda
Enero	2274	2019	88,8%	4775	3552,60	56,8%	0,23	4018
Febrero	2136	1985	92,9%	4775	3208,80	61,9%	0,75	4055
Marzo	2551	2412	94,6%	4775	3552,60	67,9%	0,11	4102
Abril	2488	2355	94,7%	4775	3438,00	68,5%	0,04	4076
Mayo	2309	2163	93,7%	4775	3552,60	60,9%	1,11	4002
Junio	2195	2042	93,0%	4775	3438,00	59,4%	0,15	3892
Julio	2248	2061	91,7%	4775	3552,60	58,0%	3,79	3949
Agosto	2257	2077	92,0%	4775	3552,60	58,5%	25,88	3961
Setiembre	2072	1861	89,8%	4775	3438,00	54,1%	180,52	4063
Octubre	2230	1935	86,8%	4775	3552,60	54,5%	140,94	4065
Noviembre	2266	2085	92,0%	4775	3438,00	60,6%	9,91	4080
Diciembre	2493	2290	91,9%	4775	3552,60	64,5%	0,39	4208

Nota. Elaboradas con informacion del CENACE

Anexo 18: Inventario de las centrales de generación instaladas en el SEIN:

Tabla

Centrales con recursos energéticos renovables

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RER	ENERGIA ANUAL GWh
CT Cogeneración Paramonga	AIPSA	13,53	Bagazo	97,75
CT Maple	Agroaurora S.A.C	20,38	Bagazo	
CT San Jacinto	Agroindustrias San Jacinto S.A	8,15	Bagazo	
CT Caña Brava	Bioenergía del Chira S.A.	11,63	Bagazo	
CT Huaycoloro	Petramas S.A.C	4,28	RSU	28,30
CT La Gringa V	Petramas S.A.C	2,93	RSU	14,02
CT Doña Catalina	Petramas S.A.C	2,38	RSU	14,50
CT Callao	Petramas S.A.C	2,35	RSU	14,50
CS Repartición 20T	Grupo T-Solar Global S.A.	20	Solar	37,44
CS Tacna 20T	Consorcio Tacna Solar 20TS	20	Solar	47,2
CS Majes 20T	Grupo T-Solar Global S.A.	20	Solar	37,63
CS Panamericana 20T	Consorcio Panamericana	20	Solar	50,68
CS Moquegua FV	Solarparck Corporación Tecnológica S.L.	16	Solar	43
CS Rubí	Enel Green Power	144,48	Solar	415
CS Intipampa	Engie	44,54	Solar	108,40
CS Yarucaya	Colca Solar S.A.C	1,29	Solar	1,1
CS Clemesi	Orygen Perú S.A.C	114,9	Solar	
CE Talara	Energía Eólica S.A	30,86	Viento	119,67
CE Cupisnique	Energía Eólica S. A	83,15	Viento	302,95
CE Marcona	Consorcio Cobra Perú	32	Viento	148,38
CE Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas SAC	97,15	Viento	415,76
CE Wayra I	Enel Green Power	132,3	Viento	573,0
CE Dunas	G.R Taruca S.A.C	18,37	Viento	81,0
CE Huambos	G.R Painos S.A.C	18,37	Viento	84,6
CE Punta Lomitas	Punta Lomitas	260	Viento	Recién
CS Carhuaquero	Kondu	0,55	Solar	Recién
TOTAL		1 139,59		

Nota. Se presenta la informacion de las centrales con recursos energéticos renovables del tipo eólica, fotovoltaica, biomasa y con biogás proveniente de residuos sólidos urbanos con una máxima demanda de 1 139,59 MW, informacion obtenida de OSINERGMIN (2024)

Tabla

Centrales Termoeléctricas pertenecientes al SEIN

N°	Central	Propietario	Pot. Efec. (MW)	Combustible	Heat Rate (Unid/kWh)
1	Turbo Gas Natural Malacas TG6	Orygen	49,6	Gas Natural	9,951
2	Turbo Gas Natural Malacas 4A	Orygen	91,6	Gas Natural	11,227
3	Turbo Gas Natural Oquendo	SDF Energía	32,2	Gas Natural	9,800
4	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	Orygen	53,7	Gas Natural	12,622
5	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	Orygen	47,9	Gas Natural	12,829
6	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Orygen	110,7	Gas Natural	11,502
7	Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61,8	Residual 500	0,326
8	Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel B5	0,218
9	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	TERMOSELVA	90,1	Gas Natural	11,464
10	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	TERMOSELVA	90,0	Gas Natural	11,474
11	GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	Orygen	224,4	Gas Natural	7,084
12	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	Orygen	12,9	Gas Natural	7,122
13	GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	Orygen	225,3	Gas Natural	7.156
14	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	Orygen	14,0	Gas Natural	7,186
15	Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	Orygen	191,2	Gas Natural	10,188
16	GN CC Las Flores	Kallpa generación	321,8	Gas Natural	6,505
17	Chilina GD N° 1 al 2	Egasa	10,3	Diesel B5	0,222
18	Chilina Turbo gas	Egasa	12,2	Diesel B5-S50	0,360
19	Mollendo 1 GD	Egasa	24,5	Diesel B5-S50	0,202
20	Independencia GD (Ex Calana)	Egesur	23,1	Gas Natural	8,859
21	GN CC Santo Domingo	Termochilca	297,3	Gas Natural	6,931
22	GN CC Kallpa	Kallpa generación	896,3	Gas Natural	6,840
23	GN CC Fénix	FENIX POWER	572	Gas Natural	6,682
24	GN CC Chilca 1	Engie	803,4	Gas Natural	6,752
25	GN Chilca 2	Engie	114	Gas Natural	6,976
26	Reserva Fría Talara	Orygen	184,9	Diesel B5-S50	0,238
27	Reserva Fría Ilo	Engie	502,8	Diesel B5-S50	0,230
28	Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	225,1	Diesel B5-S50	0,237
29	Nodo Energético Puerto Ilo	Engie	618,6	Diesel B5-S50	0,230
30	Reserva Fría Pucallpa	I&E del Perú	44,1	Diesel B5-S50	0,260
31	Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Perú	17,4	Diesel B5-S50	0,254
32	Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	723,6	Diesel B5-S50	0,234
33	RECKA TG1	Minera Cerro Verde	179,4	Diesel B5-S50	0,240
34	GD Tumbes	Electroperú	17,4	Diesel B5-S50	0,18
35	Central de Cogeneración Refinería de Talara	Petroperú	40	Gas Natural	
	TOTAL		6 894,4		

Nota. Se presentan los valores técnicos de las 35 Centrales de generación termoeléctricas pertenecientes al SEIN con 6 894,4 MW de potencia efectiva, informacion obtenida de OSINERGMIN (2024)

Tabla

Centrales Hidroeléctricas pertenecientes al SEIN-A

	Central	Propietario	Potencia efectiva (MW)	Energia media (GWH)	Caudal (m^3/sg)
1	Mantaro	ELECTROPERU	678,7	5 126,6	106,00
2	Restitución	ELECTROPERU	219,4	1 628,6	105,13
3	Callahuanca	Orygen	84,4	582,1	24,70
4	Huampani	Orygen	30,9	230,6	21,19
5	Huinco	Orygen	277,9	1 127,8	27,17
6	Matucana	Orygen	137	828,8	15,84
7	Moyopampa	Orygen	69,2	502,1	19,32
8	Cañón del Pato	Orazul Energy	265,6	1342,5	75,58
9	Carhuaquero	Orazul Energy	94,5	79,3	21,06
10	Carhuaquero IV	Orazul Energy	10	67,2	2,56
11	Caña Brava	Orazul Energy	5,7	36,0	19,39
12	Cahua	Statkraft	45,4	243,1	24,31
13	Malpaso	Statkraft	48,5	209,6	80,39
14	Oroya	Statkraft	9,1	50,7	6,56
15	Pachachaca	Statkraft	9,7	31,5	6,61
16	Yaupi	Statkraft	113,7	782,6	29,05
17	Gallito Ciego	Statkraft	35,3	185,4	41,11
18	Pariac	Statkraft	4,8	17,7	2,70
19	Misapuquio	Statkraft	3,9	23,7	2,16
20	Cheves	Statkraft	179,6	709,2	33,38
21	San Antonio	Statkraft	0,6	2,5	2,39
22	San Ignacio	Statkraft	0,4	1,9	2,52
23	Huayllacho	Statkraft	0,2	1,2	0,16
24	Yuncan	Engie	136,7	788,9	29,91
25	Quitaracsa	Engie	117,8	448,8	15,61
26	Platanal	CELEPSA	227,1	1 041,3	40,70
27	Marañon	CELEPSA	19,9	139,1	26,41
28	Yanango	Chinango	43,1	205,6	20,03
29	Chimay	Chinango	152,3	713,9	90,20
30	Cerro del Aguila	Kallpa Generación	582,5	2 754,6	242,7
31	MCH Cerro del Aguila	Kallpa Generación	10,4	50,8	19,19
32	Santa Teresa	Inland Energy	89,9	638,4	53,07
33	Charcani I	Egasa	1,6	14,4	10,24
34	Charcani II	Egasa	0,6	4,8	6,16
35	Charcani III	Egasa	4,7	40,2	10,10
36	Charcani IV	Egasa	15,4	108,6	15,04
37	Charcani V	Egasa	146,6	691,7	26,20
38	Charcani VI	Egasa	8,9	64,6	14,97
39	Machupichu	Egemsa	168,8	1 172,7	55,83
40	San Gabán	San Gaban	115,7	742,2	19,88
41	Curumuy	Sinersa	12,5	53,6	36,00
42	Chancay	Sinersa	20,3	144,7	3,48

Nota. Se presentan los valores técnicos de 42 Centrales de generación hidroeléctricas pertenecientes al SEIN, informacion obtenida de OSINERGMIN (2024)

Tabla

Centrales Hidroeléctricas pertenecientes al SEIN-B

	Central	Propietario	Potencia efectiva (MW)	Energia media (GWh)	Caudal (m^3/sg)
43	Poechos I	Sinersa	14,6	61,2	45,00
44	Poechos II	Sinersa	9,6	51	60,91
45	Chaglla	Emp. Generación Huallaga	470,4	1 643,3	148,37
46	PCH Chaglla	Emp. Generación Huallaga	6,4	52,6	3,68
47	Huanchor	Hidroeléctrica Huanchor	19,8	149.3	10,93
48	Aricota I	Egesur	22,1	55,9	4,54
49	Aricota II	Egesur	12,2	35	4,58
50	Her I	Enel Generación	0,7	2,7	18,27
51	Patapo	Hydro Patapo	0,9	3,3	6,06
52	Carhuac	Andean Power	20,4	118,5	14,19
53	Zaña	Electro Zaña	13,2	73	6,50
54	El Carmen	Generación Andina	8,6	41,6	4,35
55	8 de agosto	Generación Andina	20,6	106	17,55
56	Manta	Peruana de Inversiones en Energías Renovables	20,8	70,2	6,00
57	La Virgen	La Virgen	62,1	348	21,35
58	Renovandes H1	Santa Ana	20,9	158,3	7,57
59	Ángel I	GEPSA	20,1	88,7	8,15
60	Ángel II	GEPSA	20	97,5	8,12
61	Ángel III	GEPSA	20,1	92,3	8,19
62	La Joya	GEPSA	9,1	45,6	8,95
63	Yanapampa	Eléctrica Yanapampa	3,9	24.4	19,87
64	Nueva Imperial	Hidrocañete	4	26,8	7,46
65	Rucuy	Generación Eléctrica Rio Baños	20,3	119,5	3,48
66	Yarucaya	Huaura Power	18,1	132,8	13,48
67	Potrero	Agua azul	20,2	92,8	18,40
68	Pías	Aguas y energía	12	59,3	5,94
69	Purmacana	Atria Energía	1,8	2,7	2,14
70	Canchayllo	Emp. Generación Canchayllo	5,2	26,3	6,96
71	Huanza	Emp. Generación Huanza	98,3	362,1	16,32
72	Runatullo III	Emp. Generación Junin	20	96,1	5,51
73	Runatullo II	Emp. Generación Junin	20	78,8	7,17
74	Pizarras	Eléctrica Rio Doble	19,2	98,6	22,97
75	Santa Rosa I	Eléctrica Santa Rosa	1,0	5,9	5,50
76	Huasahuasi	Hidroeléctrica Santa Cruz	9,9	41	6,49
77	Huasahuasi II	Hidroeléctrica Santa Cruz	10	43,6	6,54
78	Santa Rosa II	Eléctrica Santa Rosa	1,6	9,9	4,69
79	Santa Cruz I	Hidroeléctrica Santa Cruz	6,6	28,8	6,54
80	Santa Cruz II	Hidroeléctrica Santa Cruz	6,5	32,5	6,27
81	Roncador	Maja Energía	3,7	15,8	8,45
	TOTAL		5 274,0	28 699,40	

Nota. Se presentan los valores técnicos de las 81 Centrales de generación hidroeléctricas pertenecientes al SEIN con una potencia efectiva de 5 274,0 MW, informacion obtenida de OSINERGMIN (2024)

Tabla

Centrales con recursos energéticos renovables de Ecuador

Provincia	Numero de centrales	Potencia nominal (MW)	RER	Potencia efectiva (MW)
Cotopaxi	2	2	Solar	2
El Oro	6	6	Solar	6
Galápagos	8	2,6	Solar	2,6
Guayas	4	4	Solar	4
Imbabura	3	4	Solar	4
Loja	6	6	Solar	5,1
Manabí	2	1,5	Solar	1,5
Morona Santiago	1	0,4	Solar	0,4
Pastaza	1	0,2	Solar	0,2
Pichincha	1	1	Solar	1
Parque Eólico Villanoco	1	16,5	Viento	16,5
Parque Eólico Huascachaca	1	50	Viento	50
Centrales con Biomasa	1	170	Biomasa	170
Centrales con biogás	1	7	Biogás	7
TOTAL		271,1		270,2

Nota. Se presentan las 38 Centrales RER conformantes del SIN, sumando un total de 271,1 MW, donde la generación RER predominante es con biomasa con 170 MW, Informacion obtenida de CENELEC (2024)

Anexo 19: Inventario de las centrales de generación instaladas en el SIN:

Tabla

Centrales Hidroeléctricas de Ecuador

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)
Delsitanisagua	Gensur	180	1411
Coca codo sinclair	Coca codo sinclair	1500	8350
Manduriacu	Coca codo sinclair	65	465
Agoyan	Hidroagoyan	156	1080
Pucara	Hidroagoyan	73	430
San Francisco	Hidroagoyan	270	1785
Dudas	Hidroazagues	20.8	141.4
Marcel Laniado	Hidronacion	213	878.9
Baba	Hidronacion	42	184
Mazar	Hidropaute	170	794
Molino	Hidropaute	1100	6903
Sopladora	Hidropaute	487	2127
Toachi Pilaton	Hidrotoapi	253.4	1002
San Bartolo	Hidro San Bartolo	20	155
Due	Hidro alto	49.7	333.2
Abanico	Hidroabanico	37.5	322.4
Minas San Francisco	Enerjubones	270	1152
Saymirin 5	Electro austro	7.5	57.5
Chillos	Empresa Elect. Quito	1.8	13.67
Alao	Hidroagoyan	10.4	77.89
Topo	Ecuagesa	29.2	215.12
Ocaña	Elecaustro	25	172
La playa	EMELNORTE	1.3	8.92
Carlos Mora	EERSA	1.1	6.87
Rio Calope	Consorcio La Fortuna	15	88.98
Hidro Victoria	Hidro Victoria	9	40.91
Delsitanisagua	Gensur	180	
TOTAL		4 775	

Nota. Se presentan las 38 Centrales RER conformantes del SIN, sumando un total de 271,1 MW, donde la generación RER predominante es con biomasa con 170 MW, Informacion obtenida de CENELEC (2025)

Tabla

Centrales Termoeléctricas de Ecuador

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE
Gonzalo Zevallos-Vapor	Electroguayas	146	Fuel Oil 4
Gonzalo Zevallos-TG	Electroguayas	73	Diesel
Trinitaria-TV	Electroguayas	125	Fuel Oil 4
Enrique García TG	Electroguayas	92	Diesel
Santa Elena-GE	Electroguayas	90	Fuel Oil 4
Santa Elena III-GE	Electroguayas	40	Fuel Oil 4
Esmeralda I TV	Termoesmeraldas	132	Fuel Oil 6
Esmeralda II-GE	Termoesmeraldas	96	Fuel Oil 6
Gas Machala TG	Termogas Machala	130	Gas Natural
Pascuales TG	Termogas Machala	120	Gas Natural
Guangopolo GE	Termo Pichincha	33	Fuel Oil 6
Guangopolo II GE	Termo Pichincha	48,7	Fuel Oil 6
Quevedo GE	Termo Pichincha	102	Fuel Oil 6
Sacha GE	Termo Pichincha	20	Fuel Oil 6
JIvina GE	Termo Pichincha	44	Fuel Oil 6
Santa Rosa TG	Termo pichincha	51	Diesel
Jaramijo GE	Termo Manabí	149.2	Diesel
Manta II GE	Termo Manabí	20,4	Diesel
Miraflores GE	Termo Manabí	20,4	Diesel
Miraflores TG	Termo Manabí	19,5	Gas Natural
Pedernales GE	Termo Manabí	5	Diesel
TOTAL		1 557,2	

Nota. Se presentan las 21 Centrales termoeléctricas conformantes del SIN, sumando un total de 1 557,2 MW, siendo los combustibles empleados el gas natural, Fuel Oil 6 y el Diesel, Informacion obtenida de CELEC EP (2025)

Anexo 20: Informacion histórica del SEIN

Tabla

Evolución histórica de la máxima demanda SEIN (MW)

MESES	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ENE	6 876,3	7 070,6	6 909,6	7 070,2	7 294,2	7 632,5
FEB	6 950,0	7 125,3	6 778,4	7 146,7	7 397,0	7 762,0
MAR	6 990,7	7 116,8	6 832,6	7 065,4	7 583,4	7 550,3
ABR	6 917,7	5 173,5	6 808,8	7 024,3	7 605,5	7 548,6
MAY	6 884,8	5 682,0	6 869,7	6 961,4	7 342,7	7 431,3
JUN	6 793,8	6 101,8	6 903,8	7 069,9	7 314,6	7 347,2
JUL	6 739,3	6 383,1	6 855,8	7 113,7	7 280,2	7 416,9
AGO	6 728,5	6 550,7	6 927,9	7 073,7	7 290,0	7 447,3
SET	6 672,3	6 607,5	6904,8	7 315,8	7 374,2	7 581,5
OCT	6 840,6	6 835,6	6973,1	7 309,4	7 354,2	7 583,7
NOV	6 928,2	6 836,6	7078,5	7 426,6	7 489,3	7 794,0
DIC	7 017,6	6 960,1	7173,0	7 467,5	7 545,0	

Nota. Se presenta la evolución histórica de la máxima demanda en el SEIN desde el año 2019 a diciembre 2024, Informacion obtenida COES SINAC (2025)

Anexo 21: Informacion histórica del SIN

Tabla

Demanda de Energía SIN-Ecuador 2023

Mes	Demanda de energía (GWh)	Demanda en bornes de generación (MW)	Factor de carga
Enero	2 574,80	4 575,86	75,63%
Febrero	2 360,71	4 463,67	78,70%
Marzo	2 661,20	4 517,64	79,18%
Abril	2 608,99	4 531,87	79,96%
Mayo	2 901,82	4 682,07	83,30%
Junio	2 759,45	4 533,99	84,53%
Julio	2 859,05	4 557,90	84,31%
Agosto	2 703,78	4 561,73	79,67%
Setiembre	2 608,85	4 671,63	77,56%
Octubre	2 685,49	4 617,12	78,18%
Noviembre	2 532,68	4 631,83	75,94%
Diciembre	2 646,44	4 810,72	73,94%

Nota. Se presentan los valores demanda de energía y potencia para el año 2023 y el factor de carga mensual, en los meses de agosto a diciembre y enero el factor de carga disminuye significativamente, al reducirse la disponibilidad del recurso hidráulico, Imagen tomada de Informe anual 2023-CENACE (2024)