

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES EN EL SEIN
CONSIDERANDO LA INSERCIÓN DEL NODO ENERGÉTICO SUR-
PERUANO FRENTE AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA
ELÉCTRICA EN EL PERIODO 2023-2028**

PRESENTADO POR:

BR. BRENDA SARA TUNQUI ARNADO

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

MSc. MANUEL LAU PACHECO

CUSCO – PERÚ

2024

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES EN EL SEIN CONSIDERANDO LA INSERCIÓN DEL MODO ENERGÉTICO SUR-PERUANO FRENTE AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERIODO 2023-2028

presentado por: Brenda Sara Tuqwi Arnado con DNI Nro.: 76207677 presentado por: con DNI Nro.: para optar el título profesional/grado académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 01 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 7%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 29 de Octubre de 2024



Firma

Post firma MANUEL LAU-PACHECO

Nro. de DNI 23 828 214

ORCID del Asesor 0000-0001-8988-1833

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: 27259:399605468

NOMBRE DEL TRABAJO

**PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES
EN EL SEIN CONSIDERANDO LA INSERCIÓN
DEL NODO ENERGÉTICO SUR-PERUANO**

AUTOR

Brenda Tunqui

RECUENTO DE PALABRAS

51014 Words

RECUENTO DE CARACTERES

261760 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

225 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

11.2MB

FECHA DE ENTREGA

Oct 29, 2024 12:25 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Oct 29, 2024 12:27 AM GMT-5

● 7% de similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 7% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Base de datos de trabajos entregados
- Material citado
- Material bibliográfico
- Coincidencia baja (menos de 20 palabras)

PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica. Señores miembros del jurado.

Cumpliendo con todas las disposiciones del reglamento de grados y títulos vigente a la fecha de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; con la finalidad de optar al título profesional de Ingeniero Electricista, pongo a su disposición el trabajo de investigación titulado **“PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES EN EL SEIN CONSIDERANDO LA INSERCIÓN DEL NODO ENERGÉTICO SUR-PERUANO FRENTE AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERIODO 2023-2028”**.

Proyecto de investigación elaborado con la finalidad de proponer soluciones a la problemática actual sobre el incremento repentino de los costos marginales en el SEIN.

Brenda Sara Tunqui Arnado

DEDICATORIA

A Dios, por bendecirme con personas maravillosas que han enriquecido mi vida.

A mis padres, Alfredo y María, por su amor incondicional, su apoyo constante, su perseverancia y su comprensión. No sé qué sería de mi vida sin ustedes; los valoro y admiro profundamente.

A mi hermana Samantha, por su aliento y comprensión en los momentos difíciles. Tengo la gran suerte de tenerte en mi vida.

A mis familiares, por su comprensión y sabios consejos. Nunca cambien; los quiero mucho.

Brenda Sara Tunqui Arnado

AGRADECIMIENTOS

A la prestigiosa Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, por ser un pilar de conocimiento y formación académica.

A mi asesor, MSc. Manuel Lau Pacheco, por sus valiosos consejos, recomendaciones y apoyo constante a lo largo de este camino.

A los docentes de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, por su dedicación y por impartirme su valiosa enseñanza.

A la Empresa de Generación Eléctrica Machupichu S.A., por brindarme la oportunidad de realizar prácticas profesionales en la gerencia comercial y enriquecer mi experiencia.

Brenda Sara Tunqui Arnado

RESUMEN

Esta investigación surge a partir de la problemática derivada del incremento repentino de los costos marginales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La principal motivación es mejorar la eficiencia de generación en el sur del país, satisfaciendo la demanda eléctrica mediante el uso de recursos energéticos más económicos y menos contaminantes, como el gas natural.

Desde el año 2022, se ha evidenciado una deficiencia en la generación eficiente en el SEIN, especialmente en el sur de Perú, frente a los requerimientos de la máxima demanda. Esto ocasionó dependencia de fuentes de generación más costosas y contaminantes para abastecer la demanda eléctrica, lo que ha elevado los costos marginales en todo el sistema, generando incertidumbre entre los agentes del mercado eléctrico y ocasionando pérdidas económicas.

En este contexto, el presente proyecto de investigación evaluará la proyección de los costos marginales en el SEIN y su impacto en el mercado eléctrico, utilizando el modelo de despacho hidrotérmico Perseo 2.0. Para ello, se analizará la inserción de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano (NES), operando con gas natural y aportando aproximadamente 1,851.68 megavatios (MW) de generación eficiente al sistema.

Palabras clave: Despacho hidrotérmico, costos marginales, generación eficiente, crecimiento de la demanda eléctrica,

ABSTRACT

This research arises from the issue caused by the sudden increase in marginal costs in the National Interconnected Electric System (SEIN). The primary motivation is to improve generation efficiency in the southern part of the country, meeting electricity demand through the use of more economical and less polluting energy resources, such as natural gas.

Since 2022, a deficiency in efficient generation has been evident in the SEIN, especially in southern Peru, in response to the requirements of maximum demand. This has led to a dependence on more expensive and polluting generation sources to supply electricity demand, which has raised marginal costs throughout the system, generating uncertainty among electricity market agents and causing economic losses.

In this context, the present research project will evaluate the projection of marginal costs in SEIN and their impact on the electricity market, using the Perseo 2.0 hydrothermal dispatch model. To this end, the insertion of the thermoelectric plants of the South Peruvian Energy Node (NES), operating with natural gas and contributing approximately 1,851.68 megawatts (MW) of efficient generation to the system, will be analyzed.

Keywords: Hydrothermal dispatch, marginal costs, efficient generation, demand growth.

GLOSARIO

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

GSP: Gasoducto sur peruano.

SITGAS: Sistema integrado de transporte del gas - zona sur del Perú.

GN: Gas natural.

GNL: Gas natural licuado.

HFP: Hora fuera punta.

HP: Hora punta.

MRFO: Margen de reserva firme objetivo.

RER: Recurso energético renovable.

GAMS: General algebraic modeling system.

PERSEO: Planeamiento estocástico con restricciones en operaciones de sistemas eléctricos

CPLEX: Herramienta informática de optimización.

NES: Nodo energético del sur.

DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Bloques horarios: Son intervalos de tiempo en los cuales los gastos asociados a la producción de energía son comparables, establecidos según las particularidades técnicas y financieras del sistema.

Costo marginal de corto plazo: Es el Costo de producir una unidad adicional de energía en cualquier barra del sistema de generación-transporte, en un momento específico. Éste varía por barra o nodo.

Demanda coincidente: Demanda de potencia registrada para un intervalo de 15 minutos en que se produce la máxima demanda mensual a nivel de generación.

Demanda residual: Es la demanda total menos la cantidad de electricidad generada por otras fuentes variables.

Enlace Centro-Sur: Conjunto de infraestructuras de transmisión eléctrica que interconectan el Centro y Sur del Perú.

Factor de carga: Es un indicador de eficiencia en el consumo dentro de un sistema eléctrico. Se define como la demanda promedio de potencia dividida por la máxima demanda en un período dado.

Factor de planta: Indicador del uso de capacidad efectiva de una planta de generación de energía. Se define como la relación entre la producción promedio de energía durante un período y la potencia efectiva de la planta.

Flujo de carga óptimo: Definido como la simulación de flujo de potencia en un sistema eléctrico, mediante la aplicación de un modelo de despacho económico, considerando los costos variables de generación, restricciones y pérdidas en la red de transmisión eléctrica.

Máxima demanda: Registro de la mayor demanda de consumo en un intervalo de tiempo, calculada como la sumatoria de las demandas coincidentes de potencia de todos los clientes para intervalos de 15 minutos, cuando se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de Generación.

Nodo Energético del Sur: Conjunto de centrales de generación eléctrica implementadas para desarrollar y fortalecer la infraestructura energética en la región sur del Perú.

Potencia nominal: Potencia instalada bajo condiciones ideales.

Potencia efectiva: Valor de la potencia aprobada por el COES, resultante de los ensayos de potencia efectiva determinados de acuerdo a PR-17 y PR-18.

Reserva firme: Definida como la capacidad adicional de generación disponible por encima de la máxima demanda, se calcula como la diferencia entre la potencia firme y la máxima demanda. El margen de reserva firme es igual a la reserva firme entre la máxima demanda.

Temporada de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad.

Temporada de estiaje: Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y reducción de los caudales naturales.

INDICE DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN.....	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN	V
ABSTRACT.....	VI
GLOSARIO	VII
DEFINICIÓN DE TÉRMINOS.....	VIII
INDICE DE CONTENIDO	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XXII
1. ASPECTOS GENERALES.....	2
1.1. Introducción	2
1.2. Ubicación Geográfica.....	2
1.3. Planteamiento del Problema.....	4
1.4. Formulación del Problema	9
1.4.1. <i>Problema General</i>	9
1.4.2. <i>Problemas Específicos</i>	9
1.5. Justificación del Estudio.....	9
1.5.1. <i>Justificación Académica</i>	9
1.5.2. <i>Justificación Técnica</i>	10
1.1.1. <i>Justificación Económica y Social</i>	13

1.2.	Objetivos	14
1.2.1.	<i>Objetivo General</i>	14
1.2.2.	<i>Objetivo Especifico</i>	14
1.3.	Alcance y Limitaciones	14
1.3.1.	<i>Alcance</i>	14
1.3.2.	<i>Limitaciones</i>	15
1.4.	Hipótesis.....	16
1.4.1.	<i>Hipótesis General</i>	16
1.4.2.	<i>Hipótesis Especifica</i>	16
1.5.	Variables e Indicadores	17
1.5.1.	<i>Variable Independiente</i>	17
1.5.2.	<i>Variable Dependiente</i>	17
1.5.3.	<i>Variable Interviniente</i>	17
1.5.4.	<i>Operacionalización de Variables</i>	18
1.6.	Metodología	18
1.7.	Matriz de consistencia	21
2.	MARCO TEÓRICO	22
2.1.	Introducción	22
2.2.	Antecedentes de la Investigación	22
2.2.1.	<i>Antecedente Internacional</i>	22

2.2.2.	<i>Antecedente Nacional</i>	25
2.3.	<i>Bases teóricas</i>	27
2.3.1.	<i>Planeamiento de la Operación</i>	27
2.3.2.	<i>Generación Eléctrica en el Perú</i>	28
2.3.3.	<i>Transmisión Eléctrica</i>	33
2.3.4.	<i>Costos de Generación</i>	34
2.3.5.	<i>Costo de Potencia y Energía</i>	36
2.3.6.	<i>Costos Marginales</i>	36
2.3.7.	<i>Costos de Operación Inmediato y Futuro</i>	37
2.3.8.	<i>Valor del Agua</i>	38
2.3.9.	<i>Despacho Económico</i>	39
2.3.10.	<i>Reserva de Potencia y Margen de Reserva</i>	43
2.3.11.	<i>Mercado Eléctrico</i>	43
2.3.12.	<i>Competencia Perfecta</i>	45
2.3.13.	<i>Generación Eficiente</i>	47
2.3.14.	<i>Diseños de Mercado</i>	47
2.3.15.	<i>Tipos de Usuarios</i>	48
2.3.16.	<i>Diseño del Mercado Eléctrico Peruano</i>	49
2.3.17.	<i>Mercado del Gas Natural en la Generación Eléctrica</i>	52
2.3.18.	<i>Principales Entidades del Sector Eléctrico</i>	65

2.4.	Bases Normativas	66
2.4.1.	<i>Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844</i>	66
2.4.2.	<i>Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas</i>	67
2.4.3.	<i>Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica</i>	67
2.4.4.	<i>Ley de Seguridad Energética y Promoción del Polo Petroquímico del Sur</i>	68
2.4.5.	<i>Promoción de la Inversión en Energías renovables Decreto Legislativo N° 1002</i>	68
2.4.6.	<i>DS N° 031-2020-EM</i>	69
3.	ESTADÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO Y EL DESPACHO ECONÓMICO EN EL SEIN	70
3.1.	Introducción	70
3.2.	Mercado Eléctrico Peruano	70
3.2.1.	<i>Integrantes del Mercado Eléctrico</i>	71
3.2.2.	<i>Situación Actual</i>	71
3.2.3.	<i>Generación Anual de Energía</i>	77
3.2.4.	<i>Perdidas en el Sistema Principal de Transmisión</i>	85
3.2.5.	<i>Capacidad Efectiva y Congestión en el Enlace Centro-Sur</i>	86
3.2.6.	<i>Incremento de los Costos Marginales en el SEIN</i>	91
3.2.7.	<i>Disponibilidad de Generación Eficiente en el SEIN</i>	92
3.2.8.	<i>Gas Natural en la Generación Eléctrica</i>	99

4. PROYECCIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN EL SEIN MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE LA INSERCIÓN DEL NODO ENERGÉTICO SUR PERUANO	105
4.1. Introducción	105
4.2. Situación Actual	105
4.3. Premisas y Criterios	106
4.4. <i>Modelamiento Perseo</i>	107
4.4.1. <i>Antecedentes del Modelo Perseo 2.0</i>	107
4.4.2. <i>Características del Modelo Perseo 2.0</i>	108
4.4.3. <i>Esquema Funcional del Modelo Perseo</i>	109
4.4.4. <i>Datos de Entrada</i>	110
4.4.5. <i>Modelamiento Matemático</i>	113
4.4.6. <i>Diagrama de Flujo del Modelo Perseo</i>	117
4.5. Proyección de la Demanda.....	118
4.5.1. <i>Crecimiento de PBI</i>	119
4.5.2. <i>Demanda Vegetativa</i>	119
4.5.3. <i>Demanda de Cargas Especiales</i>	120
4.5.4. <i>Demanda de Nuevos Proyectos y Ampliaciones</i>	123
4.5.5. <i>Proyección de la Demanda Total</i>	124
4.6. Programa de Obras de Generación.....	125
4.6.1. <i>Parque de Generación Existente</i>	125

4.6.2.	<i>Parque de Generación Proyectado</i>	130
4.7.	Programa de Obras de Transmisión	130
4.8.	Costos Variables.....	132
4.8.1.	<i>Costo del Gas Natural de Camisea Para la Generación Eléctrica</i>	132
4.8.2.	<i>Costo en Boca de Pozo y Suministro</i>	132
4.8.3.	<i>Precio de Transporte de Gas Natural Para la Generación</i>	134
4.8.4.	<i>Precio de Distribución</i>	135
4.8.5.	<i>Precio de Gas Natural Licuado GNL Para el Nodo Energético Sur Peruano</i>	136
4.9.	Metodología	137
4.9.1.	<i>Casos de Simulación</i>	137
5.	EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	140
5.1.	Introducción	140
5.2.	Resultados de Simulación	140
5.3.1.	<i>Caso Base</i>	141
5.3.2.	<i>Sistema con Deficiencia de Generación (CASO I)</i>	147
5.3.3.	<i>Sistema con GN en el Nodo Energético Sur Peruano (CASO II)</i>	153
5.3.4.	<i>Sistema con GNL en el Nodo Energético Sur Peruano (CASO III)</i>	160
5.4.	Validación de Hipótesis	167
5.4.1.	<i>Análisis de Varianza Unidireccional (ANOVA one-way)</i>	171
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	174

Conclusiones	174
Recomendaciones.....	176
BIBLIOGRAFÍA	177
RELACIÓN DE ANEXOS.....	182

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Influencia Geográfica.....	3
Figura 1.2: Evolución de la Demanda Eléctrica - PBI	4
Figura 1.3: Costos Marginales en el SEIN	5
Figura 1.4: Generación Eléctrica en el Sur - 6 de Diciembre del 2022	7
Figura 1.5: Costos Variables – Diciembre del 2022.....	8
Figura 1.6: Potencia Efectiva del SEIN 2022 (MW).....	11
Figura 2.1: Esquema de Generación Termoeléctrica a Diésel.....	29
Figura 2.2: Esquema de Generación Termoeléctrica a Ciclo Combinado	31
Figura 2.3: Unidad Hidroeléctrica Curva Entrada-Salida	32
Figura 2.4: Costos Variables Según Tipo de Tecnología	35
Figura 2.5: Costo de Operación Inmediato y Futuro	38
Figura 2.6: Valor del Agua.....	39
Figura 2.7: Proceso de Decisión en Sistemas Hidrotérmicos	41
Figura 2.8: Diagrama de Carga y Duración.....	45
Figura 2.9: Determinación de Equilibrio de Mercado	46
Figura 2.10: Usuario Libre y Regulado	49
Figura 2.11: Competencia en el Mercado Mayorista	50
Figura 2.12: Mercado Spot Oferta y Demanda.....	51
Figura 2.13: Mapa de Reservas Probadas por Lotes Diciembre del 2022 (TCF).....	55
Figura 2.14: Diseño del Proyecto Camisea	57
Figura 2.15: Recorrido de los Ductos de Gas Natural y Liquidas de Gas	59
Figura 2.16: Componentes del Precio del Gas de Camisea.....	61

Figura 2.17: Principales Marcadores del Gas Natural.....	63
Figura 2.18: Cálculo del Precio en Boca de Pozo (US\$/MMBTU)	64
Figura 3.1: Número de Integrantes del COES 2022.....	71
Figura 3.2: Potencia Efectiva Según Tipo de Generación (MW).....	72
Figura 3.3: Potencia Efectiva Según Zona Geográfica y Tipo de Generación (MW).....	73
Figura 3.4: Potencia Efectiva Según Recurso Energético en el Sur (MW).....	74
Figura 3.5: Evolución Máxima Demanda 2013-2022 (MW)	74
Figura 3.6: Máxima Demanda 2022/2021 (MW).....	75
Figura 3.7: Despacho Hidrotérmico – Máxima Demanda en el SEIN de diciembre 2022	75
Figura 3.8: Máxima Demanda del SEIN Diciembre 2022	76
Figura 3.9: Máxima Demanda por Áreas del SEIN - Diciembre 2022	76
Figura 3.10: Máxima Demanda en el Sur Diciembre 2022.....	77
Figura 3.11: Producción de Energía Mensual 2022 (MW)	78
Figura 3.12: Producción de Energía Eléctrica Según Tipo de Generación (GW.h).....	78
Figura 3.13: Factor de Planta de las Centrales Hidroeléctricas.....	80
Figura 3.14: Factor de Planta de Centrales Termoeléctricas	82
Figura 3.15: Factor de Planta de las Centrales Solares.....	84
Figura 3.16: Factor de Planta de las Centrales Eólicas.....	84
Figura 3.17: Perdidas en el Sistema Principal de Transmisión	86
Figura 3.18: Enlace Centro-Sur	87
Figura 3.19: Capacidad Efectiva de Transmisión Centro-Sur y Transferencia Requerida	89
Figura 3.20: Transferencia Centro-Sur y Porcentaje de Importación del Sur	90
Figura 3.21: Costos Marginales Promedios Mensuales.....	91

Figura 3.22: Disponibilidad de Generación Eficiente en el SEIN.....	93
Figura 3.23: Costos Variables – Diciembre del 2022.....	94
Figura 3.24: Diagrama Unifilar C.T. NEPI (ILO 4).....	96
Figura 3.25: Diagrama Unifilar C.T. PUERTO BRAVO.....	97
Figura 3.26: Diagrama Unifilar C.T. RF PLANTA ILO.....	97
Figura 3.27: Requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN.....	98
Figura 3.28: Producción de Centrales Solares y Eólicas en el SEIN en Diciembre 2022.....	99
Figura 3.29: Participación del Gas Natural en la Producción de Energía en el SEIN.....	100
Figura 3.30: Indicador Henry Hub Precio del Gas Natural.....	104
Figura 4.1: Esquema Funcional del Modelo Perseo.....	110
Figura 4.2: Archivos Planos de Entrada.....	111
Figura 4.3: Estructura Jerárquica de los Archivos de Entrada.....	113
Figura 4.4: Modelamiento de la Red de Transmisión.....	114
Figura 4.5: Diagrama de Flujo del Modelo Perseo.....	118
Figura 4.6: Indicador Oil Field and Gas Field Machinery - Proyección 2000 -2029.....	133
Figura 4.7: Indicador Fuels and Related Products and Power- Proyección 2000 -2029.....	134
Figura 4.8: Indicador Finished Goods less foods and energy- Proyección 2000 -2029.....	135
Figura 4.9: Indicador Henry Hub Precio del Gas Natural.....	136
Figura 5.1: Proyección de Cmg en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso Base	141
Figura 5.2: Proyección de Cmg en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso Base	142
Figura 5.3: Generación Mensual en el SEIN (GW.h) - Caso Base	143
Figura 5.4: Generación Total en el SEIN (GW.h) - Caso Base.....	144
Figura 5.5: Capacidad de Generación Eficiente - Caso Base.....	145

Figura 5.6: Flujo de Potencia en Interconexión Centro-Sur (Caso Base)	146
Figura 5.7: Proyección de Cmg en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso I.....	147
Figura 5.8: Proyección de Cmg en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso I.....	148
Figura 5.9: Generación Mensual en el SEIN (GW.h) - Caso I.....	149
Figura 5.10: Generación Total en el SEIN (GW.h) – Caso I.....	150
Figura 5.11: Factor de Planta - Caso I.....	151
Figura 5.12: Capacidad de Generación Eficiente - Caso I	152
Figura 5.13 Proyección de Flujo de Potencia Centro-Sur (Caso I)	153
Figura 5.14: Proyección de Cmg en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso II.....	154
Figura 5.15: Proyección de Cmg en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso II	155
Figura 5.16: Generación Mensual en el SEIN (GW.h).....	156
Figura 5.17: Generación Total en el SEIN (GW.h).....	157
Figura 5.18: Factor de Planta - Caso II.....	157
Figura 5.19: Capacidad de Generación Eficiente - Caso II	158
Figura 5.20: Proyección de Flujo de Potencia Centro-Sur (Caso II).....	159
Figura 5.21: Proyección de Cmg en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso III	160
Figura 5.22: Proyección de Cmg en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso III.....	161
Figura 5.23: Generación Mensual en el SEIN (GW.h).....	162
Figura 5.24: Generación Total en el SEIN (GW.h).....	163
Figura 5.25: Factor de Planta - Caso III	163
Figura 5.26: Capacidad de Generación Eficiente - Caso III.....	164
Figura 5.27: Proyección de Flujo de Potencia Centro-Sur (Caso III)	165
Figura 5.28: Costos Operativos (USD).....	166

Figura 5.29: Comparación Demanda - Costos Marginales Promedio	168
Figura 5.30: Distribución F	173

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Operacionalización de Variables	18
Tabla 1.2: Matriz de Consistencia	2
Tabla 2.1: Generación de Energía Eléctrica en el SEIN 2022	28
Tabla 2.2: Comparación Entre Modelos de Contratos.....	53
Tabla 3.1: Potencia Efectiva en el SEIN Según Tipo de Recurso 2022	72
Tabla 3.2: Producción de Energía por Empresa (GW.h)	79
Tabla 3.3: Factor de Planta de Centrales Hidroeléctricas	80
Tabla 3.4: Factor de Planta de Centrales Termoeléctricas.....	83
Tabla 3.5: Factor de Planta de Centrales Solares y Eólicas.....	85
Tabla 3.6: Características de las Líneas de Transmisión Centro-Sur	87
Tabla 3.7: Margen de Reserva	95
Tabla 3.8: Centrales Termoeléctrica en el Nodo Energético Sur Peruano	96
Tabla 3.9: Generación Eléctrica en el SEIN Según Recurso Energético (GW.h)	100
Tabla 3.10: Reservas de Gas Natural Perú	101
Tabla 3.11: Producción Nacional de Gas Natural.....	102
Tabla 3.12: Balance Mensual Gas Natural Lote 56	102
Tabla 3.13: Balance Mensual Gas Natural Lote 57	103
Tabla 3.14: Balance Mensual Gas Natural Lote 88	103
Tabla 4.1 Características del Modelo Perseo	109
Tabla 4.2 Denominación de los Archivos de Entrada.....	112
Tabla 4.3: Crecimiento del PBI	119
Tabla 4.4: Demanda Vegetativa.....	120

Tabla 4.5: Demanda de Cargas Especiales GW.h	120
Tabla 4.6: Demanda de Cargas Especiales MW	122
Tabla 4.7: Demanda de Nuevos Proyectos y Ampliaciones GW.h	123
Tabla 4.8: Demanda de Nuevos Proyectos y Ampliaciones MW.....	124
Tabla 4.9: Proyección de la Demanda Total.....	124
Tabla 4.10: Parque de Generación Hidroeléctrico.....	125
Tabla 4.11: Parque de Generación Termoeléctrico	127
Tabla 4.12: Parque de Recursos Energéticos Renovables	129
Tabla 4.13: Programa de Obras de Generación en el SEIN.....	130
Tabla 4.14: Programa de Obras de Transmisión.....	131
Tabla 4.15: Indicador Oil Field and Gas Field Machinery WPU1191	133
Tabla 4.16: Indicador Fuels and Related Products and Power	134
Tabla 4.17: Indicador Finished Goods less foods and energy	135
Tabla 5.1 Bloques Horarios	140
Tabla 5.2: Generación Total Caso Base.....	143
Tabla 5.3: Generación Total Caso I.....	149
Tabla 5.4: Generación Total Caso II.....	156
Tabla 5.5: Generación Caso III.....	162
Tabla 5.6: Variación de los Costos Marginales	169
Tabla 5.7: Tabla de Varianza Unidireccional	171
Tabla 5.8: Resumen de Varianza en Cada Caso de Simulación	172
Tabla 5.9: Análisis de Varianza (ANOVA).....	173

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1.Introducción

En este capítulo se presentan los aspectos generales que servirán de base para el desarrollo de los siguientes capítulos de investigación. Se inicia describiendo el planteamiento del problema, tanto general como específico, lo cual constituye el eje central de este trabajo. Además, se establecen el objetivo general y los objetivos específicos, los cuales son fundamentales para la formulación de la hipótesis y la definición de las variables. También se discuten el alcance y las limitaciones del estudio, se expone la justificación del proyecto y se detalla la metodología de investigación.

1.2. Ubicación Geográfica

El ámbito geográfico de la investigación será el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Se considera el Sur como la zona de mayor impacto debido a la ubicación geográfica del Nodo Energético del Sur Peruano (NES); sin embargo, debido a la interconexión existente, tendrá una envergadura nacional.

Figura 1.1

Influencia Geográfica



Fuente: Mapa del SEIN (COES, 2023)

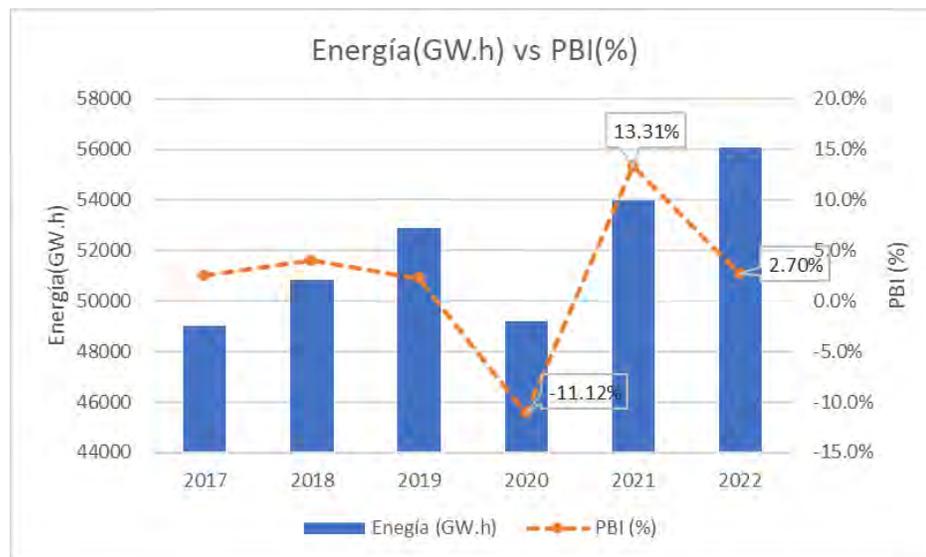
1.3. Planteamiento del Problema

En el sector eléctrico, la oferta de generación y la demanda se ajustan al comportamiento del mercado eléctrico, cuya intersección se conoce como equilibrio de mercado, donde el precio se encuentra en el rango del costo marginal de la última unidad producida. Según Steven Stoft (2002), para alcanzar el equilibrio de mercado se requieren costos bien comportados (estables y predecibles) y buena información.

Sin embargo, tras el confinamiento por el COVID-19, la demanda eléctrica experimentó una notable recuperación, lo cual se refleja en un incremento del PBI del -11.12% al 2.68% para el año 2022, según el BCRP (2023).

Figura 1.2:

Evolución de la Demanda Eléctrica - PBI



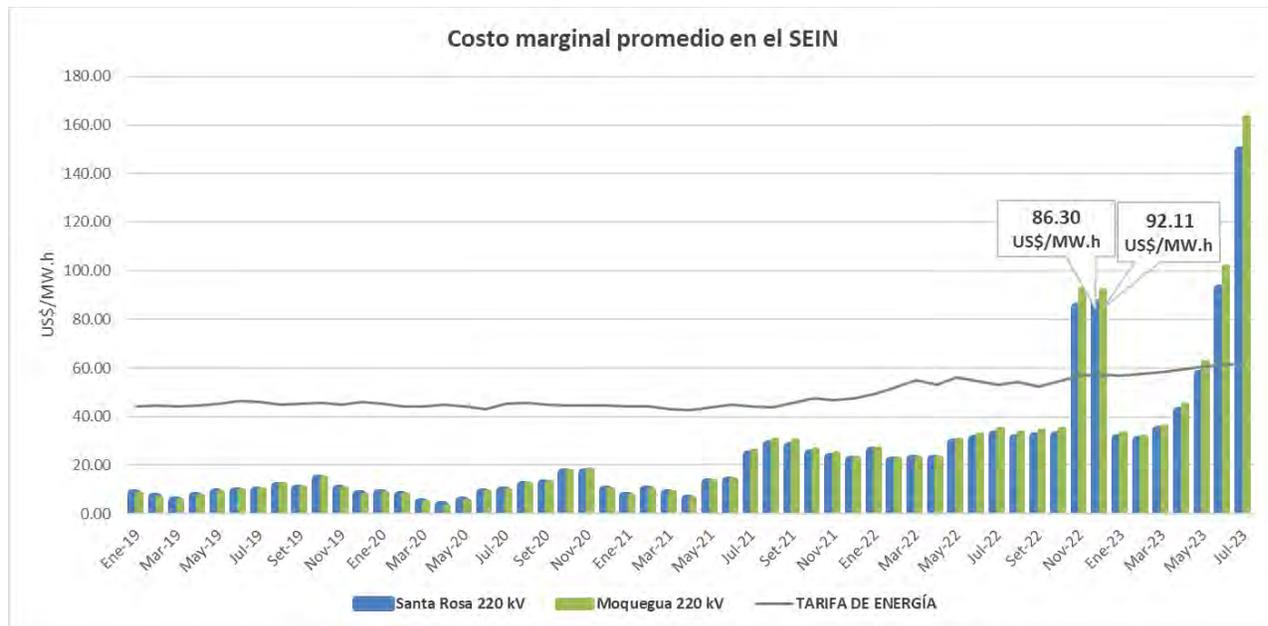
Fuente. Elaboración propia (COES, 2023)

Desde entonces, el sector eléctrico peruano ha enfrentado un incremento abrupto e impredecible en los costos marginales. Estos aumentos se reflejaron en la barra de referencia Santa Rosa 220 kV, donde los costos pasaron de 21.55 US\$/MW.h a 86.30 US\$/MW.h, y en la

barra de referencia de Moquegua 220 kV, vario de 22.59 US\$/MW.h a 92.40 US\$/MW.h en 2022, según se observa en la Figura 1.3. Estas barras son consideradas puntos de referencia por ser las principales barras de consumo del centro y sur del Perú (Osinergmin, 2022).

Figura 1.3:

Costos Marginales en el SEIN



Fuente. Elaboración propia (COES, 2023)

Asimismo, esta situación ha generado preocupación entre los agentes del mercado eléctrico, donde los generadores han sufrido pérdidas económicas, debido a la existencia de contratos de mediano y largo plazo, cuyos precios son inferiores a los costos marginales respecto al mercado spot, mientras que los usuarios libres han enfrentado incertidumbre, debido a la falta de seguridad en la predictibilidad de los costos marginales, causando:

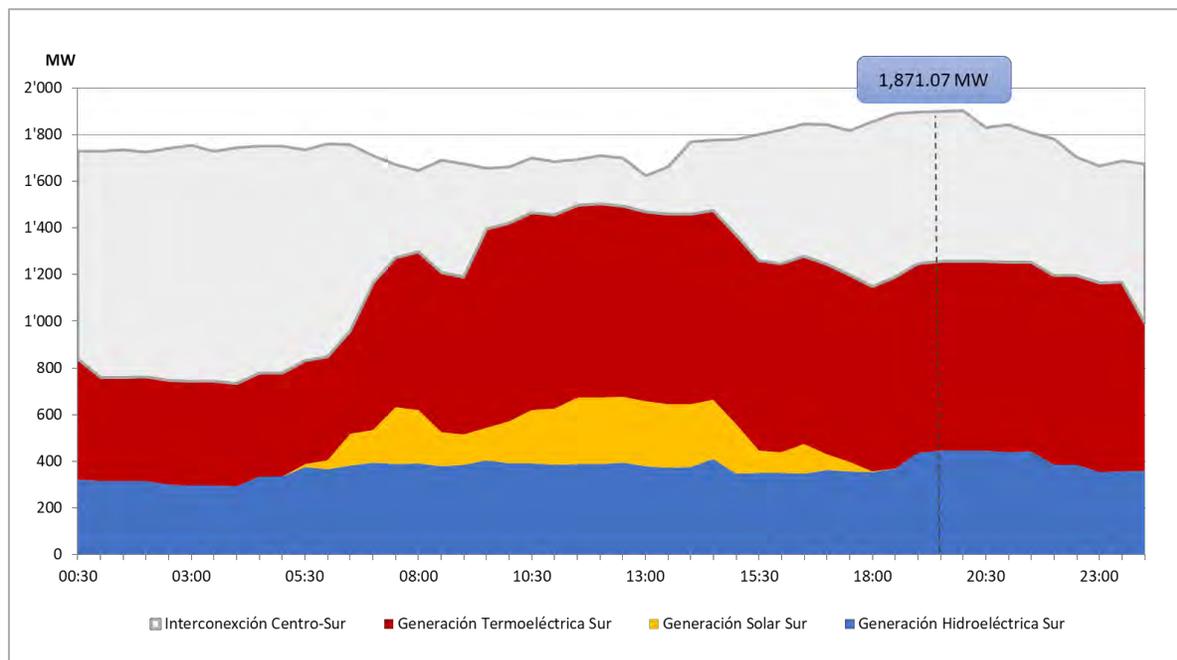
- La migración de clientes libres a diferentes empresas de generación,
- Incremento de retiros no declarados (retiros de energía en el mercado spot sin respaldo de un contrato).

- Pérdidas económicas por la compra de energía a precios del mercado spot.

Bajo este contexto, se tiene dificultades al momento de alcanzar el equilibrio de mercado, lo cual causa implicaciones para la economía nacional y la sostenibilidad del suministro eléctrico.

De acuerdo a los datos estadísticos del COES al año 2022, el sistema contaba con 13,190.13 MW de potencia efectiva, aproximadamente el doble de la máxima demanda. Durante ese año, la insuficiente disponibilidad de recursos hídricos llevó a poner en operación las centrales termoeléctricas de reserva del Nodo Energético del Sur Peruano (NES) para satisfacer la máxima demanda, que alcanzó los 7,467.45 MW el 6 de diciembre de 2022, representando un aumento del 4.10% respecto al año anterior.

Asimismo, es relevante destacar que el sur del Perú disponía de 2,996.45 MW de potencia efectiva el año 2022, de los cuales 2,054.74 MW provenían de las centrales termoeléctricas del NES. Según el despacho económico ejecutado el mismo día de la máxima demanda de todo el SEIN, el sur requirió 1,871.07 MW, cubriéndose localmente con 1,254.90 MW (444.30 MW de generación hidroeléctrica y 810.60 MW de generación termoeléctrica a diésel), e importándose lo restante mediante el enlace Centro-Sur, según se visualiza en la Figura 1.4.

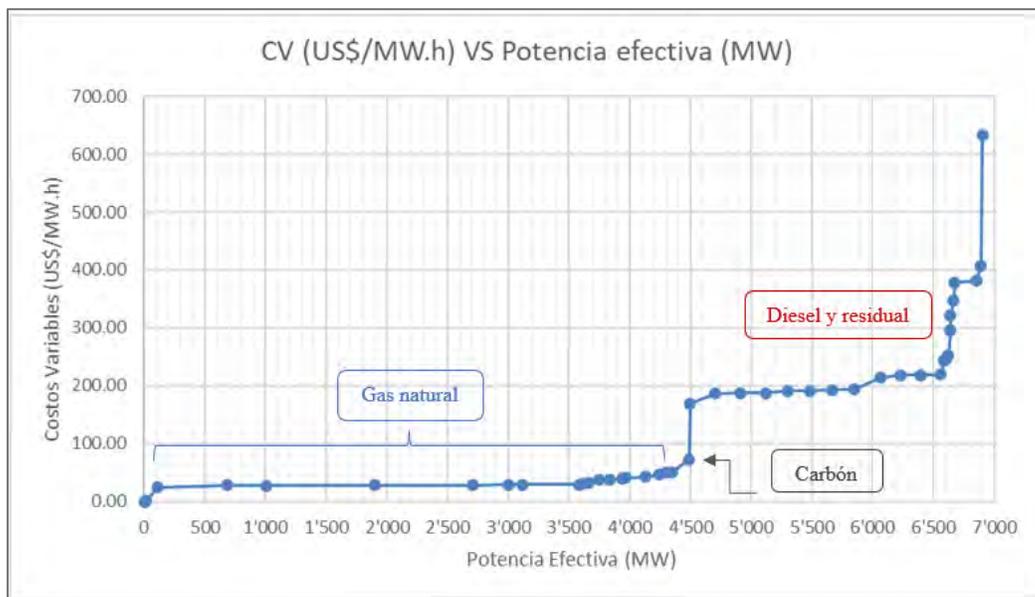
Figura 1.4*Generación Eléctrica en el Sur - 6 de Diciembre del 2022*

Fuente. Informe de Evaluación de la Operación Diaria (COES, 2022).

<https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/Ieod#>

Adicionalmente, en función al despacho económico y al orden de mérito de las diferentes unidades de generación, las centrales termoeléctricas del sur cuentan con altos costos variables, debido al combustible diésel que se utiliza actualmente para la operación.

Según el programa semanal de operaciones del COES de diciembre del año 2022, el costo variable de las unidades termoeléctricas a diésel y residual oscilaron entre 169.21 US\$/MW.h a 633.16 US\$/MW.h., según se aprecia en la Figura 1.5. A pesar de ello se recurrió a la operación de las centrales termoeléctricas del NES, para satisfacer la máxima demanda. Por lo tanto, estos datos indican un déficit de generación eficiente en el sur, que afecta a todo el SEIN, debido a la interconexión entre el centro y el sur del Perú.

Figura 1.5:*Costos Variables – Diciembre del 2022*

Fuente. Elaboración propia (COES, 2022).

<https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgSemanalOp#>

En este contexto, la creciente evidencia sobre el crecimiento de la demanda eléctrica y el incremento de los costos marginales del año 2022, sugiere que el principal problema que enfrenta el SEIN fue el déficit de generación eficiente, especialmente en el sur del Perú, un problema aun persistente en la actualidad. Esto provocó un aumento abrupto e impredecible de los costos marginales debido a la dependencia de las centrales termoeléctricas que operan con combustible diésel. Por lo tanto, es imperativo realizar un estudio de la proyección de los costos marginales en el SEIN, incluyendo la operación de las centrales del NES con gas natural, frente al crecimiento de la demanda eléctrica en el periodo 2023-2028.

Asimismo, es crucial llevar a cabo un análisis estadístico del despacho económico y el impacto de la máxima demanda en los costos marginales del SEIN en el año 2022; evaluar la influencia del crecimiento de la demanda eléctrica en el despacho económico en el periodo

2023-2028; y realizar escenarios de simulación para afrontar el crecimiento de la demanda eléctrica en el período 2023-2028, reduciendo los costos variables de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano (NES) mediante la implementación de gas natural.

1.4. Formulación del Problema

1.4.1. Problema General

¿Cuál será el impacto del crecimiento de la demanda eléctrica en la proyección de los costos marginales del SEIN, considerando la inserción del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en el período 2023-2028?

1.4.2. Problemas Específicos

- a) ¿Cómo se vieron afectados los costos marginales tras el incremento de la máxima demanda del SEIN de acuerdo con el despacho económico del año 2022?
- b) ¿Cuál es el impacto del despacho económico de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano en relación con el crecimiento de la demanda eléctrica durante el período 2023-2028, bajo un escenario con déficit de generación eficiente en el sur?
- c) ¿De qué manera influyen los costos variables de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano, respecto a la proyección de los costos marginales del SEIN, frente al crecimiento de la demanda eléctrica en el período 2023-2028 mediante la implementación de gas natural?

1.5. Justificación del Estudio

1.5.1. Justificación Académica

La justificación académica del proyecto de investigación radica en la necesidad de comprender y analizar detalladamente la correlación entre los costos marginales en el SEIN, el

crecimiento de la demanda eléctrica y las limitaciones en la generación eficiente en el sur. Este estudio es crucial debido al contexto actual del mercado eléctrico, caracterizado por un incremento significativo en los costos marginales, lo que plantea diversos desafíos y oportunidades para el sector eléctrico. Primero, el análisis de los costos marginales en el SEIN proporciona una perspectiva crítica sobre la eficiencia y sostenibilidad económica del sistema eléctrico. Segundo, el proyecto aborda una problemática fundamental, el déficit de generación eficiente en el sur del Perú. Esta región enfrenta retos particulares en términos de infraestructura y generación eficiente en función de sus recursos energéticos, lo cual afecta la capacidad de satisfacer la demanda local. Al investigar estos aspectos, el estudio contribuye brindando conocimiento y planteando alternativas, mediante datos empíricos y análisis estadísticos que pueden ser utilizados para mejorar la planificación y gestión del sistema eléctrico. Finalmente, considerando que la generación en el NES se basa en combustible diésel, el proyecto evaluará los impactos que producirá la generación con gas natural en los costos marginales. Este enfoque permitirá identificar las ventajas y limitaciones de la generación a base de gas natural, y ofrecerá recomendaciones para optimizar el uso de este recurso. Bajo ese enfoque resulta fundamental desde un punto de vista académico ya que no solo busca describir la situación actual del mercado eléctrico, sino también proporcionar una comprensión profunda de los factores que influyen en los costos marginales.

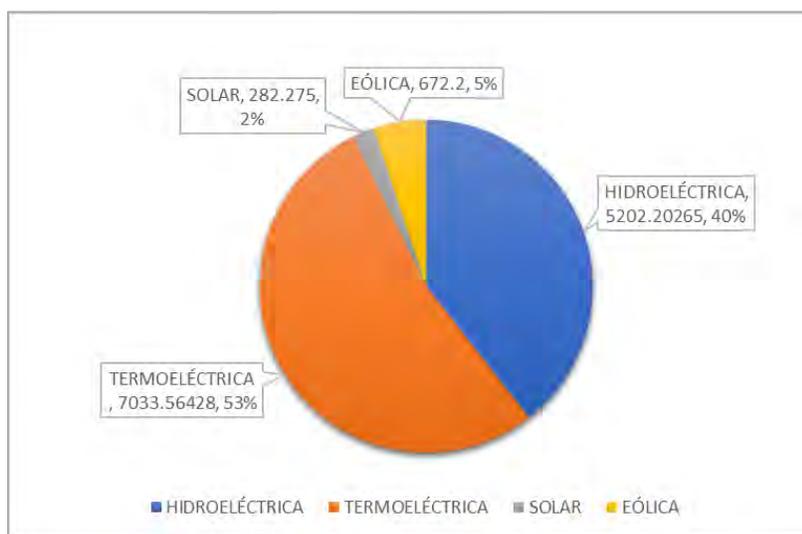
1.5.2. Justificación Técnica

La justificación técnica del proyecto de investigación se fundamenta en varios aspectos críticos relacionados con la operación y generación eficiente en el sistema eléctrico, en función de los recursos energéticos disponibles, especialmente en el sur de Perú, donde surge la problemática planteada.

Hasta el año 2022, el sistema disponía de una potencia efectiva de 13,190.24 MW. Según el tipo de tecnología de generación, esta capacidad se distribuye en generación hidroeléctrica (5,202.20 MW), termoeléctrica (7,033.56 MW) y energía renovable (954.48 MW), como se muestra en la Figura 1.6 (COES, 2022).

Figura 1.6:

Potencia Efectiva del SEIN 2022 (MW)



Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022). <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas>

No obstante, la operación del SEIN se rige en función de los costos variables, el tipo de materia prima y la disponibilidad de las unidades de generación, donde las unidades más económicas operan primero, y posteriormente operan las unidades más caras a diésel o residual. Cabe mencionar que al entrar en operación las diferentes unidades de generación, suelen operar por debajo de su potencia efectiva, debido a la disponibilidad de los recursos o materia prima, los mantenimientos programados, la regulación primaria de frecuencia (RPF) y en algunos casos a regulación secundaria de frecuencia (RSF).

En el año 2012, se promulgó la Ley N° 29970, cuyo objetivo es afianzar la seguridad energética y promover el desarrollo del Polo Petroquímico en el sur del país. Esta ley impulsó al Estado a promover nuevos proyectos energéticos a través de ProInversión, lo que resultó en un incremento de la potencia efectiva en el sur con la inclusión del Nodo Energético del Sur Peruano (NES). En un inicio este proyecto estaba planeado para operar con gas natural de Camisea. Sin embargo, debido a la falta de suministro y los retrasos en la construcción del Gasoducto Sur Peruano (GSP), estas centrales actualmente funcionan con combustible diésel B5. Esta situación ha provocado un déficit de generación eficiente en el sur y una gran dependencia del centro del país.

Considerando el despacho económico del SEIN el día de la máxima demanda del año 2022, se observó mayor participación de centrales termoeléctricas (4,569.87 MW, 61.2%) y menor participación de centrales hidroeléctricas (2,631.98 MW, 32%), las cuales cubrieron en mayor porcentaje la máxima demanda, llegando a entrar en operación centrales termoeléctricas a diésel. Esto fue particularmente evidente en la zona sur, donde las centrales termoeléctricas del NES ingresaron en operación a pesar de tener elevados costos variables, aportando 810.60 MW a base de combustible diésel.

Dado el contexto actual, es imperativo realizar un estudio exhaustivo sobre el despacho económico del SEIN y el impacto que tendría la implementación del gas natural en el NES desde un punto de vista técnico. Este análisis permitirá identificar oportunidades para reducir los costos marginales y garantizar una generación eficiente y suficiente que pueda responder adecuadamente a los incrementos en la máxima demanda.

1.1.1. Justificación Económica y Social

Según las Estadísticas de Operación del SEIN (2022), los costos marginales han aumentado significativamente en los últimos años, variando drásticamente el año 2022. En la barra de referencia Santa Rosa 220 kV, los costos pasaron de 21.55 US\$/MW.h a 86.30 US\$/MW.h, mientras que en la barra de referencia Moquegua 220 kV, se incrementaron de 22.59 US\$/MW.h a 92.40 US\$/MW.h. Esta situación causa preocupación entre los agentes del mercado eléctrico, donde las empresas generadoras han presentado pérdidas económicas, ya que deben cumplir con sus contratos de mediano a largo plazo a precios inferiores a los del mercado spot y, en algunos casos, han optado por rescindir de contratos altamente perjudiciales. Los clientes libres han enfrentado incertidumbre por la falta de seguridad en la predictibilidad de los costos marginales, causando la migración de clientes libres, incremento de retiros no declarados (retiros de energía sin respaldo de un contrato en el mercado spot) y pérdidas económicas. No obstante, los clientes regulados aún no se han visto afectados por el incremento significativo de los costos marginales, debido a que los precios para dichos usuarios son auditados y regulados para un periodo de cuatro años. Sin embargo, estos precios se determinan considerando el precio a nivel de generación (PNG, 49.5%), los peajes de transmisión (21.3%) y el valor agregado de distribución (VAD, 29.2%), donde los costos marginales representan una componente importante en el PNG.

Esta situación genera revuelo y preocupación, ya que si la demanda en el sistema sigue aumentando y continúa presentándose un déficit de generación eficiente en el sur, el mercado eléctrico podría enfrentar futuros adversos, dificultando el alcance del equilibrio de mercado, causando implicaciones significativas en la economía nacional y la sostenibilidad del suministro eléctrico. Dada esta situación, surge la necesidad del presente estudio.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Determinar el impacto del crecimiento de la demanda eléctrica en la proyección de los costos marginales del SEIN, considerando la inserción del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en el período 2023-2028.

1.2.2. Objetivo Especifico

- a) Analizar el efecto en los costos marginales tras el incremento de la máxima demanda del SEIN de acuerdo con el despacho económico del año 2022.
- b) Evaluar el impacto del despacho económico de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en relación con el crecimiento de la demanda eléctrica durante el período 2023-2028, bajo un escenario con déficit de generación eficiente en el sur.
- c) Evaluar la influencia que existe en los costos variables de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano, respecto a la proyección de los costos marginales del SEIN, frente al crecimiento de la demanda eléctrica en el período 2023-2028 mediante la implementación de gas natural.

1.3. Alcance y Limitaciones

1.3.1. Alcance

- a) Para la proyección de los costos marginales, se utilizará como base de datos la información de fijación tarifaria publicada por Osinergmin el año 2022, así como datos empíricos y estadísticas anuales del COES hasta el año 2022.

- b) Se utilizará la proyección de la demanda elaborada por Osinergmin en el estudio tarifario de precios en barra 2023-2024.
- c) Mediante el despacho económico, se proyectarán los costos marginales en todas las barras del SEIN, considerando la variación de la oferta y la demanda para diferentes escenarios durante el período 2023-2028.
- d) Se empleará el modelado matemático lineal de despacho hidrotérmico Perseo 2.0 a través del software GAMS para el cálculo iterativo de los costos marginales en las barras de generación.
- e) Se estudiará el impacto que produciría la inserción del Nodo Energético Sur Peruano en los costos marginales, considerando la generación a base de gas natural mediante el gasoducto sur peruano (GSP) y el gas virtual (GNL).
- f) La evaluación de los resultados se realizará en las barras de referencia Santa Rosa 220 kV y Moquegua 220 kV, ya que son las que presentan el mayor consumo en el centro y sur del Perú.

1.3.2. Limitaciones

- a) No se realizará en la investigación el estudio de confiabilidad energética.
- b) No se calculará la tarifa final del usuario regulado, ya que este cálculo incluye: el precio a nivel de generación (fijado anualmente en mayo); los peajes de transmisión SPT, SST, SGT, SCT y otros cargos adicionales (SPT y SGT fijado anualmente en mayo, mientras que SST y SCT fijado cada cuatro años en mayo); y el valor agregado de distribución (fijado cada cuatro años en noviembre).
- c) No se dispone de datos futuros sobre el precio del gas natural. Por lo tanto, se utilizarán los datos históricos hasta el 2022 de los índices WPU1191 (Maquinaria para campos

petroleros y de gas) y WPU05 (Combustibles, productos relacionados y energía), elaborados por la institución estadounidense U.S. Bureau of Labor Statistics, para realizar proyecciones futuras del precio del gas natural en boca de pozo durante el período de estudio.

1.4. Hipótesis

1.4.1. Hipótesis General

El crecimiento de la demanda eléctrica impactara en la proyección de los costos marginales del SEIN, considerando la inserción del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en el período 2023-2028.

1.4.2. Hipótesis Especifica

- a) El incremento de la máxima demanda podrá tener un efecto considerable en los costos marginales del SEIN de acuerdo con el despacho económico del año 2022.
- b) El despacho económico de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano, bajo un escenario de déficit de generación eficiente en el sur, podrá impactar significativamente cubriendo el crecimiento de la demanda eléctrica durante el período 2023-2028.
- c) La reducción de los costos variables de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano podrá influir en la proyección de los costos marginales del SEIN, frente al crecimiento de la demanda eléctrica en el período 2023-2028 mediante la implementación de gas natural.

1.5. Variables e Indicadores

1.5.1. Variable Independiente

Demanda eléctrica

Indicadores

- Máxima demanda (MW)
- Potencia (MW)
- Energía (GW.h)

1.5.2. Variable Dependiente

Costos marginales

Indicadores

- Costos variables (US\$/MW.h)
- Costos operativos (USD)

1.5.3. Variable Interviniente

Centrales termoeléctricas del NES

Indicadores

- Potencia (MW)
- Energía (GW.h)
- Factor de planta

1.5.4. Operacionalización de Variables

Tabla 1.1

Operacionalización de Variables

Variable	Definición conceptual	Indicadores	Unidades	Definición Operacional
Variable independiente: Demanda eléctrica	Cantidad de energía eléctrica requerida en un período de tiempo específico.	Máxima demanda, demanda vegetativa, cargas importantes y nuevos proyectos Capacidad, energía, factor de planta.	MW, GW.h	Cantidad de potencia y energía requerida en el sistema.
Variables dependientes: Costos marginales	Es el costo de producir una unidad adicional de electricidad para satisfacer la demanda.	Costos variables, costos operativos	US\$/MW.h US\$	Indica los costos de combustible y operación para producir una unidad adicional de energía.
Variable interviniente: Centrales termoeléctricas del NES	Conjunto de centrales termoeléctricas en el sur que poseen un sistema dual de generación diésel/GN.	Capacidad, energía, factor de planta.	MW, GW.h	Indica la capacidad termoeléctrica instalada en el sur y su utilización durante un periodo de tiempo específico.

Fuente. Elaboración propia

1.6. Metodología

1.6.1. Tipo de Investigación

En el presente trabajo de investigación se hará uso de un enfoque cuantitativo, pues mediante un conjunto de procesos secuenciales y probatorios se verificará las hipótesis planteadas, utilizando la recolección de datos, la medición numérica y el análisis estadístico (Hernández Sampieri et al., 2014).

1.6.2. Nivel de Investigación

El nivel de la investigación será explicativo, ya que se busca analizar y entender las causas y efectos del crecimiento de la demanda eléctrica sobre los costos marginales en el SEIN

(Hernández Sampieri et al., 2014). Este estudio se centrará en el período 2023-2028, considerando específicamente la inserción del Nodo Energético Sur Peruano.

1.6.3. Población y Muestra

La población se compone de todos los agentes pertenecientes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La muestra estará constituida por los costos marginales reportados en el año 2022 y los resultados proyectados en función a los escenarios de simulación.

1.6.4. Método de investigación

El método de investigación seleccionado para el presente trabajo de investigación es el análisis documental estadístico y la simulación computacional (Hernández Sampieri et al., 2014).

1.6.5. Diseño de investigación

Según Hernández Sampieri (2014), para obtener la información necesaria en el presente trabajo de investigación se aplicará un diseño experimental puro, el cual se caracteriza por la manipulación intencional de la variable independiente para luego evaluar sus efectos sobre la variable dependiente. Por lo tanto, en este estudio se manipulará el crecimiento de la demanda eléctrica hasta el año 2028, para posteriormente evaluar las consecuencias de estas variaciones en los costos marginales bajo diferentes escenarios. Además, el presente trabajo utilizará como lugar de diseño experimental un entorno simulado, utilizando el software GAMS para cada escenario de simulación.

1.6.6. Periodo de Análisis de Datos

Para el presente trabajo de investigación corresponde al periodo de estudio 2023 -2028.

1.6.7. Técnica de Recolección de Datos

Se utilizará la revisión documental como método para recopilar datos, pues se hará uso de datos históricos, archivos virtuales, informes estadísticos anuales del COES y Osinergmin, material teórico respaldado por referencias bibliográficas, reportes de entidades involucradas en el sector eléctrico, y normativas legales pertinentes (Hernández Sampieri et al., 2014).

1.6.8. Instrumento

El instrumento que se aplicará para la proyección de los costos marginales será el software GAMS (General Algebraic Modeling System), haciendo uso del modelamiento lineal del despacho hidrotérmico Perseo 2.0, usando el optimizador CPLEX cuya resolución de la formulación del problema será iterativo y se obtendrán los resultados en archivos CSV (tipo de documento en el que los datos se representan en tablas separados por comas, filas y salto de líneas).

1.7. Matriz de Consistencia

Tabla 1.2
Matriz de Consistencia

PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES EN EL SEIN CONSIDERANDO LA INSERCIÓN DEL NODO ENERGÉTICO SUR-PERUANO FRENTE AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERIODO 2023-2028			
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	CONCLUSIONES
¿Cuál será el impacto del crecimiento de la demanda eléctrica en la proyección de los costos marginales del SEIN, considerando la inserción del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en el periodo 2023-2028?	Determinar el impacto del crecimiento de la demanda eléctrica en la proyección de los costos marginales del SEIN, considerando la inserción del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en el periodo 2023-2028.	El crecimiento de la demanda eléctrica impactará en la proyección de los costos marginales del SEIN, considerando la inserción del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en el periodo 2023-2028.	1.El crecimiento de la demanda eléctrica tiene un impacto significativo en la proyección de los costos marginales del SEIN durante el periodo 2023-2028. Al considerar la incorporación del Nodo Energético del Sur Peruano (NES) los resultados muestran variaciones importantes dependiendo del tipo de fuente energética utilizada. En el Caso I, con operación a diésel, los costos marginales aumentan de 31.34 USD/MWh a 240.63 USD/MWh. En el Caso II, con gas natural a través del Gasoducto Sur Peruano (GSP), los costos se mantienen entre 31.58 USD/MWh y 34.46 USD/MWh. En el Caso III, con gas natural licuado (GNL), los costos varían de 26.77 USD/MWh a 32.00 USD/MWh.
PROBLEMA ESPECIFICO	OBJETIVO ESPECIFICO	HIPÓTESIS ESPECIFICA	
a) ¿Cómo se vieron afectados los costos marginales tras el incremento de la máxima demanda del SEIN de acuerdo con el despacho económico del año 2022?	a) Analizar el efecto en los costos marginales tras el incremento de la máxima demanda del SEIN de acuerdo con el despacho económico del año 2022.	a) El incremento de la máxima demanda podrá tener un efecto considerable en los costos marginales del SEIN de acuerdo con el despacho económico del año 2022.	2.El año 2022, la máxima demanda alcanzó los 7,467.45 MW, lo que representa un incremento del 4.10% respecto al año 2021. Según el despacho económico, la generación hidroeléctrica en el SEIN operó al 50% de su capacidad efectiva (5,202.23 MW). En el sur del país se evidenció una deficiencia de generación eficiente, lo que llevó a la operación de las centrales del NES con diésel, las cuales cubrieron el 40% (750 MW) de la demanda local de 1,871.07 MW. Esto provocó un aumento significativo en los costos marginales, que pasaron de 21.55 USD/MWh a 86.30 USD/MWh. Además, durante las horas de máxima demanda, se importaron entre 645 MW y 1,467 MW a través del enlace centro-sur, representando el 34% y el 78% de la demanda local del sur.
b) ¿Cuál es el impacto del despacho económico de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano en relación con el crecimiento de la demanda eléctrica durante el periodo 2023-2028, bajo un escenario con déficit de generación eficiente en el sur?	b) Evaluar el impacto del despacho económico de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano (NES) en relación con el crecimiento de la demanda eléctrica durante el periodo 2023-2028, bajo un escenario con déficit de generación eficiente en el sur.	b) El despacho económico de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano, bajo un escenario de déficit de generación eficiente en el sur, podrá impactar significativamente cubriendo el crecimiento de la demanda eléctrica durante el periodo 2023-2028.	3.En un escenario con déficit de generación eficiente en el sur durante el periodo 2023-2028, el despacho económico de las centrales termoeléctricas del NES tendrá un impacto significativo en los costos marginales, que fluctuarán entre 31.34 USD/MWh y 240.63 USD/MWh. El factor de planta de estas centrales aumentará hasta un máximo del 13.27%. Además, el flujo de potencia en el enlace centro-sur se incrementará de 928.95 MW a 1,706.43 MW, representando el 56.30% y el 103.42% de su capacidad efectiva de transmisión.
c) ¿De qué manera influyen los costos variables de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano, respecto a la proyección de los costos marginales del SEIN, frente al crecimiento de la demanda eléctrica en el periodo 2023-2028 mediante la implementación de gas natural?	c) Evaluar la influencia que existe en los costos variables de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano, respecto a la proyección de los costos marginales del SEIN, frente al crecimiento de la demanda eléctrica en el periodo 2023-2028 mediante la implementación de gas natural.	c) La reducción de los costos variables de las centrales termoeléctricas del Nodo Energético Sur Peruano podrá influir en la proyección de los costos marginales del SEIN, frente al crecimiento de la demanda eléctrica en el periodo 2023-2028 mediante la implementación de gas natural.	4.La utilización de gas natural en las centrales termoeléctricas del NES reduce los costos variables influyendo beneficiosamente en la proyección de los costos marginales. En el caso II, con el suministro del Gasoducto Sur Peruano (GSP), los costos marginales se reducen de 31.58 USD/MWh a 34.46 USD/MWh, las centrales termoeléctricas del NES adquieren un factor de planta de hasta el 96.17%, y el flujo de potencia en el enlace Centro-Sur se reduce entre 652.23 MW y 1,052.35 MW, representando el 39.53% y 63.78% de su capacidad efectiva. En el caso III, con suministro de gas virtual, los costos marginales bajan aún más, situándose entre 26.77 y 32.00 USD/MWh, con un factor de planta de hasta el 96% y un flujo de potencia que se mantiene entre 535.93 MW y 1,079.44 MW, lo que corresponde al 32.48% y 65.42% de la capacidad efectiva de transmisión.
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	METODOLOGÍA	VARIABLES	
En el sector eléctrico, la oferta de generación y la demanda se ajustan al comportamiento del mercado eléctrico, cuya intersección se conoce como equilibrio de mercado, donde el precio se encuentra en el rango del costo marginal de la última unidad producida. Según Steven Stoft (2002), este equilibrio requiere costos estables y buena información. Tras el confinamiento por el COVID-19, la demanda eléctrica se recuperó significativamente, causando un aumento abrupto e impredecible de los costos marginales, afectando a los generadores y usuarios libres. Los cuales enfrentaron pérdidas económicas. Asimismo, en 2022, el SEIN contaba con 13,110.13 MW de potencia efectiva, pero para satisfacer la máxima demanda se recurrió a la operación de las centrales termoeléctricas a diésel del sur, revelando un déficit de generación eficiente en la zona. Por lo tanto, el presente trabajo de investigación surge del problema fundamental que enfrenta el SEIN, el déficit de generación eficiente, especialmente en el sur del Perú, un problema aun persistente en la actualidad. En este contexto es imperativo estudiar la proyección de los costos marginales, incluyendo la operación de centrales termoeléctricas del NES, frente al crecimiento de la demanda eléctrica para el periodo 2023-2028.	Tipo de investigación. En el presente trabajo de investigación se hará uso de un enfoque cuantitativo. Nivel de investigación. La investigación tendrá un nivel explicativo. Población y muestra. Se compone por todos los agentes pertenecientes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. La muestra estará constituida por los costos marginales reportados en el año 2022 y los resultados proyectados en función de los escenarios de simulación para la zona sur del Perú. Periodo de análisis de datos Corresponde al 2023-2028 Técnica de recolección de datos. Se utilizará la revisión documental como método para recopilar datos. Instrumento. El instrumento que se aplicará para la proyección de los costos marginales será el software GAMS, haciendo uso del modelamiento lineal del despacho hidrotérmico Perseo 2.0.	Variable independiente: - Crecimiento de la demanda eléctrica Indicadores: Máxima demanda (MW), Potencia (MW), energía (GW.h) Variable dependiente: - Costos marginales Indicadores: Costos variables (US\$/MWh), costos operativos (US\$) Variables intervinientes - Centrales termoeléctricas del NES Indicadores: Potencia (MW), energía (GW.h), factor de planta	5.A pesar de tener un margen de reserva 21.4%, se demostró que el sistema no cuenta con suficiente capacidad de generación eficiente para atender incrementos de la máxima demanda en el futuro. En ese sentido, la operación del Nodo Energético Sur Peruano con gas natural, cumple con el objetivo de brindar seguridad y suficiencia en el periodo de estudio, además de beneficiar la implementación de nuevos proyectos RER. RECOMENDACIONES 1. Es recomendable incrementar la capacidad de generación eficiente en el sur de Perú para asegurar la seguridad y confiabilidad del sistema ante el crecimiento y la variabilidad de la demanda eléctrica. 2. Dado el aumento de proyectos de generación de Energías Renovables No Convencionales (RER) en construcción, se recomienda integrar baterías en el modelo matemático Perseo 2.0. Esto mejorará la eficiencia y precisión del modelo a largo plazo. 3. Dado el abundante recurso de gas natural y la alta capacidad de generación solar en el sur de Perú, es aconsejable implementar un marco regulatorio que facilite una transición energética de forma segura y económica. Facilitando la utilización eficiente de los recursos nacionales y en garantizando la firmeza del sistema. 4. Debido al incremento de la demanda eléctrica en el sur y la gran capacidad de generación eficiente en el sur, es recomendable realizar un profundo estudio de la capacidad efectiva de transmisión en el enlace Centro-Sur.

Fuente. Elaboración propia

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Introducción

El presente capítulo se proporciona el contexto y la base conceptual sobre los cuales se fundamentará el estudio. Se abordan conceptos específicos fundamentales para este trabajo de investigación. Se comienza explorando los antecedentes más relevantes que se consideraron para la investigación, seguidos por la definición de conceptos teóricos aplicados en el despacho hidrotérmico y el mercado eléctrico. Esta sección es crucial para comprender los fundamentos y principios que sustentan el análisis y las conclusiones presentadas posteriormente. Además, se examina la normativa vigente, la cual constituye un marco regulatorio importante que guiará el desarrollo de los próximos capítulos de esta investigación.

2.2. Antecedentes de la Investigación

2.2.1. Antecedente Internacional

Contreras Lisperguer, R., et al. (2019). Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Desarrolla una investigación con el objetivo principal de colaborar en el diseño de políticas basadas en evidencias y en el monitoreo de las iniciativas dirigidas a lograr el ODS 7 (objetivo de energía que apunta a asegurar el acceso a la energía en forma económica, confiable, sostenible y moderna para todos). Donde se describe el papel fundamental del gas natural en la transición energética actual hacia una matriz más renovable, considerándolo como un combustible de transición debido a sus menores emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el carbón y el petróleo. En

este estudio se ha examinado detalladamente las reservas de gas natural y la infraestructura de gasoductos troncales, plantas de licuefacción y regasificación en América del Sur. Donde se concluye clasificando los países que avanzaron en mayor y menor medida, en el uso y penetración de gas natural como combustible de transición energética, siendo los países con excedentes de gas natural Bolivia, Perú, Trinidad y Tabago. Esta investigación brinda un marco conceptual y teórico previo al presente proyecto de tesis, tratando concretamente la utilización de gas natural en la transición energética económica, confiable y sostenible de los países de América Latina.

Louro, P. M. M., et al. (2020). Análisis de sensibilidad del despacho termoeléctrico a gas natural en la planificación nacional: efectos y oportunidades. Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES). Esta investigación desarrolla simulaciones estocásticas del despacho hidrotermal en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el período de 2018 a 2027, utilizando el software MDDH (Hydro-Thermal Dispatch Model). El objetivo principal de esta investigación es verificar los efectos operativos de dos variables relacionadas con la expansión térmica proyectada en el Plan Decenal de Expansión de Energía 2027 (PDE 2027): el precio del gas natural y la inflexibilidad en la asignación de generación, así como la reubicación de centrales térmicas del Sur al Noreste, donde se concentra marcada generación intermitente. Se concluye que la mayor presencia de centrales térmicas inflexibles aumentó el almacenamiento de agua sin causar vertimientos significativos en el sistema y mejoró la gestión de las fluctuaciones de suministro, debido al aumento de la generación eólica y solar en Brasil. La reubicación de estas centrales al Noreste, en lugar del Sur, mejoró el almacenamiento de agua y redujo el despacho de centrales térmicas flexibles, aliviando la expansión del sistema de transmisión en una región

con alta penetración de energías renovables. Además, la generación termoeléctrica a gas natural es una opción ventajosa por sus bajas emisiones en comparación con el carbón. Dado que es difícil expandir la generación hidroeléctrica con grandes embalses, las centrales térmicas a gas son adecuadas para garantizar la seguridad energética a corto y mediano plazo, con un potencial de absorción de 30 a 60 MMm³/día de gas natural. Esta investigación contribuye significativamente a esta tesis al proporcionar información relevante sobre la generación termoeléctrica a gas natural y sus efectos operativos en el despacho hidrotérmico. Valida la importancia de este estudio, considerando que el sur del Perú tiene una capacidad considerable de energía termoeléctrica a gas natural y un gran potencial a largo plazo para la energía solar.

Romeiro, D. L. (2020). Contratación de centrales térmicas a gas natural en Brasil en tiempos de reformas. In Rio Oil & Gas Expo and Conference. Esta investigación aborda los desafíos y perspectivas para la contratación de plantas térmicas a gas en Brasil, donde las industrias del gas y la electricidad están en plena reforma. Se detalla cómo la reestructuración del sector del gas y la comercialización de electricidad están transformando el mercado, donde el sector eléctrico demanda cada vez más energía y potencia adicional para permitir la expansión de las energías renovables variables. Además, señala que un sistema con restricciones energéticas requiere de mayor generación térmica a gas natural, la cual complementa la estacionalidad del despacho hidroeléctrico, donde el GNL importado añade flexibilidad al sistema, asegurando la capacidad de respuesta ante la variabilidad e imprevisibilidad del despacho. Por último, indica que el gas natural es un aliado estratégico en la transición energética, debido a su menor factor de emisión de gases de efecto invernadero, constituyendo una fuente energética de transición. Esta investigación

contribuye al presente trabajo de tesis al proporcionar información sobre la importancia del gas natural en el sector eléctrico, donde la inserción de energías renovables variables está transformando los sistemas eléctricos, así como la influencia de las reformas y políticas energéticas para fomentar inversiones y desarrollo sostenible en el sector.

2.2.2. Antecedente Nacional

Curo Carrión, C. E. (2022). Distorsión del mercado eléctrico en un escenario de sobreoferta de generación y los efectos en la tarifa final de los clientes regulados de Electro Sur Este. Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco. Este estudio examina el problema del exceso de oferta de generación en el sistema eléctrico interconectado nacional, generado por incentivos estatales y expectativas de crecimiento de la demanda durante el período 2015-2020. Se destaca que la problemática comenzó con las empresas de generación a gas natural, las cuales utilizaron un mecanismo de declaración discrecional de precios del gas natural para reducir los costos en el mercado spot, arbitrar energía en el mercado de contratos y recuperar sus costos fijos, resultando en una disminución de los costos marginales a corto plazo. Además, se evalúa cómo estos factores afectan los componentes de la tarifa eléctrica regulada, con un enfoque específico en la tarifa de los clientes regulados de Electro Sur Este, su evolución y el excedente tarifario debido a la distorsión del mercado eléctrico. Se concluye que los altos niveles de generación con costos marginales casi nulos, como las energías renovables y las centrales térmicas, reducen los costos marginales del mercado spot, distorsionando así el mercado eléctrico, ya que los ingresos a corto plazo no cubren los costos de inversión en generación, especialmente en centrales con altos costos fijos. Este trabajo contribuye significativamente a la presente investigación al proporcionar

un marco histórico y contextual del mercado eléctrico, situando de manera efectiva el problema investigado dentro de un contexto más amplio.

Escobedo Marchena, P. E., et al. (2021). Propuesta alternativa al desarrollo del Gasoducto Sur Peruano a través de una solución de generación eléctrica en Camisea y su integración al SEIN. Universidad ESAN. Plantean posibles soluciones para suministrar energía al SEIN de manera oportuna y eficiente, con el objetivo de evitar los altos costos marginales asociados a la generación térmica y el déficit de generación económica, contribuyendo al desarrollo del país. La propuesta incluye la creación de una central térmica con una potencia total de 2057 MW en Camisea y un sistema de transmisión eléctrica que la conecte al SEIN (desde una subestación en Camisea hasta Colcabamba), con el propósito de mantener y promover la eficiencia energética a largo plazo en Perú. La propuesta concluye obteniendo valores competitivos de 28.2 USD/MWh en ciclo simple y 32.6 USD/MWh en ciclo combinado, lo que demuestra la eficiencia económica del proyecto. Además, permite mayor flexibilidad en la negociación y competencia de precios de energía en el país, y muestra la viabilidad del proyecto en los tres casos evaluados, con un valor positivo del VAN y una TIR mayor al 12%. Este trabajo resalta la importancia y relevancia del presente estudio, basándose en el incremento de los costos marginales asociados a la generación térmica y el déficit de generación económica.

Curi Yauri, J. C. (2021). Evaluación de la generación eléctrica con recurso geotérmico en la región sur peruana. Universidad de Ingeniería y Tecnología. Este proyecto de investigación evalúa conceptualmente tres tecnologías de generación eléctrica utilizando recursos geotérmicos, con el objetivo principal de recopilar información sobre alternativas para solucionar el déficit de generación eficiente en el sur del Perú para el 2024. Se

evaluaron tres tipos de centrales eléctricas: central de boca de pozo, central de destello simple y central de ciclo binario. Además, se examinaron conceptos y aplicaciones de la energía geotérmica, así como el potencial geotérmico en Perú. Se proporcionó información sobre el mercado eléctrico peruano y el marco legal. Donde se concluye que Tacna tiene un alto potencial geotérmico adecuado para la generación eléctrica, recomendándose las tecnologías de centrales de destello simple y boca de pozo por su bajo costo de implementación. Esta investigación ayuda a contextualizar el problema del déficit de generación eficiente en el sur del Perú y presenta alternativas viables para abordarlo, lo cual justifica la necesidad del presente trabajo de investigación.

2.3. Bases Teóricas

2.3.1. *Planeamiento de la Operación*

El planeamiento de operación de un sistema de potencia involucra dos tipos de planeamiento: (a) consiste en diseñar la ampliación del parque de generación y transmisión, optimizando el uso de los recursos energéticos y minimizando los costos de inversión, con el fin de satisfacer la demanda con un adecuado nivel de confiabilidad y calidad; (b) planeamiento de operación, se enfoca en establecer un programa de generación, es decir, determinar qué unidades deben estar en línea y disponibles para entrar en servicio, con el objetivo de minimizar los costos operativos. (EGEMSA, 1996)

2.3.1.1. Horizontes y Periodos del Planeamiento de Operación.

El horizonte de tiempo de la programación de operación depende de varios factores. Donde la programación de las unidades térmico eléctrica se ve influenciadas por los programas de mantenimiento preventivo, contratos de combustible a largo plazo y los tiempos de arranque, los cuales abarcan decisiones en horizontes anuales y multianuales. La

programación hídrica, por su parte, abarca horizontes anuales o multianuales según la capacidad de los reservorios, que pueden tener ciclos diarios o semanales. Basado en estos horizontes, los periodos de operación se dividen en tres categorías: (a) planeamiento de operación a largo plazo, con un horizonte anual a multianual; (b) planeamiento de operación a mediano plazo, con un horizonte de meses a un año; (c) planeamiento de operación a corto plazo, con un horizonte diario y horario. (Arriagada, 1987)

2.3.2. *Generación Eléctrica en el Perú*

La generación de energía eléctrica es la primera actividad en la industria eléctrica, cuya función es convertir las fuentes de energía primaria en electricidad a través de la inducción electromagnética. Este sector se considera un mercado de libre competencia, donde diversas empresas generadoras tienen la posibilidad de ingresar y competir entre sí para producir y vender electricidad (Tamayo et al., 2016). Según la matriz energética del año 2022, la generación eléctrica en el SEIN fue abastecida por energía hidroeléctrica, energía termoeléctrica y energías renovables no convencionales (RER), donde la energía hidroeléctrica y termoeléctrica destacaron en la producción anual. (Tabla 2.1)

Tabla 2.1:

Generación de Energía Eléctrica en el SEIN 2022

Energía Hidroeléctrica	Energía Térmica	RER
50.76 %	44.28 %	4.9 %

Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022)

2.3.2.1. **Generación Termoeléctrica.**

Es un proceso que involucra la producción de energía eléctrica, donde se utiliza un tipo de tecnología que aprovecha el calor producido por la quema de combustibles fósiles

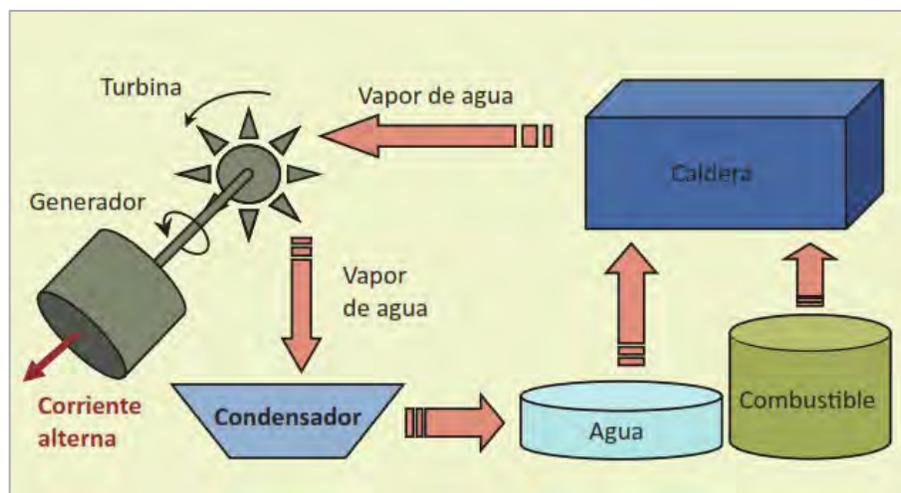
(diésel, gas natural y carbón) para generar energía eléctrica, mediante un ciclo termodinámico. Existen distintos tipos de centrales termoeléctricas de acuerdo al tipo de combustible que usen. (Dammert et al., 2011)

2.3.2.1.1. Centrales Termoeléctricas a Diésel.

Las centrales termoeléctricas a diésel son sistemas que generan electricidad al emplear combustible diésel, un derivado del petróleo. Utilizan motores de combustión interna de gran dimensión y capacidad para convertir la energía química contenida en el diésel en energía mecánica, la cual activa un generador eléctrico encargado de producir la electricidad. El proceso comienza con el ingreso de combustible diésel a la caldera, la combustión de la misma provoca el calentamiento del agua hasta la ebullición, generando vapor a alta presión y temperatura, la cual hace girar la turbina produciendo energía eléctrica alterna (Dammert et al., 2011).

Figura 2.1

Esquema de Generación Termoeléctrica a Diésel



Fuente: Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano (Dammert et al., 2011)

2.3.2.1.2. Centrales Termoeléctricas a Gas Natural.

Las centrales termoeléctricas a gas son instalaciones diseñadas para generar electricidad utilizando gas natural como combustible principal. Estas plantas destacan por su alta eficiencia y su capacidad de arrancar rápidamente, lo que las hace ideales para satisfacer incrementos repentinos en la demanda de energía. Comparadas con otras fuentes de combustibles fósiles, emiten menos dióxido de carbono y otros contaminantes, aunque aún contribuyen a las emisiones de gases de efecto invernadero. Juegan un rol crucial en la matriz energética de muchos países, proporcionando una fuente de electricidad confiable y adaptable que complementa otras formas de generación, como la energía renovable.

a) Central térmica a gas natural de ciclo simple

Denominadas también centrales de ciclo abierto, utilizan gas natural para la generación eléctrica, el proceso inicia con el ingreso de aire en la entrada, este se comprime en un compresor giratorio (en factor de 10 a 12 o más) para luego pasar a la cámara de combustión donde se mezcla con el gas produciéndose la expansión de los productos gaseosos de alta temperatura. Con estos gases se alimenta la turbina, la cual impulsa al compresor, la energía restante es aprovechada en el eje para accionar el alternador. Los gases de escape se emiten a la atmósfera, por lo que desperdicia energía calorífica debido a que no se utiliza en ningún otro proceso. (Wood et al., 2014)

b) Central térmica a gas natural de ciclo combinado

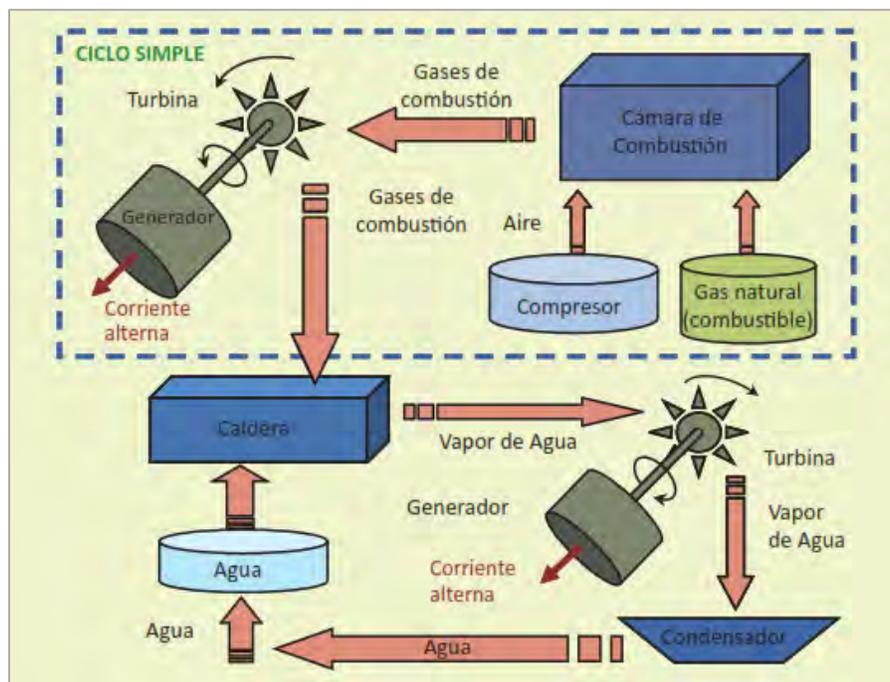
Esta tecnología cuenta con dos ciclos o fases: el primer ciclo (ciclo de Brayton) inicia con la combustión del gas para generar movimiento en una turbina (turbo gas); el segundo ciclo (ciclo de Rankine) reutiliza los gases resultantes de la primera combustión, calentando

el agua de una caldera, para después generar vapor y mover las turbinas en un segundo generador (turbo vapor). La eficiencia de la tecnología de ciclo combinado resulta en ahorros más sustanciales, ya que utiliza la energía calorífica que presentan los gases de escape que mueven la turbina del primer generador. (Dammert et al., 2011)

Este tipo de central es capaz de generar una potencia adicional comprendida entre 40% y 60%, gracias al aprovechamiento de los gases de escape en un caldero recuperador de calor, formando un ciclo cerrado (EGEMSA, 1996).

Figura 2.2

Esquema de Generación Termoeléctrica a Ciclo Combinado



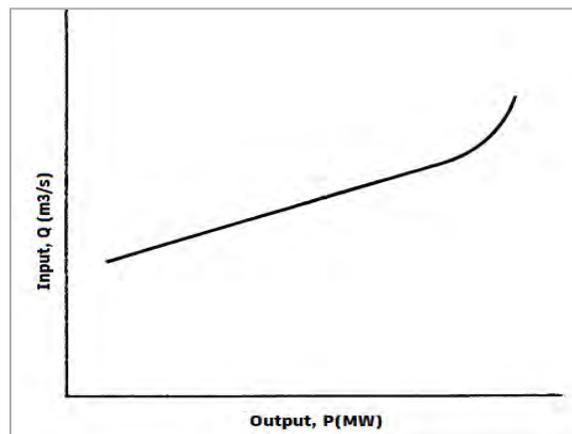
Fuente: Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano (Dammert et al., 2011)

2.3.2.2. Generación Hidráulica.

Este tipo de generación aprovecha la energía cinética y potencial gravitatoria del agua para generar movimiento en el rotor del alternador. Las centrales hidroeléctricas se clasifican en dos tipos principales según cómo se acumule el agua: las centrales hidroeléctricas de pasada, que aprovechan el flujo natural del agua de un río, y las centrales hidroeléctricas de embalse, que utilizan represas para controlar el flujo de agua. (Dammert et al., 2011). Asimismo, las unidades hidroeléctricas poseen relaciones características de entrada-salida en términos de caudal-potencia eléctrica. La Figura 2.3 presenta una curva típica que ilustra esta relación, donde la altura neta hidráulica se mantiene constante. Estas características se reflejan en una curva casi lineal que va desde una potencia mínima hasta alcanzar la potencia nominal a medida que varía el caudal (Wood et al., 2014).

Figura 2.3

Unidad Hidroeléctrica Curva Entrada-Salida



Fuente: Power Generation and Control (Wood et al., 2014)

2.3.3. Transmisión Eléctrica

El sistema de transmisión se compone de un conjunto de líneas en alta y muy alta tensión, subestaciones de transformación, torres de transmisión, soportes, instalación de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión, entre otras instalaciones asociadas (Damert et al., 2013). Los sistemas de transmisión eléctrica permiten transportar la energía desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución. Según Tamayo et al. (2016), este segmento del sector eléctrico representa el 21.3 % del costo total de la tarifa eléctrica regulada. En el mercado eléctrico, el sector de la transmisión eléctrica se considera un monopolio natural, donde transmitir energía eléctrica de forma segura y eficiente a largas distancias requiere mucho capital, siendo mayor el costo de inversión al costo de operación. Las inversiones en transmisión son irreversibles debido a que no pueden reubicarse en otro lugar, los activos de transmisión poseen una larga vida útil que oscila entre 20 y 40 años o incluso más. Por lo tanto, las redes tienen que vivir con las consecuencias de sus decisiones de inversión durante mucho tiempo. (Kirschen & Strbac, 2004)

2.3.3.1. Congestión en Líneas de Transmisión.

La transmisión de electricidad presenta tres tipos de límites físicos. Primero, están los límites térmicos, debido a la resistencia del conductor y el incremento de la corriente se produce un calentamiento, que puede causar daños y pérdidas en el conductor. Segundo, está relacionado con el límite de cargabilidad, lo cual indica la capacidad máxima que una línea de transmisión puede transportar sin comprometer la seguridad y estabilidad del sistema. Tercero, la energía reactiva, lo cual surge de la desincronización entre el voltaje y la

corriente eléctrica, lo cual produce pérdidas, aunque mantiene a cierto nivel la tensión y puede reducirse con la instalación de capacitores. (Damert et al., 2013)

Los límites físicos de transmisión restringen la cantidad de energía que puede transportar un conductor y experimentar congestiones. Según Stoft (2002), las líneas de transmisión pueden experimentar congestión al encontrarse saturadas sin sobrepasar su capacidad de transmisión, lo que significa que, aunque el flujo de electricidad no exceda la capacidad teórica, la infraestructura está siendo utilizada al máximo. Esta situación afecta la seguridad y eficiencia del sistema de transmisión, ya que la alta carga en las líneas puede reducir la capacidad de respuesta del sistema ante fluctuaciones o contingencias. En general, se considera que una línea está en una situación crítica a partir del 80% de su capacidad de transmisión.

Debido a las congestiones y pérdidas en las líneas de transmisión, algunas barras o nodos de la red no pueden acceder a la producción más eficiente del sistema, lo que resulta en variados precios nodales. Los costos marginales en cada barra reflejan el valor de la energía. La tarificación basada en precios de barra sigue un enfoque marginalista, donde el precio de la electricidad en cada barra representa los costos asociados a la generación (costos marginales) y la red eléctrica, así como la congestión y las pérdidas de energía.

2.3.4. Costos de Generación

La función del despacho económico es generar energía con cada una de las plantas disponibles al mínimo costo posible, satisfaciendo las restricciones y características de la red, para ello se define el costo de generación o costo total como la suma de los costos fijos y costos variables (Benito, 2010).

2.3.4.1. Costo Fijo

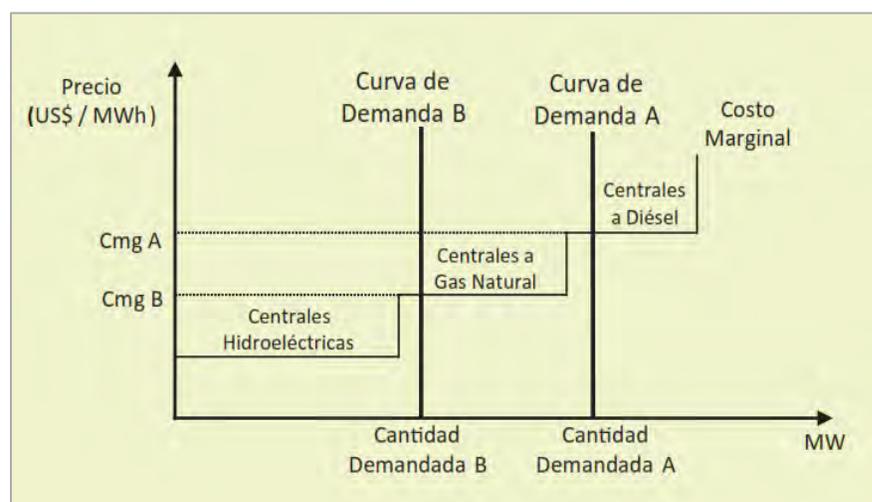
Son los costos de la capacidad de generación y están relacionados con los costos de operación, inversión y mantenimiento fijo requeridos para mantener la central disponible. Los costos fijos son asumidos por las generadoras, produzcan o no. Se miden en dólares por hora (\$/h) en función de la capacidad de potencia (MW) a ser pagada, o equivalentemente en \$/MWh. (Stoft, 2002)

2.3.4.2. Costos Variables

Se refiere al costo del combustible utilizado, que está relacionado con la cantidad de energía producida. En la Figura 2.4 se muestra el ordenamiento de los costos variables de menor a mayor, según la tecnología aplicada para la generación eléctrica. Las centrales hidroeléctricas tienen un costo variable muy bajo, por lo tanto, son las primeras en generar energía. La siguiente tecnología son las centrales térmicas a gas natural, por último, las centrales térmicas a diésel. (Damert et al., 2013)

Figura 2.4:

Costos Variables Según Tipo de Tecnología



Fuente: (Dammert et al., 2011)

2.3.5. *Costo de Potencia y Energía*

Según la economía de los sistemas de potencia, la energía es la acumulación de la potencia en un periodo de tiempo, cuyo costo es medido en dólares por MWh, el costo de la potencia se mide en dólares por hora por MW de flujo de potencia. Por lo tanto, el precio de la energía y potencia son expresados en las mismas unidades \$MWh, como se muestra en la Ecuación 2.1. (Stoft, 2002)

$$(\text{Dolares por hora}) \text{ por MW} = (\$/\text{h})\text{MW} = \$/\text{MWh} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

2.3.6. *Costos Marginales*

2.3.6.1. **Costos Marginales de Corto Plazo**

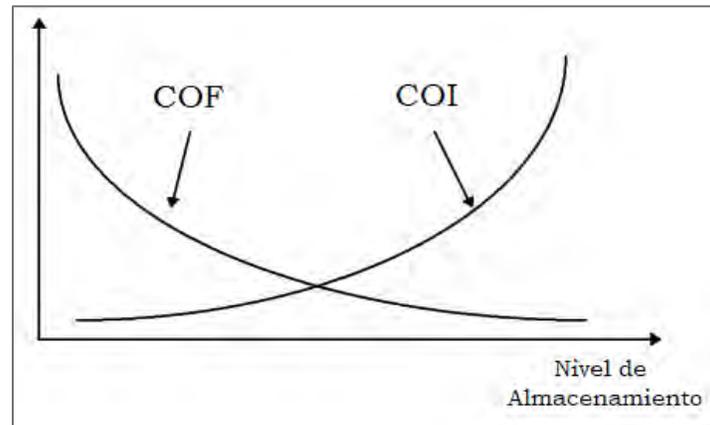
Definido como el costo necesario para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente, el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad adicional de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible. La metodología adoptada para el cálculo de los costos marginales considera las curvas de duración anual de la demanda y la disponibilidad de diferentes unidades de generación. (EGEMSA, 1996)

2.3.6.2. **Costos Marginales de Largo Plazo**

Son los costos adicionales que una empresa enfrenta al ampliar su capacidad instalada a lo largo de un período extendido, mediante unidades de tamaño y características adecuadas al sistema. Los costos marginales de largo plazo, o potencia, se definen como el costo de producir una unidad adicional de potencia eléctrica (MW) y representan la participación proporcional que se le atribuye a cada usuario en la máxima demanda anual del sistema eléctrico. Este concepto es fundamental para la toma de decisiones de inversión, expansión y producción a largo plazo en economía y gestión empresarial. (EGEMSA, 1996)

2.3.7. Costos de Operación Inmediato y Futuro

Una característica importante de la operación de los sistemas hidrotérmicos es la energía hídrica almacenada en los embalses del sistema, la cual no posee un costo directo, pero está restringida por la disponibilidad y la incertidumbre de los caudales, introduciéndose una dependencia entre los costos inmediatos y futuros del agua. La función de costos inmediatos (COI), presentada por la curva de pendiente positiva, está relacionada con los costos de generación térmica en la etapa actual (t). A medida que aumenta el almacenamiento final del agua, hay menos disponibilidad de la misma para la generación hidroeléctrica; como consecuencia, se necesita más generación térmica y el costo inmediato aumenta, como se muestra en la Figura 2.5. Sin embargo, la función de costos futuros (COF) está asociada a los gastos esperados de generación térmica desde la siguiente etapa ($t+1$) hasta el final del período de planificación. Se observa que el COF disminuye con el nivel de almacenamiento final, a medida que hay más agua disponible en el futuro para la generación hidroeléctrica (Pereira et al., 1998). La solución óptima en el despacho hidrotérmico corresponde a establecer un equilibrio entre el beneficio inmediato del uso del agua y el beneficio de su almacenamiento para el uso futuro.

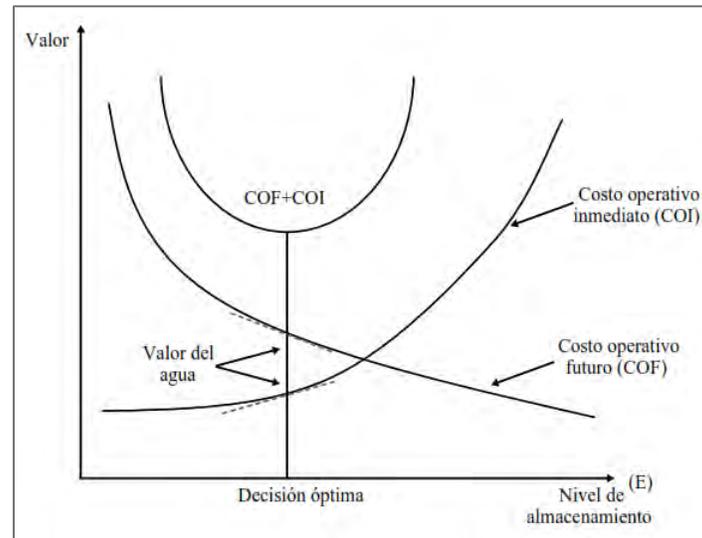
Figura 2.5:*Costo de Operación Inmediato y Futuro*

Fuente: Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Model (Pereira et al., 1998)

2.3.8. Valor del Agua

Un sistema hidrotérmico demuestra gran dependencia de la variable tiempo (t) debido a la incertidumbre del agua y su almacenamiento, lo cual influye en las decisiones sobre el uso de este recurso y los futuros escenarios de demanda eléctrica. De esta forma, surge el valor del agua o costo de oportunidad del agua, un concepto relacionado con la disponibilidad de contar con 1 MWh hidráulico adicional en lugar de 1 MWh térmico, lo cual minimiza los costos marginales. (Sifuentes, 2011)

Según se muestra en la Figura 2.6, se ilustra la relación entre el nivel de almacenamiento del agua y los costos inmediatos (COI) y futuros (COF). La suma de estos costos genera una única curva (COI+COF), donde el punto mínimo representa el óptimo uso del agua. Este punto también es donde se igualan las derivadas de los costos inmediatos (COI) y los costos futuros (COF) con respecto al nivel de almacenamiento. A estos valores se les conoce como los valores del agua. (Pereira et al., 1988)

Figura 2.6:*Valor del Agua*

Fuente: Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Model (Pereira et al., 1998)

2.3.9. Despacho Económico

Debido a la característica técnica de la energía eléctrica, que no es económicamente almacenable y se debe producir en función de la demanda en tiempo real, el operador cumple un rol muy importante en el despacho económico, coordinando con los agentes generadores la operación de las diversas centrales de generación en función de sus costos variables, con el objetivo de satisfacer la demanda de manera eficiente. Según Expósito (2010), el despacho económico se define como la operación de un sistema de energía eléctrica en la cual se distribuye la demanda total del sistema entre los generadores disponibles, de forma que el coste total de generación sea el mínimo posible.

2.3.9.1. Despacho de Sistemas Térmicos.

En un sistema puramente térmico se toma las decisiones de operación en función a los mínimos costos de generación, lo cual consiste en ordenar los costos variables de menor

a mayor, de las diferentes centrales de generación hasta que lleguen a su límite de capacidad para abastecer la demanda en cada periodo de tiempo. (Damert et al., 2013)

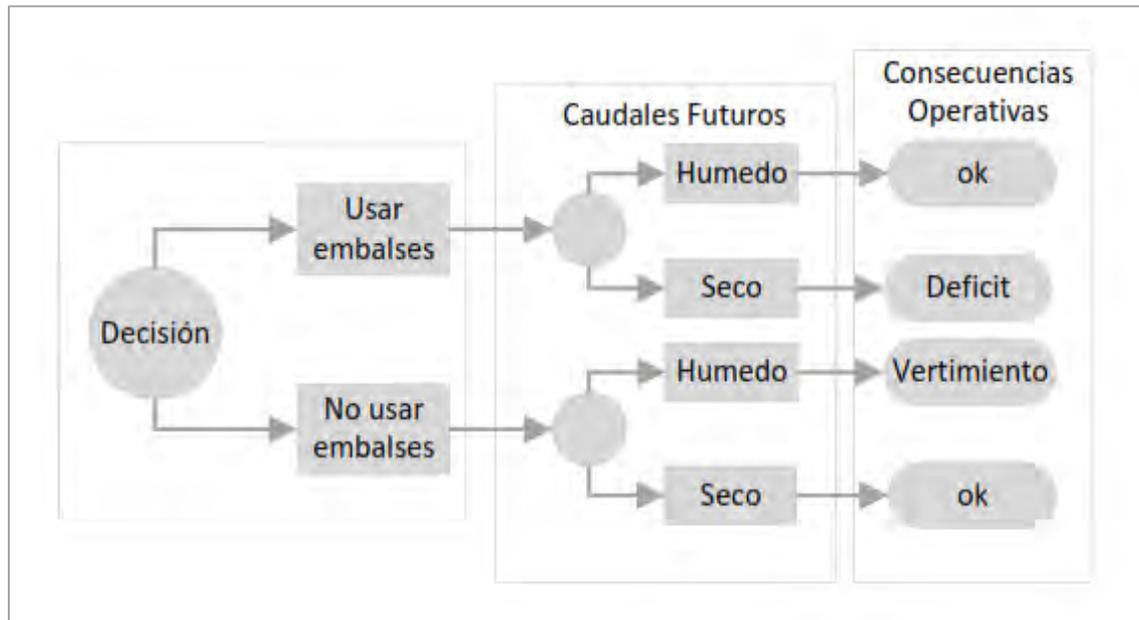
Conforme a Wood (2014), un procedimiento aplicado en la solución del problema de despacho de los sistemas térmicos, es la minimización de los costos utilizando métodos avanzados de calculo que involucran la función de LaGrange. Cuyo método de optimización consiste en establecer las condiciones necesarias para un valor extremo de la función objetivo, agregando la función de restricción y multiplicado por un factor indeterminado lambda (λ) como se muestra en la Ecuación (2.2), en consecuencia, para poder encontrar la solución y el óptimo se ha de calcular derivando la función objetivo agregada (\mathcal{L}) considerando las condiciones necesarias.

$$\mathcal{L} = F(P) + \lambda\Phi \qquad \text{Ecuación 2.2}$$

2.3.9.2. Despacho de Sistemas Hidrotérmicos.

Las plantas hidroeléctricas tienen la capacidad de aprovechar la energía almacenada en sus embalses sin incurrir en costos de combustible asociados a las unidades térmicas, lo que les permite atender la demanda de manera eficiente.

No obstante, la generación de energía hidroeléctrica se ve restringida por la capacidad de almacenamiento de los embalses. Esto establece una conexión entre las decisiones operativas en un momento específico y las repercusiones que estas decisiones pueden tener en el futuro, según se observa en la Figura 2.7 (Pereira et al., 1998).

Figura 2.7:*Proceso de Decisión en Sistemas Hidrotérmicos*

Fuente: Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Model (Pereira et al., 1998)

Por lo tanto, el problema de la programación hidroeléctrica a corto plazo es determinar la producción de generación óptima horaria de las unidades hidroeléctricas en función del caudal turbinado, la liberación o descarga de agua en los reservorios y los niveles de almacenamiento de los mismos. En un sistema hidrotérmico, la programación a corto plazo se realiza como parte de la coordinación hidrotérmica. El problema de despacho hidrotérmico requiere la solución para el compromiso de unidades térmicas y el despacho de generación hídrica. El objetivo de la programación hidrotérmica es minimizar los costos de producción térmica, sujeto a cumplir con la demanda y algunos requerimientos de generación (EGEMSA, 1996).

En los sistemas hidrotérmicos, el almacenamiento de agua involucra una dependencia del tiempo. Por lo tanto, se aplican técnicas de optimización dinámica con el

objetivo de minimizar el costo operativo inmediato y futuro, tal como se representa en la función objetivo en la Ecuación 2.3 (Damert et al., 2013).

$$Z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Siendo el costo inmediato de la unidad térmica en el periodo t, $\sum c(j)g_t(j)$. Mientras que el costo futuro esta representado por la función, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, donde v_{t+1} es nivel de almacenamiento del embalse en la etapa final t (inicio de la etapa t+1).

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum [u_t(m) + s_t(i)] \quad \text{Ecuación 2.4}$$

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho u_t \quad \text{Ecuación 2.5}$$

$$g_t \leq \bar{g}_t \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Por consiguiente, para obtener el despacho óptimo de un sistema hidrotérmico se debe considerar el balance hídrico, relacionando el agua almacenada v_{t+1} y el flujo de salida, como se muestra en la Ecuación 2.4; las restricciones respecto al balance de energía que indica la igualdad entre producción térmica ($\sum g_t(j)$) y demanda (d) menos la producción hidráulica (ρu_t), como se muestra en la Ecuación 2.5; así como los límites de capacidad de las centrales térmicas (g_t), como se muestra en la Ecuación 2.6.

Donde:

- i Índice del número de plantas hidroeléctricas.
- $v_{t+1}(i)$ Volumen almacenado en la planta i en el estado final t.
- $v_t(i)$ Volumen almacenado en la planta i en el estado inicial t.
- $a_t(i)$ Caudal lateral que llega a la planta i en la etapa t.

$u_t(i)$	Flujo turbinado en el estado t.
$s_t(i)$	Volumen de rebose en la planta i durante el estado t.
ρ	Coefficiente tecnológico (MWh por hectómetro cúbico).

2.3.10. Reserva de Potencia y Margen de Reserva

El margen de reserva garantiza la seguridad de operación del sistema y la suficiente generación para cubrir la demanda ante contingencias o condiciones operativas adversas. Dicho porcentaje se calcula dividiendo la reserva de potencia entre la máxima demanda para un período dado (Ecuación 2.7). Asimismo, la reserva de potencia se calcula como la diferencia entre la potencia efectiva y la máxima demanda en un periodo determinado. La potencia efectiva del sistema representa la suma de las capacidades reales de generación de cada central eléctrica y la máxima demanda mide la demanda pico en un período específico (Tamayo et al., 2016).

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Reserva de potencia}}{\text{Maxima demanda}} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

2.3.11. Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico presenta características únicas derivadas de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y la infraestructura necesaria para su suministro. Una de las principales características técnico-económicas de la electricidad es la imposibilidad de almacenarla de manera económica y eficiente. Además, la electricidad debe producirse en tiempo real para satisfacer la demanda.

En este contexto, se puede afirmar que las actividades del sector eléctrico peruano incluyen la generación, transmisión, distribución, comercialización y operación del sistema eléctrico. La generación es el primer eslabón en la cadena de producción de electricidad,

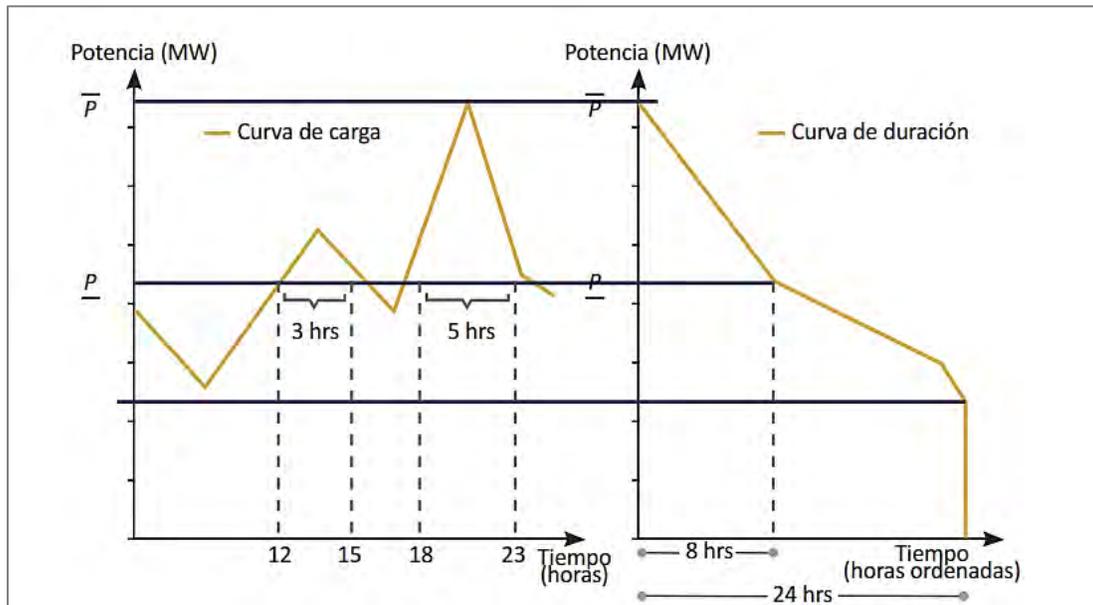
transformando energía primaria en energía eléctrica. La transmisión se encarga del transporte de electricidad a largas distancias y altos voltajes para reducir pérdidas. La distribución lleva la electricidad a los consumidores finales. La comercialización de electricidad se realiza entre generadores, distribuidores y clientes libres en el mercado spot mediante contratos a mediano o largo plazo. Finalmente, el operador del sistema eléctrico juega un papel crucial en la industria, gestionando el despacho económico de la electricidad y asegurando la operación de las centrales eléctricas según su orden de mérito basado en costos variables. (Dammert et al., 2011, pág. 65)

2.3.11.1. Oferta

El lado de la oferta en el mercado eléctrico se refiere a la generación de electricidad el cual cumple con el objetivo de satisfacer la demanda. Este sector se compone de tres segmentos principales: generación, transmisión y distribución (Tamayo et al., 2013). Estos tres segmentos interconectados aseguran que la electricidad generada en las centrales eléctricas llegue de manera eficiente y confiable a los usuarios finales, completando en ese sentido el ciclo del suministro eléctrico.

2.3.11.2. Demanda

La demanda se refiere a la cantidad de electricidad que los usuarios necesitan en un momento determinado o durante un período específico, y se caracteriza por su variabilidad a lo largo del día. El esquema que lo representa es el diagrama de carga, como se muestra en la Figura 2.8, mediante el cual se identifican los períodos de alta o baja demanda en horas punta y horas fuera de punta. Si se ordena de manera descendente, se obtiene el diagrama de duración, una herramienta útil en la planificación de inversiones en generación eléctrica (Tamayo et al., 2013).

Figura 2.8:*Diagrama de Carga y Duración*

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú (Tamayo et al., 2013)

Por otro lado, la estimación de la demanda de energía eléctrica puede ser clasificada en dos grupos: las que utilizan información desagregada y las que utilizan información agregada (Gallardo et al., 2004). La primera se caracteriza por investigar la demanda a nivel de agentes económicos demandantes (hogares y empresas), y la segunda se caracteriza por contribuir a la planificación del sector eléctrico, al proporcionar límites confiables de consumo en todo el período de evaluación, diferenciando la demanda vegetativa de las cargas especiales vinculadas a grandes empresas industriales (Tamayo et al., 2013).

2.3.12. Competencia Perfecta

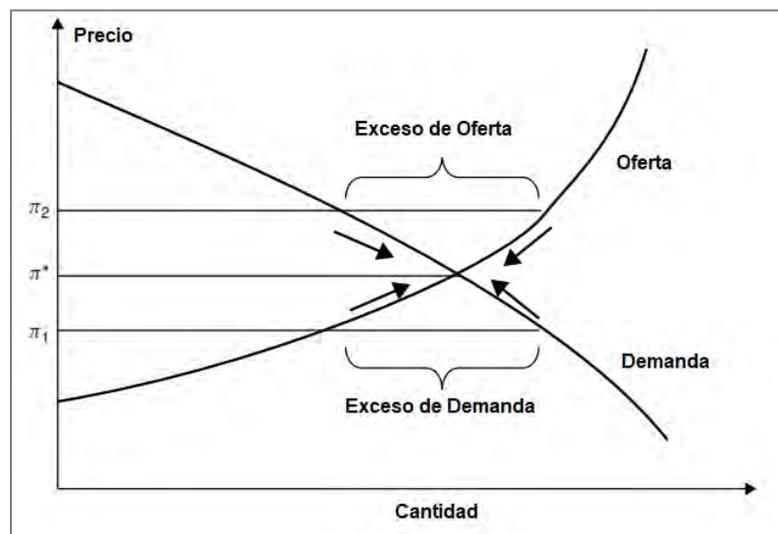
La competencia perfecta está vinculada con la eficiencia, donde los agentes actúan competitivamente al tener buena información y costos bien comportados. La oferta, así como la demanda, se ajustan al comportamiento del mercado, cuya intersección es conocida

como equilibrio de mercado. El equilibrio de mercado es una guía útil de su comportamiento, aunque casi nunca se encuentre exactamente en el punto de equilibrio (Stoft, 2002).

En la Figura 2.9, se observa el punto de equilibrio, donde π^* iguala las cantidades ofrecidas y demandadas. En el caso de exceso de oferta, ocurre cuando el precio está por encima del precio de equilibrio (π_2), en este caso, la cantidad ofrecida es mayor que la cantidad demandada, lo que crea un excedente de productos en el mercado. En el caso de exceso de demanda, ocurre cuando el precio está por debajo del precio de equilibrio (π_1), en este caso, la cantidad demandada es mayor que la cantidad ofrecida, lo que genera una escasez de productos en el mercado.

Figura 2.9:

Determinación de Equilibrio de Mercado



Fuente: Power System Economics (Kirschen & Strbac, 2004)

Sin embargo, en el mercado eléctrico la demanda presenta un comportamiento inelástico, ya que los consumidores no pueden reducir significativamente su consumo frente

a los cambios en los costos de energía en el mercado spot. El equilibrio entre oferta y demanda se obtiene a través de un proceso de ajuste continuo, donde los operadores del sistema eléctrico gestionan este equilibrio en tiempo real, asegurando que la oferta (generación eléctrica) iguale la demanda (consumo) en todo momento, ya que la electricidad no se puede almacenar a costos eficientes.

2.3.13. Generación Eficiente

En el mercado eléctrico, el COES se encarga de operar el sistema al menor costo posible. Para lograr un despacho óptimo de energía, clasifica las tecnologías de generación de menor a mayor costo variable. De este modo, las centrales de recursos energéticos renovables (RER) e hidroeléctricas son las primeras en entrar en operación, gracias a sus bajos costos variables y a la disponibilidad de recursos. Posteriormente, se activan las centrales termoeléctricas a gas natural, y finalmente, las centrales que utilizan diésel. (Damert et al., 2013)

En el despacho económico, el orden mencionado de cada recurso utilizado en la generación tiene por objetivo maximizar la eficiencia productiva y minimizar las pérdidas. Según Stoft (2002), se define la generación eficiente como la producción al mínimo costo posible. Por lo tanto, la generación eficiente en el SEIN está compuesta por generación hidroeléctrica, RER y termoeléctrica a gas natural.

2.3.14. Diseños de Mercado

Según Hunt (2002), el diseño de mercados eléctricos se basa en cuatro pilares fundamentales: los desequilibrios entre oferta y demanda; la gestión de la congestión en las líneas de transmisión; los servicios auxiliares de las plantas generadoras; y la programación y despacho del sistema eléctrico. Además, el mercado eléctrico se organiza según distintos

diseños, que dependen de las líneas de acción, las instituciones y los órganos operativos que regulan a los agentes económicos del mercado. Bajo ese contexto, se identifica cuatro diseños de mercado que reducen el alcance del monopolio:

2.3.14.1. Monopolio verticalmente integrado. Caracterizado por no contar con generadores competitivos integrando todos los segmentos de la industria eléctrica en una sola empresa.

2.3.14.2. Modelo de comprador único. Solo el monopolio integrado en cualquier área puede comprar a los generadores competidores.

2.3.14.3. Modelo de competencia mayorista. Todos los generadores eléctricos compiten por precios en condiciones iguales con la finalidad de abastecer a las distribuidoras y grandes usuarios.

2.3.14.4. Modelo de competencia minorista. Este modelo se encuentra integrado al esquema mayorista, donde los consumidores tienen la opción de elegir a sus proveedores de energía. Esto fomenta la competencia entre los generadores, quienes deben ofrecer mejores precios y servicios para atraer y retener a los clientes.

2.3.15. Tipos de Usuarios

Según la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, la demanda está cubierta por clientes libres y regulados, junto a otros actores que forman parte de los esquemas de comercialización de la electricidad.

2.3.15.1. Usuarios Libres.

Son aquellos usuarios o clientes que no se encuentran sujetos a regulación de precios, poseen una demanda máxima anual mayor a 2 500 kW por punto de suministro (que corresponde a grandes comercios e industrias). Los consumos mayores a 200 kW, hasta

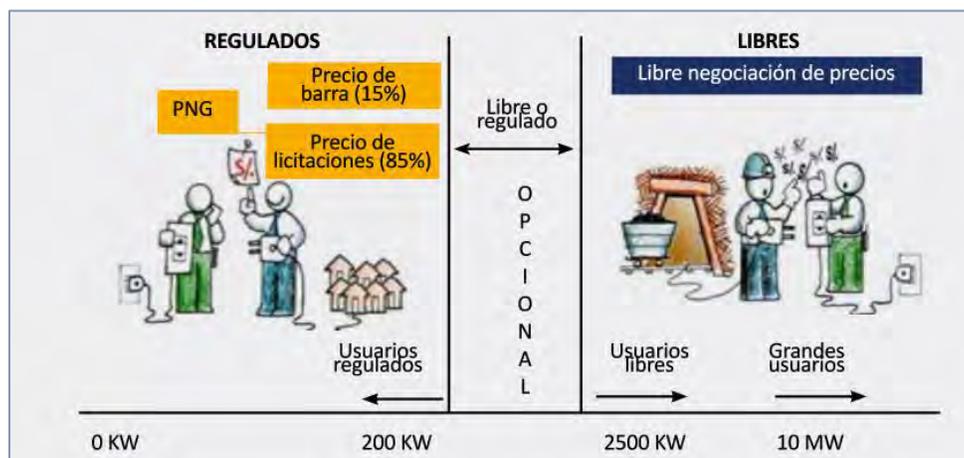
2500 kW, tienen derecho a escoger entre el régimen regulado o libre (Decreto Supremo N° 022-2009-EM, 2009).

2.3.15.2. Usuarios Regulados.

Estos usuarios se encuentran sometidos a tarifas reguladas, requiriendo una demanda máxima anual igual o menor a 200 kW por punto de suministro (Decreto Supremo N° 022-2009-EM, 2009).

Figura 2.10

Usuario Libre y Regulado



Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú: 25 Años de Aportes al Crecimiento Económico del País (Tamayo et al., 2013)

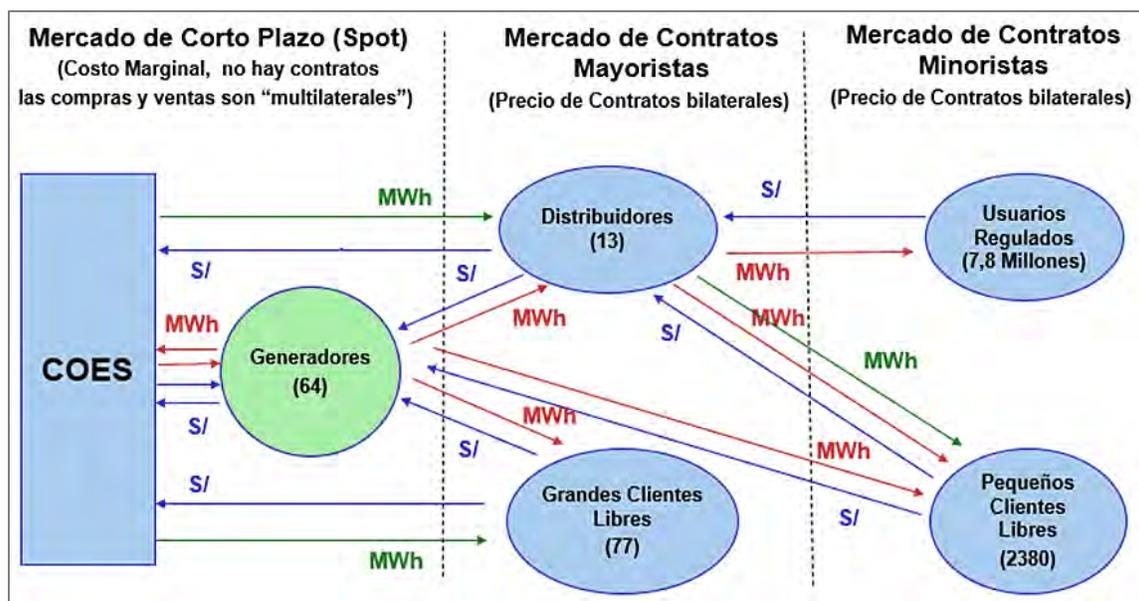
2.3.16. Diseño del Mercado Eléctrico Peruano

El mercado eléctrico peruano se divide en los sectores de generación, transmisión y distribución. Antes de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N.º 25844), el modelo era verticalmente integrado, con el Estado como único propietario y operador de estas tres actividades. Tras la aprobación de la reforma, el sector eléctrico adoptó un modelo de mercado mayorista que promovió la inversión privada y estableció la regulación

económica a cargo de un organismo estatal. Esta reforma segmentó el mercado en tres sectores individuales, lo que permitió la estructuración física del mercado mayorista de electricidad, compuesto por el mercado spot y el mercado a largo plazo o contratos. (Okumura Suzuki, 2015).

Figura 2.11:

Competencia en el Mercado Mayorista



Fuente: El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú (ESAN, 2021)

2.3.16.1. Mercado de Corto Plazo o Spot

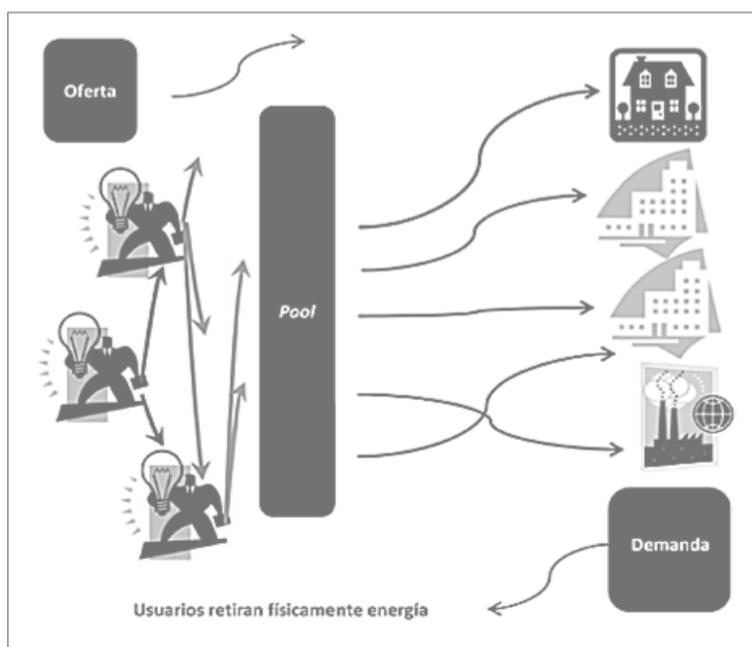
El mercado Spot destaca por su rapidez y posibilidad de realizar transacciones inmediatas. Sin embargo, los precios en este mercado tienden a cambiar rápidamente, un incremento repentino de la demanda hace que el precio se dispare, mientras que un exceso en la generación o caída de la demanda deprimen el precio (Kirschen & Strbac, 2004).

Citando a Okumura Suzuki (2015), el mercado spot en el Perú está organizado en un sistema 'Pool' o 'piscina', donde participan los generadores produciendo energía para luego

ser inyectada al sistema y abastecer de esta manera la demanda. En este mercado, no se realiza un seguimiento específico de la fuente exacta de la energía suministrada, ya que esta información no puede ser identificada de manera individualizada. Para las transacciones de compra y venta en el mercado, todos los generadores participan en un proceso de liquidación, durante este procedimiento, reciben compensación por la energía que han inyectado en el sistema, mientras que otros realizan pagos correspondientes por la energía consumida por sus clientes.

Figura 2.12:

Mercado Spot Oferta y Demanda



Fuente: El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú

(Okumura Suzuki, 2015)

2.3.16.2. Mercado a Largo Plazo o Contratos

En el mercado a largo plazo (Forward Markets) participan generadores y consumidores, donde los precios de servicios públicos de electricidad son fijados

administrativamente y se desarrollan con amplia libertad. Los agentes involucrados comienzan calculando la mejor estimación de precio de mercado, cuya estimación tiene en cuenta datos históricos sobre el precio spot, entre otro tipo de información importante que influya sobre los precios a largo plazo. Sin embargo, el precio acordado en el contrato puede variar de diferentes estimaciones debido a diferentes posiciones negociadoras. Por ejemplo, si el precio en el mercado spot es mayor al precio de contrato, representa una pérdida para el generador y una ganancia para el consumidor, pero si el precio en el mercado spot es menor al precio de contrato, representa una ganancia para el generador y una pérdida para el consumidor. (Kirschen & Strbac, 2004)

Por lo tanto, los contratos a largo plazo permiten que los generadores y consumidores negocien un precio que sea aceptable para ambas partes. Estos contratos tienen en cuenta los precios del mercado spot, mediante el cual comparten el riesgo de cambios inesperados en dichos precios. Al establecer acuerdos de largo plazo, ambas partes se resguardan de la volatilidad del mercado.

2.3.17. Mercado del Gas Natural en la Generación Eléctrica

El desarrollo de la industria del gas natural en el Perú ha tenido un impacto significativo en el mercado eléctrico, contribuyendo a la disminución de los costos de generación eléctrica y a la diversificación de la matriz energética. Se considera como una fuente de energía de respuesta rápida ante la intermitencia en la generación con recursos renovables (Aita, 2023).

2.3.17.1. Contratos de Suministro de Gas Natural.

Las empresas generadoras de electricidad suscriben contratos a largo plazo con productores, transportistas y distribuidores de gas natural, Sin embargo, su aplicación

depende del despacho económico y las cláusulas estipuladas. Las cláusulas de los contratos Take or Pay (TOP), establece el porcentaje mínimo de consumo diario en un promedio anual, que debe ser pagado se consuma o no. La cláusula “Make Up” agrega flexibilidad al contrato, eliminando el pago si en un período posterior se supera el consumo mínimo establecido en la cláusula TOP, y la cláusula Carry Forward permite que un consumo superior al mínimo en un año, se traslade a un período futuro específico.

Los contratos de gas con Pluspetrol (empresa operadora de extracción y suministro del gas natural de Camisea) incluyen cláusulas de Take or Pay (TOP) y Delivery or Pay (DOP). Bajo las cláusulas TOP, se debe pagar por el gas no consumido correspondiente a la mitad de la capacidad diaria contratada (CDC). Según las cláusulas del contrato DOP, el comprador está obligado a pagar por la cantidad de gas entregada por el vendedor, independientemente de si la consume o no para una capacidad máxima del 100 %.

Las condiciones de los contratos también establecen condiciones de Make Up y de Carry Forward. La primera permite un plazo predeterminado posterior al déficit de consumo de la CDC, donde se puede descontar el valor que se haya pagado por la condición TOP del exceso de consumo. Los consumos superiores al CDC pueden usarse en meses futuros, en un plazo de 18 meses (Romero Torres et al., 2019).

Tabla 2.2

Comparación Entre Modelos de Contratos

Condiciones	Contratos Antiguos	Nuevos contratos
Take or Pay	Único	Según periodos estacionales de generación
Reservas de Gas	No contemplado	Capacidad reservada de 561.07 MMPCD.
Clausula Make Up o Carry Forward	Cláusulas que posibilitan la recuperación de los consumos de gas que estén por debajo del nivel establecido en el Take or Pay (TOP), con plazos definidos en cada contrato.	No contemplado.
Clausula Delivery or Pay	Determinado en relación directa con CDM o CDC	Determinado en relación directa con la TOP.

Fuente: (Echegaray Pacheco & Montoya Benites, 2019)

2.3.17.2. Reservas Nacionales de Gas Natural.

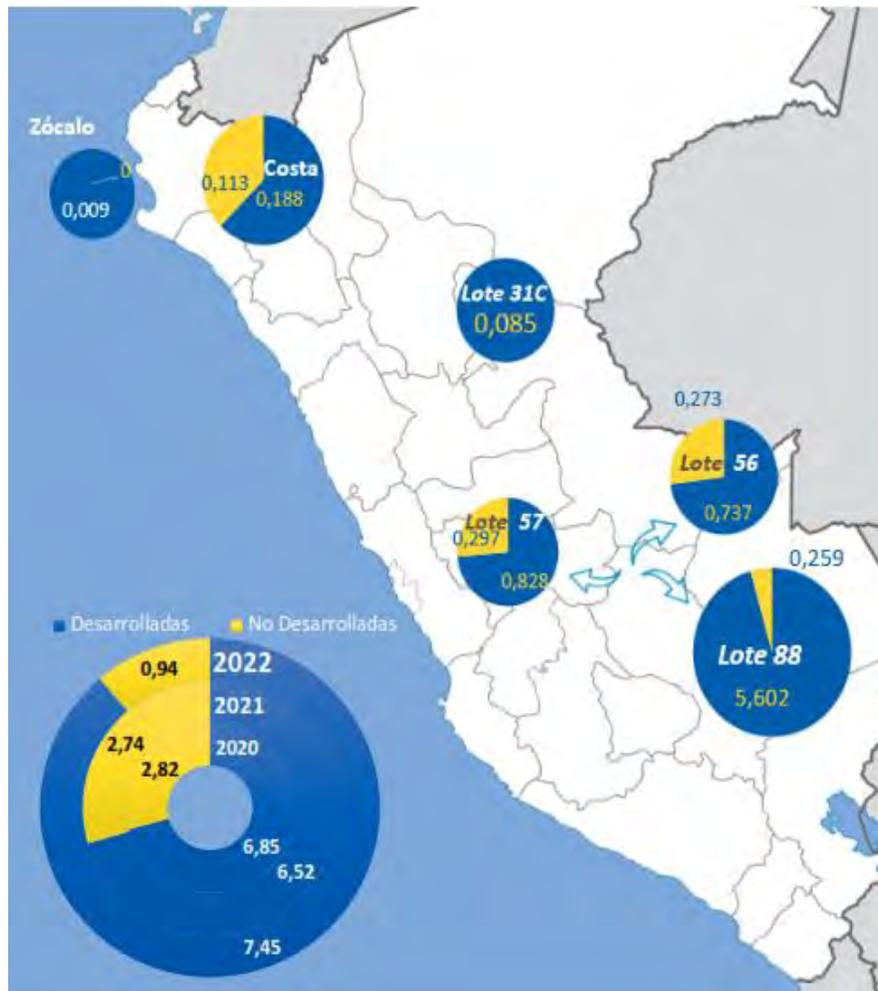
Son cantidades de gas natural que se encuentran almacenadas y disponibles en yacimientos subterráneos en la tierra. Estas reservas representan la cantidad de gas que puede ser extraída de forma económicamente viable con la tecnología y los métodos de extracción actuales. De acuerdo con el nivel de certeza e incertidumbre, se pueden clasificar, en probadas, probables y posibles (Mendoza et al., 2021).

- Reservas probadas. Son las cantidades de gas natural, basadas en datos geológicos y de ingeniería, tienen una alta probabilidad de ser recuperadas comercialmente en las condiciones económicas y operativas actuales. Estas reservas están respaldadas por evidencia concreta y mediciones que aseguran su viabilidad y rentabilidad para la extracción.
- Reservas probables. Tienen una certidumbre menor de recuperación en relación a las probadas, usualmente del 50%.
- Reservas posibles. Menos probables de ser recuperadas que las reservas probables, usualmente del 10%.

Según Osinergmin (2022), el Perú cuenta con los yacimientos de Aguaytía, ubicado en Ucayali, que posee una reserva probada de 0.085 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural seco; el yacimiento del zócalo de la costa norte, con 0.31 TCF; y el gas natural de Camisea, con 7.99 TCF. En la Figura 2.13, se aprecia con mayor precisión el volumen de las reservas probadas de gas natural en la selva sur de Perú, que representa el 95% de las reservas totales.

Figura 2.13:

Mapa de Reservas Probadas por Lotes Diciembre del 2022 (TCF)



Fuente: Procesamiento, Producción y Transporte de Gas Natural (Osinermin, 2023). <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5534563/4924032-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2023-iii.pdf?v=1702304494>

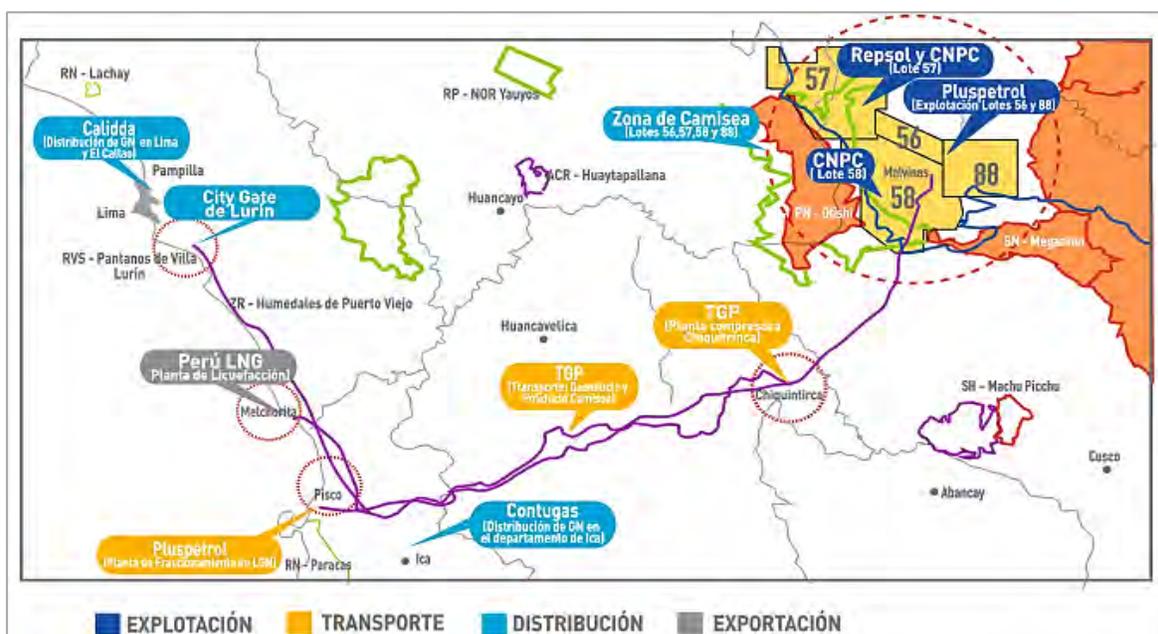
Según sostiene Mendoza et al. (2021), el ratio de reserva/producción (R/P) indica el tiempo de duración de las reservas actuales de gas natural en caso de asumir un ritmo de producción constante en los próximos años. Esto garantiza una producción de gas natural por 21.4 años en el Perú en función de las reservas probadas hasta la fecha.

2.3.17.3. Industria del gas natural de Camisea.

En el Perú, la industria del gas natural se centra en la exploración y comercialización tanto del gas natural como de los líquidos asociados al gas natural. Antes de la implementación del Proyecto Camisea, esta industria no mostraba avances significativos, concentrándose principalmente en dos regiones del país: la Selva Central, donde se encontraba el yacimiento de gas de Aguaytía, y la Costa Norte, donde se hallaban pequeños yacimientos de gas natural que tenían un impacto limitado.

El Proyecto Camisea, ubicado en la selva del Cusco, tiene como objetivo maximizar la extracción tanto de líquidos de gas natural como de gas natural seco para satisfacer la demanda mediante procesos de exploración y producción. Una vez extraído, el gas natural es transportado a través de una red de 80 km hasta la planta de separación Malvinas, situada en las orillas del río Urubamba, con una capacidad de 1680 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas natural. Esta planta cuenta con unidades de separación, deshidratación, criogenia, estabilización y reinyección, cuya función es separar el agua y los condensados del gas natural, y luego, en las unidades de criogenia, extraer los líquidos restantes del gas. Una vez finalizado este proceso, el gas se dirige a una planta compresora que lo inyecta al gasoducto de la Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

Tanto el gas natural como los líquidos de gas natural son transportados hacia la costa a través de ductos hasta la planta de fraccionamiento de Pisco. Por otro lado, el gas natural seco es distribuido a través de la Selva, la Sierra y la Costa hasta llegar al City Gate en Lurín, donde se distribuye en Lima y Callao (Osinergmin, 2014).

Figura 2.14:*Diseño del Proyecto Camisea*

Fuente: La Industria del Gas Natural en el Perú a Diez Años del Proyecto Camisea (Tamayo et al., 2014)

2.3.17.4. Gasoducto Sur Peruano (GSO) y Sistema Integrado de Transporte de Gas-Zona Sur del Perú (SITGAS)

Posterior a la finalización de la concesión del proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP), el MINEN consideró el desarrollo del Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur (SITGAS) debido a la necesidad de un sistema de ductos en el Sur.

Según los antecedentes relacionados con el GSP, en junio de 2014, compitieron los consorcios Gasoducto Sur Peruano (Odebrecht y Enagás) y Gasoducto Peruano del Sur, presentando sus propuestas para la construcción y operación de un gasoducto y un poliducto. Finalmente, el 30 de junio de 2014, se adjudicó el proyecto al consorcio Gasoducto Sur Peruano, conformado por Odebrecht y Enagás. El contrato se firmó el 28 de julio de 2014,

y las obras comenzaron oficialmente el 21 de mayo de 2015, en Ticumpinia, Cusco. Sin embargo, en enero de 2017, debido a problemas financieros, la concesión fue rescindida al Consorcio GSP, con una penalización total de US\$262 millones, pagada el 28 de enero de 2017. En 2018, Enagás inició un arbitraje contra el Estado peruano ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) por la inversión realizada en el proyecto del gasoducto.

El proyecto GSP alcanzó un avance del 35 %. Actualmente, según declaraciones del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), se está revisando la licitación del proyecto, ahora denominado Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur (SITGAS), por parte de la agencia estatal de promoción de inversión Proinversión. Este proceso se encuentra en la fase de formulación y se estima que ingresará en 2026.

2.3.17.5. Transporte de Gas Natural

Los yacimientos de gas natural suelen estar distantes de áreas urbanas e industriales, lo cual hace que el transporte sea crucial en su cadena de valor. Tradicionalmente, esta tarea se realiza mediante gasoductos, pero debido a desafíos en su construcción han surgido alternativas como el gas natural licuado (GNL) y el gas natural comprimido (GNC). Estas modalidades permiten llevar el gas desde los pozos de extracción hasta los consumidores finales, completando así la cadena productiva de manera efectiva (Tamayo et al., 2014).

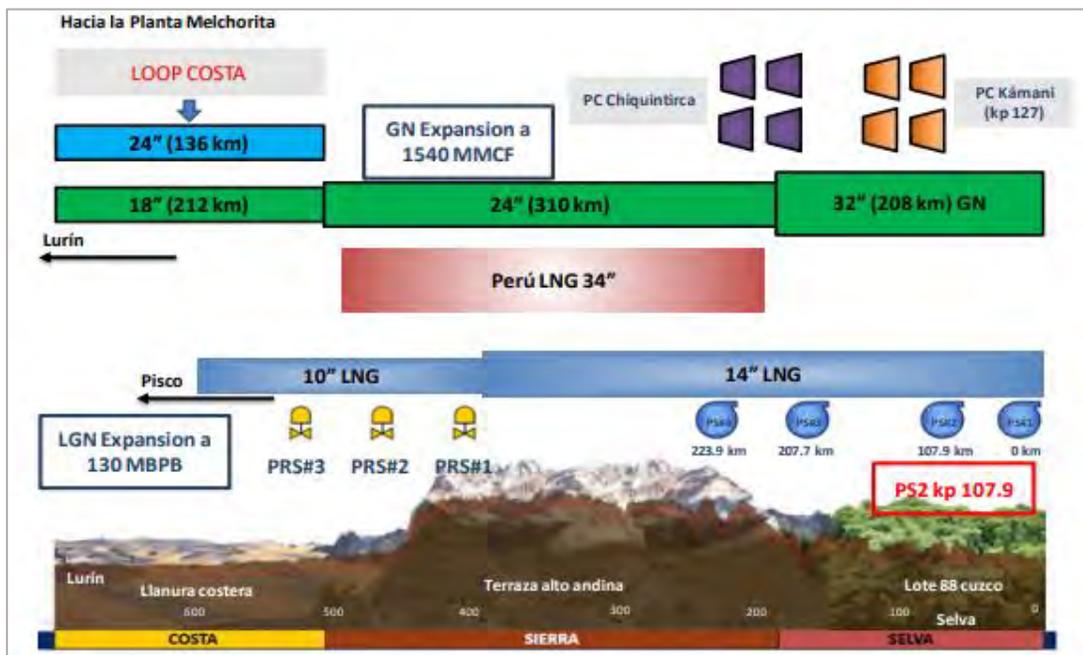
a. Sistema de ductos

Como sostiene Tamayo et al. (2014), este sistema es el más conocido y empleado en el transporte a gran escala de gas natural. Los gasoductos tienen capacidad para vincular distancias de hasta 3000 km y generalmente forman una red de ductos que se conecta al ducto principal para abastecer a las poblaciones e industrias ubicadas en su trayecto cercano.

La construcción del sistema de transporte de gas natural de Camisea comprende dos ductos en paralelo, como se muestra en la Figura 2.15. Uno transporta gas natural seco y el otro transporta líquidos del gas natural. El sistema de transporte por ductos de gas natural seco (STD-GN), se extiende aproximadamente a lo largo de 730 km de distancia, con un 'Loop' o ducto paralelo desde Pampa Melchorita hasta Chilca, ubicado en la costa a 136 km, con un diámetro de 24". Este gasoducto troncal inicia en la planta de separación Malvinas en Cusco, atraviesa las regiones de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima hasta llegar al City Gate (distrito limeño de Lurín). El ducto paralelo que transporta líquidos de gas natural también inicia en el mismo punto y se extiende hasta Ica, donde se encuentra la planta de fraccionamiento en Pisco, con una longitud de 557.3 km. (Mendoza et al., 2021)

Figura 2.15:

Recorrido de los Ductos de Gas Natural y Liquidas de Gas



Fuente: Boletín Estadístico Trimestral Procesamiento, Producción y Transporte de Gas Natural (Osinermin, 2023)

b. Sistema Virtual

Esta nueva forma de transporte de gas natural permite atender la demanda superando problemas derivados por la ausencia de sistemas de ductos, los sistemas móviles de transporte terrestre de gas natural (gasoductos virtuales) son utilizados en distancia aproximadamente cortas, con la implementación de buques metaneros o camiones acondicionados para este fin. Existen diversas tecnologías que permiten abastecer a lugares cuya demanda no justifica la construcción de gasoductos, hay dos opciones de transporte virtual, transporte de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL). (Osinermin, Masificación del Gas Natural en el Perú, 2014)

El gas natural comprimido se almacena a altas presiones que varían entre 200 y 250 bar, de tal forma que puede transportarse en cisternas a poblaciones que no cuenten con un gasoducto, donde es descomprimido para su utilización por los consumidores finales. De la misma forma, el gas natural licuado (GNL) pretende llegar a los consumidores alejados de las redes de gasoducto, para ello reduce su volumen 600 veces mediante un proceso criogénico a temperaturas cercanas a -161°C , hasta conseguir el estado líquido, lo cual lo hace más eficiente para su transporte en cisternas o buques metaneros (Tamayo et al., 2014).

2.3.17.6. Regulación Tarifaria del Gas Natural

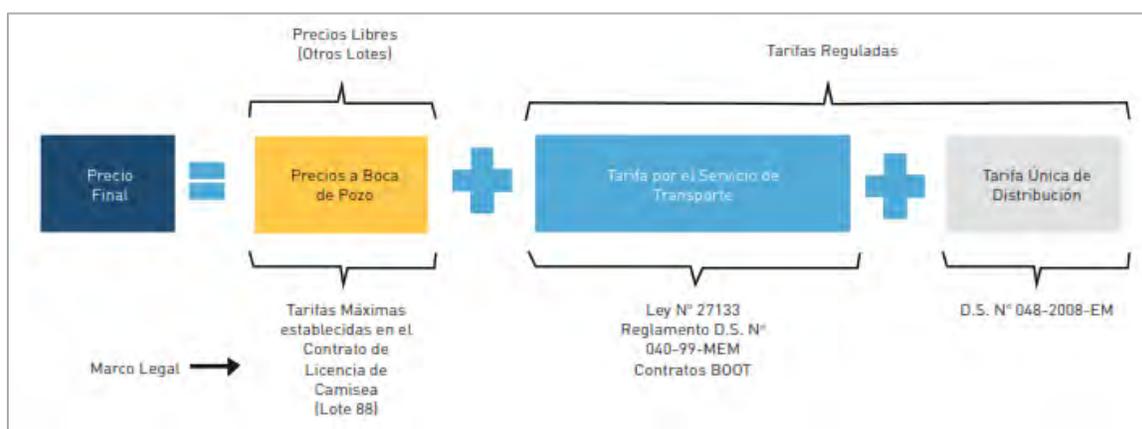
El transporte de gas natural por red de ductos es un monopolio natural, debido a los altos costos de inversión en la implementación de infraestructura necesaria para desarrollar dicha actividad. El transporte y distribución de gas natural por la red de ductos está sujeta a la regulación tarifaria hecha por Osinermin.

Actualmente los sistemas de transporte por ductos de Camisea al City Gate se encuentran operados por TGP (Transportadora de Gas del Perú S.A.); la red de ductos de

Lima y el Callao se hallan operados por Calidda; y la red de ductos en Ica se encuentran operados por la empresa Contugas. El precio del gas natural proveniente de Camisea cuenta con tres componentes: el precio en boca de pozo, tarifa por servicio de transporte por ductos y la Tarifa Única de Distribución, la cual es establecida por Osinergmin mediante procesos de fijación tarifaria (Tamayo et al., 2014).

Figura 2.16:

Componentes del Precio del Gas de Camisea



Fuente: La Industria del Gas Natural en el Perú a Diez Años del Proyecto Camisea

(Tamayo et al., 2014)

2.3.17.6.1. Precio del Gas Natural en Boca de Pozo

El artículo 77 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que el precio de los hidrocarburos, se determina según la oferta y la demanda, sin regulación específica. No obstante, el precio del gas extraído del Lote 88 de Camisea está fijado en contratos de licencia de explotación. De acuerdo a dicho acuerdo o contrato, el precio básico para generadores eléctricos y otros clientes, se encuentran afectados a la fórmula de actualización como se muestra en la Ecuación 2.8, cuya formula emplea índices internacionales asociados

a la evolución de la industria del gas natural y del upstream (exploración y producción).
(Tamayo et al., 2014)

$$FA = 0.60 * \frac{lnd1_i}{lnd1_0} * 0.40 * \frac{lnd2_i}{lnd2_0} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

lnd1 Promedio aritmético del índice Oil Field and Gas Field Machinery (WPS1191).

lnd2 Promedio aritmético del índice Fuel and Related Products and Power (WPU05).

i Periodo de 12 meses anteriores a la fecha de actualización.

2.3.17.6.2. Comercialización del Gas Natural Licuefactado (GNL)

La comercialización del gas natural licuado se lleva a cabo a través de contratos de compra y venta denominados Sales and Purchase Agreement (SPA), los cuales se establecen en función del contenido energético. En estos contratos, el comprador se compromete a pagar el gas natural licuado (GNL) contratado. En caso de querer modificar el volumen contratado una vez que se tiene acceso al GNL, los buques e instalaciones de regasificación, esto resulta más difícil, lo cual implicaría renegociaciones complejas entre ambas partes. Los principales aspectos a considerar incluyen: a) la capacidad de los buques utilizados; b) el momento de llegada al puerto de destino; c) el tiempo de reposo permitido; y d) el volumen de GNL. (Mendoza et al., 2021).

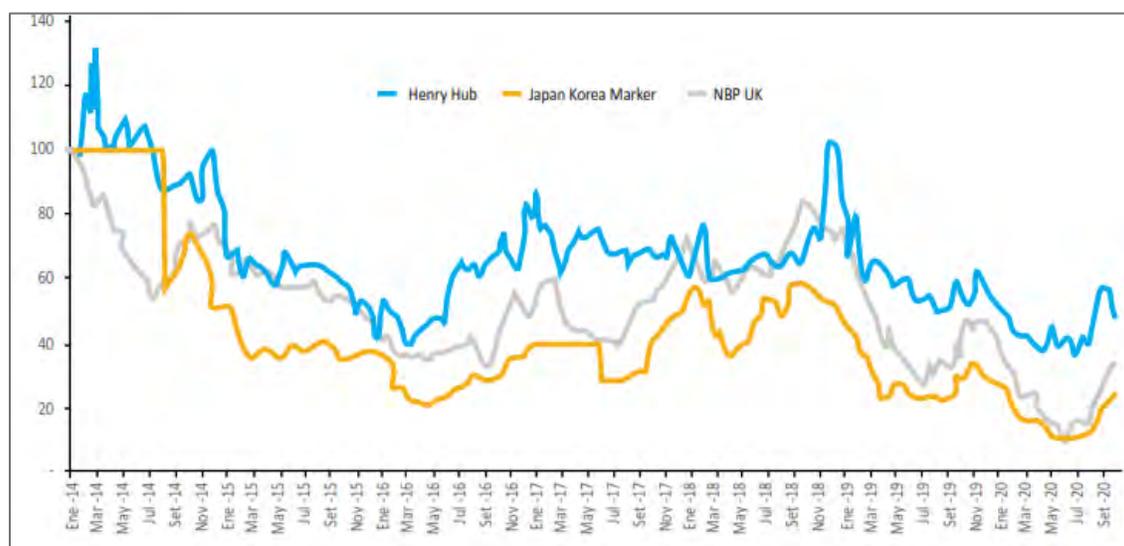
2.3.17.6.3. Marcadores Internacionales de Mayor Relevancia.

Los principales mercados para el gas natural abarcan Norteamérica, Europa y Asia, y se orientan por marcadores internacionales específicos. Estos incluyen: a) El Henry Hub, que constituye el punto primordial de referencia para establecer el precio del gas natural en Norteamérica, focalizado en el mercado spot; b) Los precios del NBP (National Balancing

Point), que funcionan como el indicador principal y el precio de referencia en Europa; c) Los precios del Japan Korea Marker, destacando como uno de los precios de referencia más relevantes para las importaciones asiáticas de gas natural licuado (GNL). La Figura 2.17 representa la dinámica de precios del gas natural según estos marcadores internacionales clave (Mendoza et al., 2021).

Figura 2.17

Principales Marcadores del Gas Natural



Fuente: La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes (Mendoza et al., 2021)

2.3.17.6.4. Formación de Precio de Exportación

Para conocer el precio del gas hay que considerar los precios del destino final (marcador internacional más relevante) y el precio en boca de pozo, mediante la aplicación de la regla Netback se determina el precio en boca de pozo, comenzando con el costo de gas natural en el destino final y luego se descuenta los costos adicionales, la Ecuación 2.9

representa el valor de gas natural en boca de pozo según el método Netback (método para calcular el costo de oportunidad de un commodity) (Osinermin, 2012).

$$P_{BP} = P_{MI} - C_T - C_L - C_E - C_R \quad \text{Ecuación 2.9}$$

- P_{BP} Precio en boca de pozo.
 P_{MI} Precio del marcador internacional relevante.
 C_T Costo del transporte por ducto.
 C_L Costo de licuefacción.
 C_E Costo de transporte por buque.
 C_R Costo de regasificación.

En la siguiente figura se puede apreciar los costos de regasificación, licuefacción y transporte son muy similares en los diferentes destinos, variando el precio de venta (marcador internacional) y el costo de embarcación.

Figura 2.18

Cálculo del Precio en Boca de Pozo (US\$/MMBTU)

	Precio de venta	Costo de regasificación	Costo de embarcación	Costo de licuefacción	Costo de transporte	Precio en boca de pozo
Japón	15.5	0.35	1.80	0.86	0.99	11.3
España	10.7	0.35	0.80	0.86	0.99	7.7
Corea	15.9	0.35	1.80	0.86	0.99	11.9
México	3.12	0.30	0.70	0.90	0.99	0.23

Fuente: Reporte de Análisis Económico Sectorial (Osinermin, 2012)

2.3.18. Principales Entidades del Sector Eléctrico

El mercado eléctrico peruano está sujeto a los fines de la política energética, la cual está vinculada con la política económica general del Estado. En este contexto, las entidades del sector eléctrico desempeñan una diversidad de funciones esenciales para asegurar un suministro confiable y seguro de energía eléctrica.

2.3.18.1. Presidencia del Consejo de Ministros

Promueve, coordina y articula políticas nacionales junto con las entidades del Estado, la sociedad civil y el sector privado de manera participativa, transparente y consensuada, ejerciendo su rol rector. Además, tiene bajo su adscripción todos los ministerios y organismos reguladores, así como diversos organismos públicos, oficinas, consejos y comisiones.

2.3.18.2. Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Es el organismo central y rector del sector de energía y minería. Formula y evalúa las políticas nacionales relacionadas con los sectores de electricidad, hidrocarburos y minería. Desarrolla, aprueba, propone y aplica la política del sector, además de emitir las normas correspondientes. Estas funciones permiten al MINEM desempeñar un papel crucial en el desarrollo sostenible y la regulación de los sectores de energía y minería, contribuyendo al progreso económico y social del país.

2.3.18.3. ProInversión

Promueve la inversión en sistemas de generación y transmisión eléctrica. Realiza licitaciones para la construcción de las instalaciones incluidas en el Plan de Transmisión. Lleva a cabo proyectos de subastas BOOT (build, own, operate, transfer) y subastas de Remuneración Anual Garantizada (RAG).

2.3.18.4. Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Coordina la operación del SEIN a corto, mediano y largo plazo, asegurando el mínimo costo y preservando la seguridad del sistema. Gestiona el óptimo uso de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica. Planifica el desarrollo de la infraestructura de transmisión del SEIN y administra el mercado eléctrico a corto plazo.

2.3.18.5. Indecopi

Fomenta y supervisa la libre competencia en el mercado eléctrico. Evalúa la competencia justa en el sector eléctrico conforme a la Ley de Promoción de la Competencia y Libre Acceso en la Electricidad (Ley AAOSE). Regula las concentraciones horizontales o verticales que puedan surgir entre las actividades del mercado eléctrico. Antes de llevar a cabo una fusión o integración, se requiere la autorización previa de esta institución.

2.4. Bases Normativas

El mercado eléctrico opera conforme a las bases normativas establecidas por el gobierno y las entidades reguladoras. Estas normativas engloban diversos aspectos, incluyendo la producción, transporte, distribución, comercialización y consumo de energía eléctrica. El comportamiento del mercado eléctrico peruano frente a estas regulaciones se define por su capacidad de adaptación y cumplimiento, dado que las empresas y participantes del sector deben operar dentro de los límites legales definidos.

2.4.1. Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844

El Decreto Ley N.° 25844 establece el marco legal relacionado con las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Su propósito es fomentar la inversión privada en el sector eléctrico peruano para garantizar la eficiencia, continuidad y calidad en la prestación de los servicios públicos de electricidad. Este decreto se compone

de once títulos que abordan diferentes aspectos, como las normativas iniciales, la comisión encargada de establecer las tarifas eléctricas, los procesos de concesiones y autorizaciones, el comité de la operación económica del sistema, el sistema de fijación de precios de la electricidad, la prestación del servicio público de electricidad, las medidas de fiscalización, las garantías y acciones para fomentar la inversión, el uso de recursos públicos y terceros, así como disposiciones adicionales y transitorias.

2.4.2. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

El Decreto Supremo N° 009-93-EM establece los lineamientos reglamentarios para la adecuada aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú N° 25844, se aplica a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, con el fin de promover la inversión privada, garantizar la eficiencia en la prestación del servicio eléctrico y asegurar el cumplimiento de estándares técnicos, económicos y ambientales.

2.4.3. Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

El año 2006 se promulgó la Ley de Eficiencia Energética N.º 28832, una legislación significativa que busca impulsar el uso racional y eficiente de la energía eléctrica en el Perú. Esta ley establece medidas y disposiciones para fomentar la eficiencia energética en diversos sectores, como el transporte, la industria, el comercio y el sector residencial. Desde que entro en marcha ha generado cambios importantes en la reforma del sector eléctrico, que incluyen: a) la promoción de contratos de suministro a largo plazo mediante licitaciones, con compromisos de los generadores para construir nuevas centrales de generación; b) la reforma del Comité de Operación Económica del Sistema (COES); c) la planificación de la transmisión a cargo del COES; d) nuevos esquemas en el tratamiento de la transmisión; y e)

la promoción de la participación de los distribuidores y usuarios libres en el mercado a corto plazo.

2.4.4. Ley de Seguridad Energética y Promoción del Polo Petroquímico del Sur

En el año 2012 se promulgó la Ley N.º 29970, titulada "Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo Petroquímico en el Sur del País". Mediante la presente ley el Estado impulsa proyectos energéticos destinados a fortalecer y mejorar los niveles de seguridad en el suministro de energía, así como nuevos proyectos que garanticen el suministro de gas natural para satisfacer las necesidades de los servicios públicos. Entre sus principales objetivos se encuentran el fomento de la exploración y explotación de recursos energéticos en la región sur del país, la promoción de la industrialización de los recursos naturales y el impulso de la competitividad y el desarrollo económico.

En 2013, se otorgó la concesión para construir y operar las plantas eléctricas del Nodo Energético del Sur, localizadas en Ilo y Mollendo. Estas plantas funcionarían inicialmente como unidades de reserva fría, empleando petróleo diésel. Sin embargo, una vez que el proyecto GSP esté en funcionamiento y haya disponibilidad de gas natural en la zona Sur, las centrales cambiarán a gas natural y dejarán de operar como unidades de reserva fría.

2.4.5. Promoción de la Inversión en Energías Renovables Decreto Legislativo N° 1002

En 2016 se promulgó el Decreto Legislativo N° 1002, titulado "Promoción de la Inversión en Energías Renovables", con el propósito de fomentar el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER). Este decreto legislativo tiene como objetivo mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, incentivando las inversiones en generación eléctrica renovable no convencional (RER). Define los recursos energéticos

que forman parte de las RER, incluyendo la energía eólica, solar, biomasa, geotérmica, mareomotriz e hidroeléctrica cuya capacidad no exceda los 20 MW. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la autoridad competente para promover estas inversiones, mientras que OSINERGMIN se encarga de realizar las subastas, supervisar los contratos y liquidar los ingresos. Este Decreto Legislativo se aplica a la generación de electricidad a partir de Recursos Energéticos Renovables, y para obtener los permisos eléctricos requeridos, se deben cumplir con lo establecido en la Ley N.º 25844.

2.4.6. DS N° 031-2020-EM

El 19 de diciembre de 2020, el MINEM emitió el Decreto Supremo DS-031-2020-EM. Este decreto ordena al COES enviar a Osinergmin una propuesta de modificación de los procedimientos técnicos para aplicar el artículo 99 del RLCE. Estos procedimientos están relacionados con: (1) la entrega de información sobre la calidad de los combustibles y los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, junto con un informe justificativo; (2) la revisión y evaluación por parte del COES de la información proporcionada por los titulares de la generación eléctrica; (3) la determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural; y (4) cualquier otro procedimiento técnico pertinente.

CAPITULO III

ESTADÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO Y EL DESPACHO ECONÓMICO EN EL SEIN

3.1.Introducción

En este capítulo se abordarán las estadísticas del mercado eléctrico peruano y el despacho económico en el SEIN, basándose en los datos anuales proporcionados por el COES (2022). Se comenzará analizando la situación actual del SEIN en el mercado eléctrico: la oferta de generación, la máxima demanda, la generación anual de energía, las pérdidas en el sistema eléctrico, el déficit de generación en el sur, la presencia del gas natural en el mercado eléctrico peruano y la capacidad de generación eficiente el año 2022. Además, se analizará el impacto del incremento de la máxima demanda en los costos marginales del SEIN, según el despacho económico.

3.2.Mercado Eléctrico Peruano

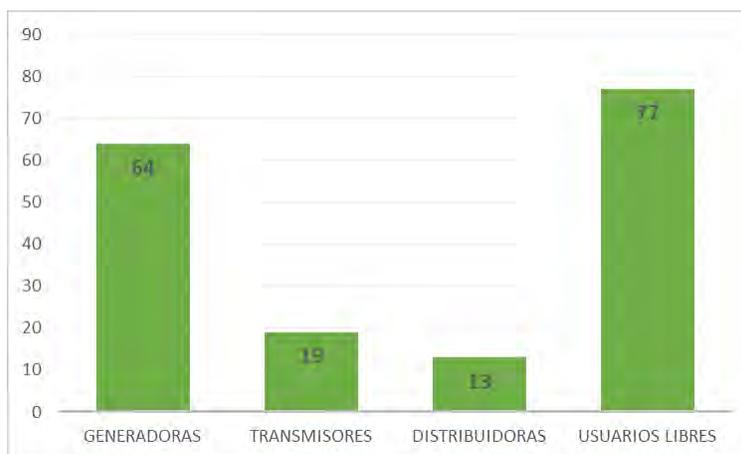
El mercado eléctrico se adapta constantemente a los cambios en la economía del país y se rige en función a leyes, reglamentos, reformas y procedimientos técnicos que establecen las condiciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad. Según Dammert et al. (2013), debido a las características del mercado eléctrico, la energía no es almacenable a costos razonables; por lo tanto, se produce en función de la demanda, siendo de gran importancia la existencia de capacidad necesaria y generación eficiente que beneficien a los consumidores y generadores. En ese sentido, es importante revisar a detalle la situación actual de la oferta y la demanda en el SEIN, el margen de reserva actual, el uso de gas natural en la generación eléctrica y la generación eficiente en el sur, que es donde se encuentra el Nodo Energético del Sur Peruano (NES).

3.2.1. *Integrantes del Mercado Eléctrico*

El mercado eléctrico peruano cuenta con numerosos integrantes, clasificados por el Reglamento del COES en cuatro subcomités: generadores, transmisores, distribuidores y clientes libres. Estos cumplen con las condiciones de registro y tienen derecho a participar en las asambleas del COES. Además, contribuyen financieramente para cubrir los costos operativos y administrativos de la gestión y coordinación del sistema eléctrico nacional. En ese sentido, el año 2022, el mercado eléctrico estaba compuesto por 173 agentes pertenecientes al COES, los cuales se dividen en generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes libres (Figura 3.1), detallados en el Anexo 1.

Figura 3.1:

Número de Integrantes del COES 2022



Fuente. Elaboración propia (COES, 2022)

3.2.2. *Situación Actual*

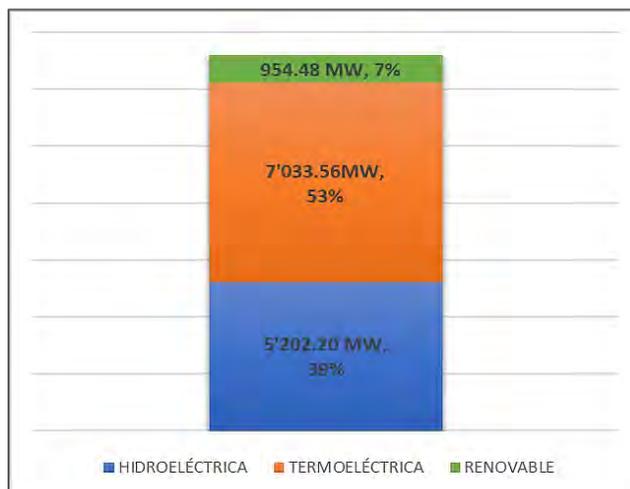
3.2.2.1. **Oferta de Generación en el SEIN.**

El SEIN cuenta con una matriz eléctrica variada compuesta por energía térmica, energía hidráulica y energías renovables no convencionales (RER). El año 2022, la potencia

efectiva en el SEIN fue 13,190.24 MW, compuesta por 39.44% generación hidroeléctrica, 53.32% generación termoeléctrica y 7.24 % RER, según se muestra en la Figura 3.2.

Figura 3.2:

Potencia Efectiva Según Tipo de Generación (MW)



Fuente. Elaboración propia (COES, 2022)

Por otro lado, la potencia efectiva en el SEIN también se puede clasificar en función al tipo de recurso utilizado (Tabla 3.1).

Tabla 3.1:

Potencia Efectiva en el SEIN Según Tipo de Recurso 2022

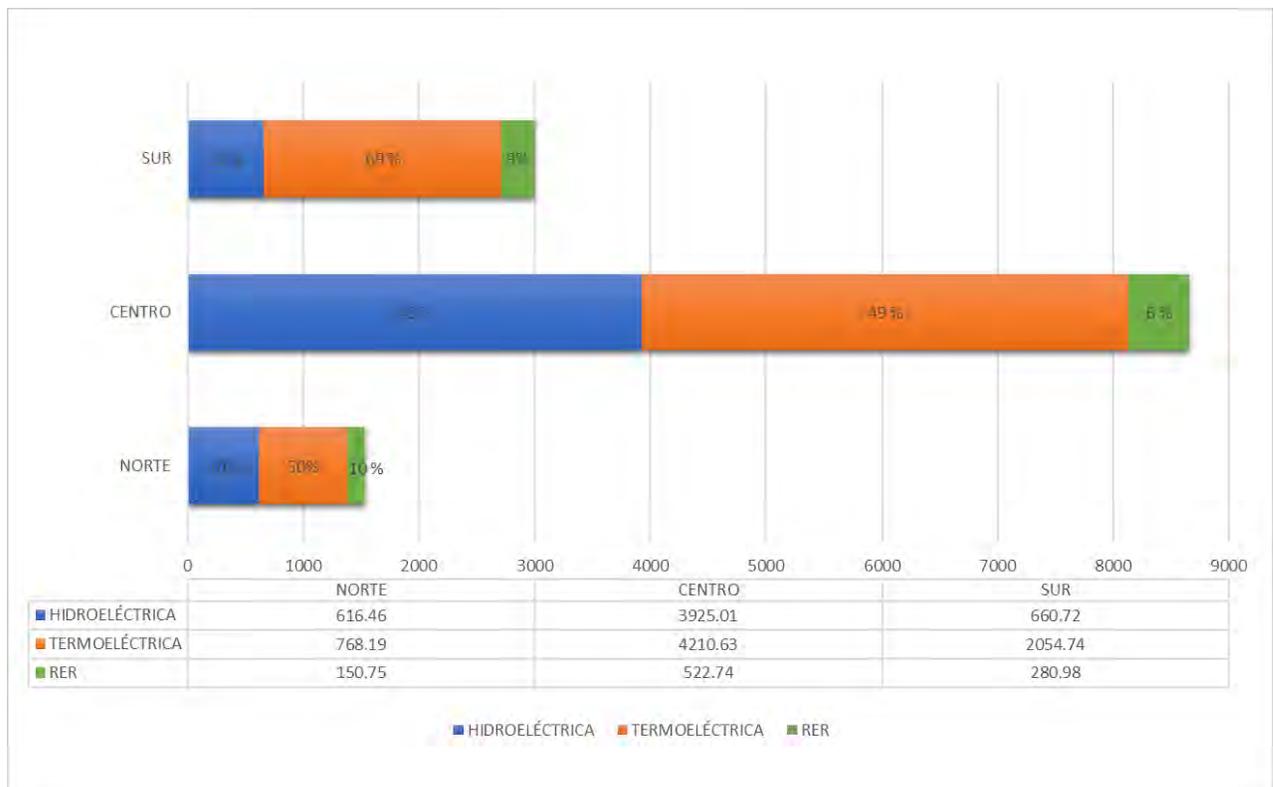
Tipo de Recurso	Norte	Centro	Sur	Total
Agua	616.46	3,925.01	660.72	5,202.20
Gas natural	141.22	4,087.24	-	4,228.46
Carbón	-	-	139.77	139.77
Residual	-	56.54	-	56.54
Diesel	588.14	41.44	1,914.97	2,544.55
Bagazo+biogás (RER)	38.83	25.41	-	64.25
Radiación	-	1.30	280.98	282.28
Viento	150.75	521.45	-	672.20
Total	1,535.40	8'658.39	2,996.45	13,190.24

Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022)

Además, la clasificación según la zona geográfica y el tipo de generación indica que, en 2022, el sur contaba con 2,996.45 MW (23%), el centro con 8,658.39 MW (66%) y el norte con 1,535.40 MW (11%) (ver Figura 3.3).

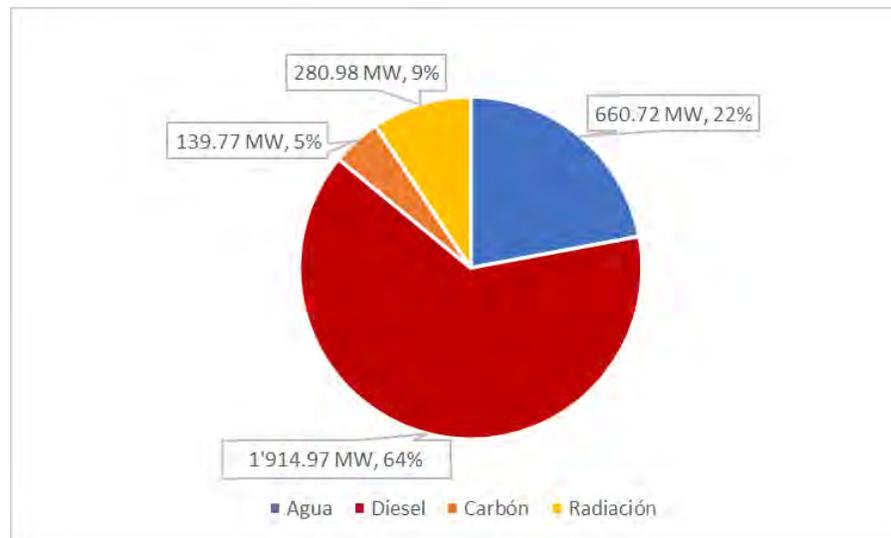
Figura 3.3:

Potencia Efectiva Según Zona Geográfica y Tipo de Generación (MW)



Fuente. Elaboración propia (COES, 2022)

Es importante señalar que el año 2022, la zona sur contaba con una potencia efectiva de 2,054.74 MW proveniente de generación termoeléctrica, donde destaca el diésel como recurso predominante para la generación. (ver Figura 3.4).

Figura 3.4*Potencia Efectiva Según Recurso Energético en el Sur (MW)***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)**3.2.2.2. Máxima demanda en el SEIN**

Según la base de datos del COES, la máxima demanda se fue incrementando cada año hasta alcanzar su valor más elevado el año 2022 (Figura 3.5), creciendo en 4.10% con respecto a la máxima demanda del año 2021, como indica la Figura 3.5.

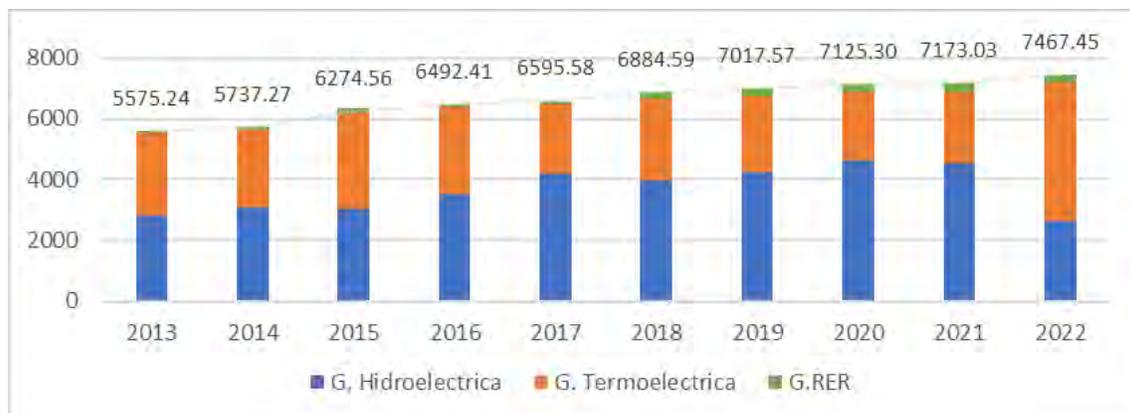
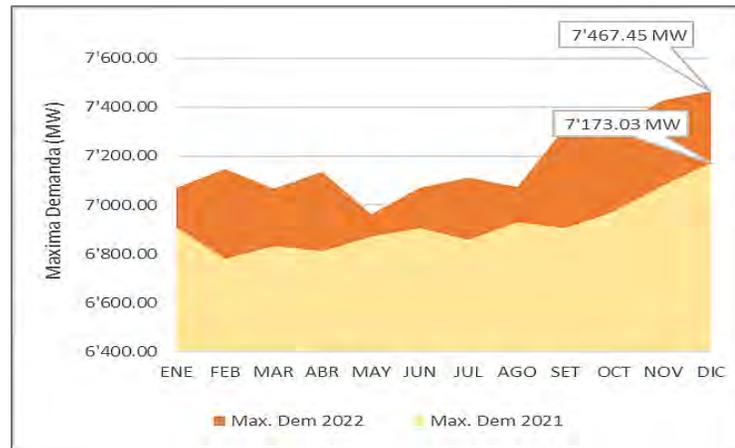
Figura 3.5:*Evolución Máxima Demanda 2013-2022 (MW)***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

Figura 3.6:*Máxima Demanda 2022/2021 (MW)***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

El día de máxima demanda del año 2022, el diagrama de carga del despacho hidrotérmico mostró un mayor aporte de generación termoeléctrica con 4,569.87 MW, seguido de generación hidroeléctrica con 2,631.98 MW y generación eólica con 265.60 MW (ver Figura 3.7).

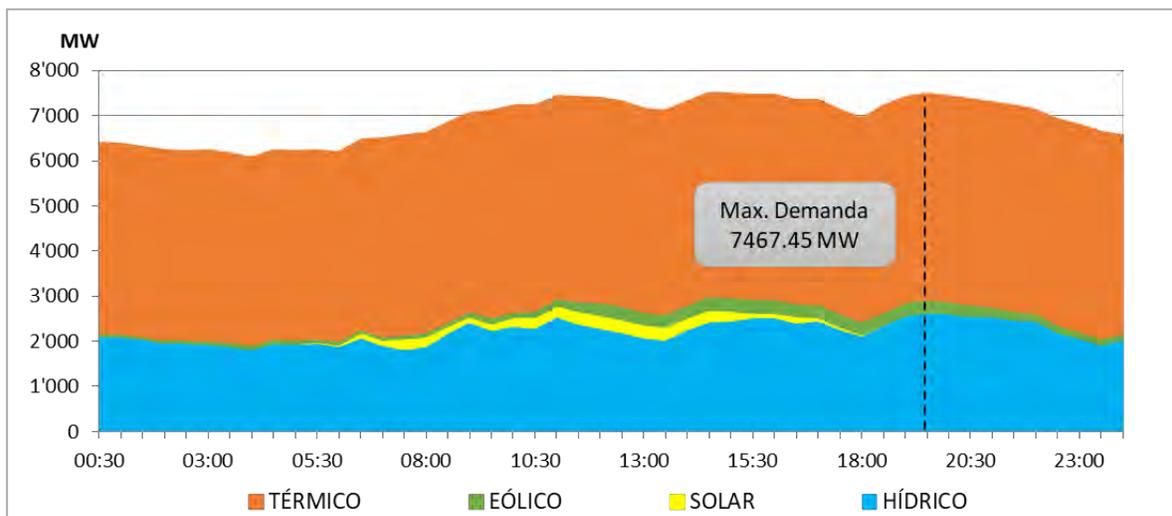
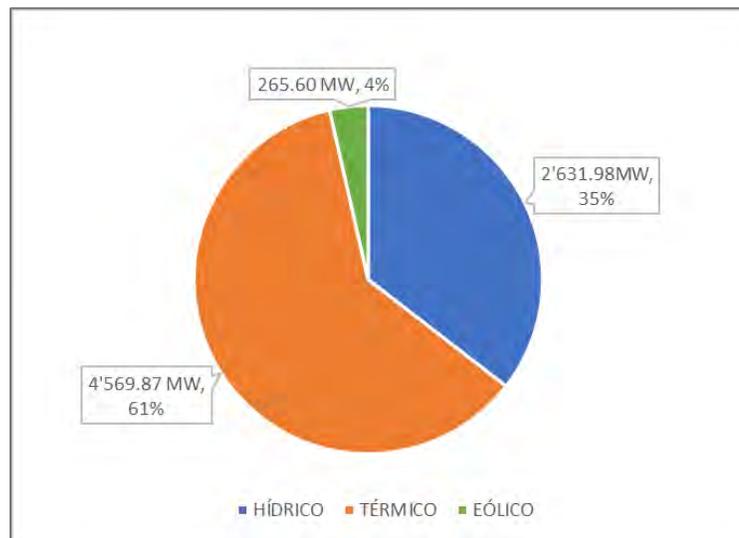
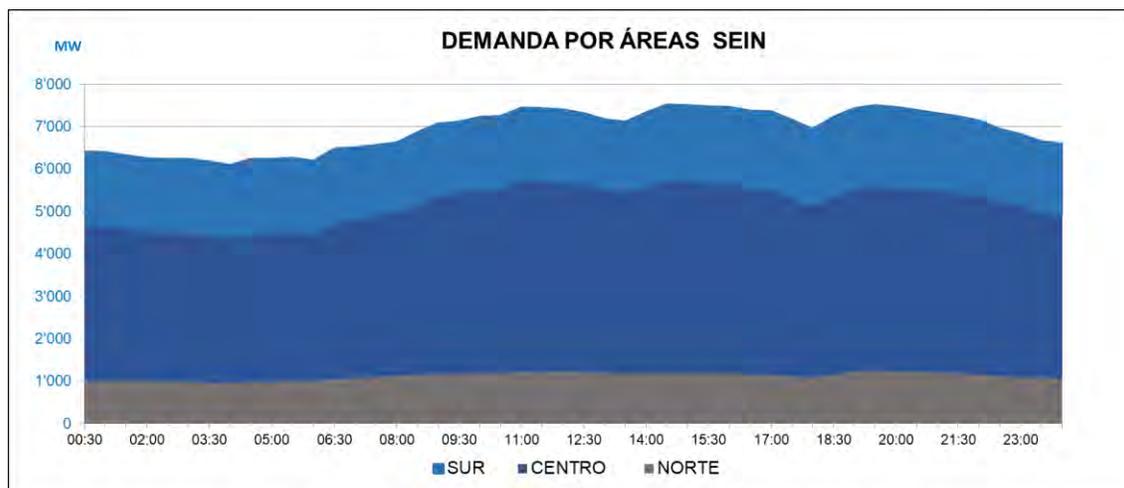
Figura 3.7:*Despacho Hidrotérmico – Máxima Demanda en el SEIN de diciembre 2022***Fuente.** Informe de Evaluación de la Operación Diaria (COES, 2022)

Figura 3.8:*Máxima Demanda del SEIN Diciembre 2022***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

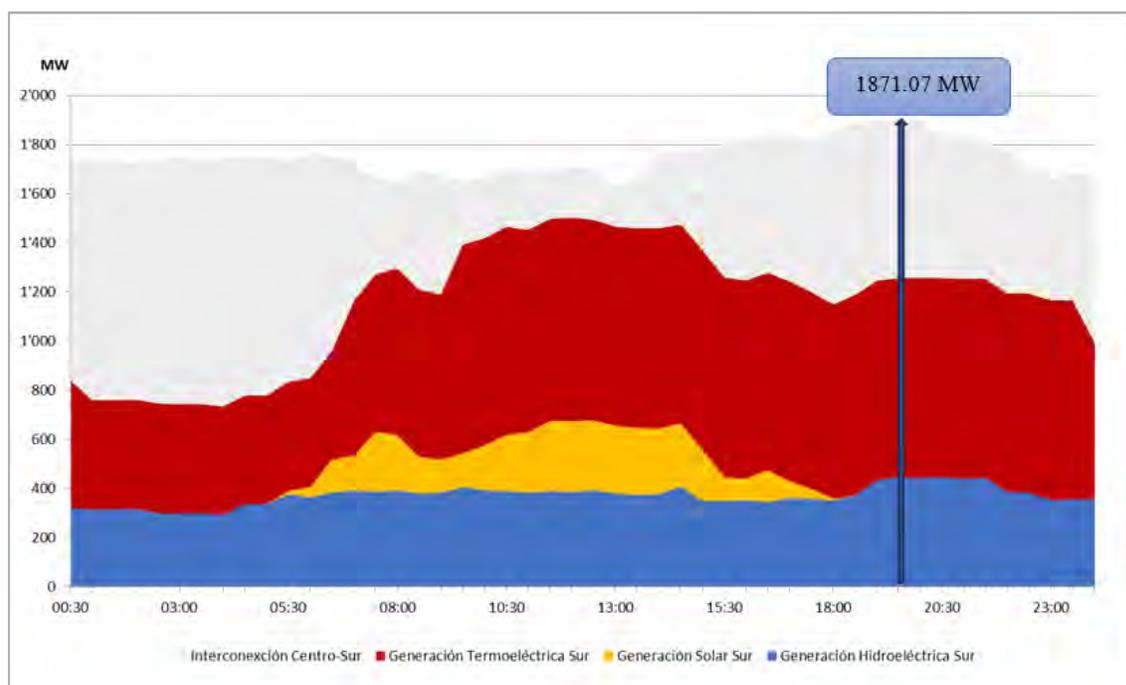
Según la demanda en el SEIN por áreas, se tuvo mayor concentración en el centro con 4,370.78 MW (58.5%), seguidamente por el sur 1,871.07 MW (25%) y finalmente en menor proporción el norte con 1,244.67 MW (16.5%).

Figura 3.9:*Máxima Demanda por Áreas del SEIN - Diciembre 2022***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

No obstante, al profundizar en el despacho hidrotérmico en el sur, según la zona geográfica, se observa que la máxima demanda fue de 1,871.07 MW, de los cuales se importaron 616.17 MW del centro y se generaron localmente 1,254.90 MW (444.3 MW proveniente de recursos hídricos, 750.10 MW de diésel y 60.50 MW de carbón). En ese sentido, en la Figura 3.10 se visualiza lo descrito anteriormente, evidenciando mayor aporte de generación termoeléctrica en el sur.

Figura 3.10:

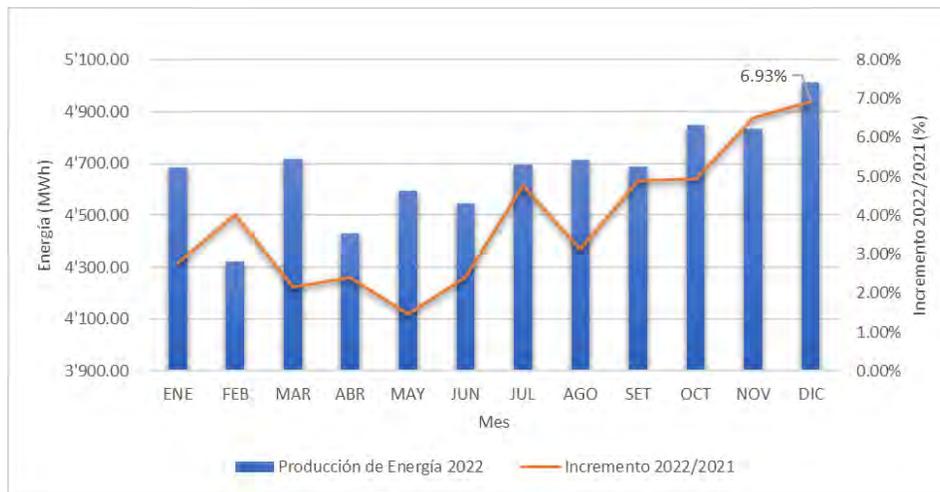
Máxima Demanda en el Sur Diciembre 2022



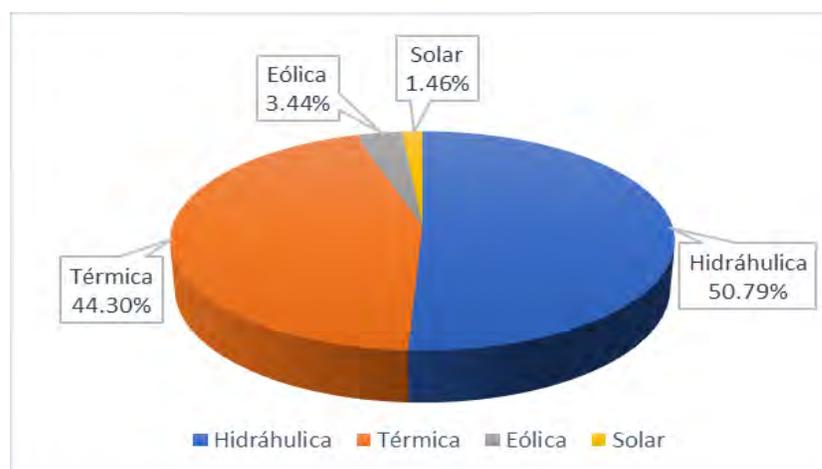
Fuente. Informe de Evaluación de la Operación Diaria (COES, 2022)

3.2.3. *Generación Anual de Energía*

En diciembre de 2022, la producción de energía alcanzó su valor máximo con 5,012.26 GWh, lo que representa un incremento del 6.93% en comparación con el año 2021 (Figura 3.11).

Figura 3.11:*Producción de Energía Mensual 2022 (MW)***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

Además, la generación anual de energía eléctrica en el SEIN fue de 56,084.20 GWh. De esta cantidad, el 50.79% (28,486.35 GWh) provino de centrales hidroeléctricas, el 44.30% (24,846.56 GWh) de centrales termoeléctricas, el 3.44% (1,930.10 GWh) de centrales eólicas y el 1.46% (821.19 GWh) de centrales solares. (Figura 3.12)

Figura 3.12:*Producción de Energía Eléctrica Según Tipo de Generación (GW.h)***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

El sistema eléctrico peruano está compuesto por 64 empresas de generación eléctrica, que incluyen tanto empresas estatales pertenecientes a FONAFE como empresas privadas. En ese sentido, en la Tabla 3.2 se puede observar el aporte y su porcentaje de participación en el año 2022.

Tabla 3.2:

Producción de energía por empresa (GW.h)

EMPRESA	TOTAL (GW.h)	PARTICIPACIÓN
KALLPA	10'304.88	18.37%
ENEL	8'850.02	12.65%
ENGIE	7'102.99	12.66%
ELECTROPERÚ	6'755.14	12.04%
FÉNIX POWER	4'321.28	7.70%
STATKRAFT	2'259.07	4.03%
ORAZUL ENERGY PERU	2'021.17	3.60%
TERMOCHILCA	1'715.44	3.06%
EMGE HUALLAGA	1'695.92	3.02%
EGEMSA	1'172.68	2.09%
CELEPSA	1'041.31	1.86%
EGASA	928.50	1.66%
CHINANGO	919.52	1.64%
SAN GABÁN	743.58	1.33%
INLAND	638.45	1.14%
OTROS	5'614.24	13.14%

Fuente. Estadística Anual 2022 (COES, 2022)

3.2.3.1. Factor de planta de las centrales eléctricas del SEIN

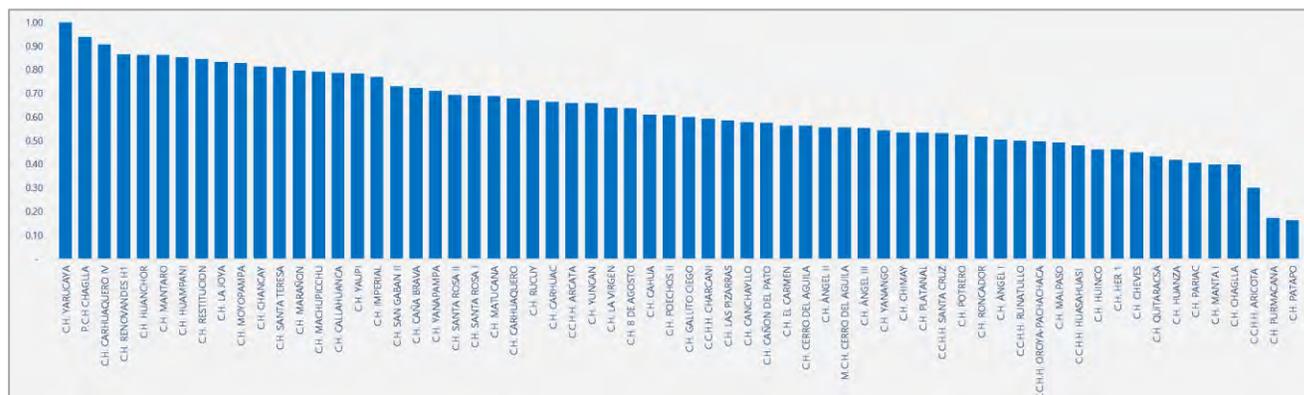
El factor de planta de una central eléctrica es una medida de la eficiencia y utilización de la capacidad instalada de la planta. En el SEIN, las empresas generadoras cuentan con centrales eléctricas que emplean diversas tecnologías de generación, recursos y capacidades, los cuales influyen en la proporción del tiempo que la central está generando energía a su máxima capacidad posible.

Bajo esa consideración, las centrales hidroeléctricas dependen de la disponibilidad del agua y el recurso más económico para la generación de energía. Por ello, son las primeras

en entrar en operación y presentan un mayor factor de planta, como se observa en la Figura 3.13 y la Tabla 3.3.

Figura 3.13:

Factor de Planta de las Centrales Hidroeléctricas



Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022).

<https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>

Tabla 3.3:

Factor de Planta de Centrales Hidroeléctricas

Central	Factor de Planta 2022	Energía 2022 (GWh)	Potencia efectiva (MW)
C.H. Yarucaya	1.00	132.77	15.04
P.C.H. Chaglla	0.94	52.60	6.39
C.H. Carhuauquero IV	0.91	79.27	9.98
C.H. Renovandes H1	0.87	158.32	20.86
C.H. Huanchor	0.86	149.34	19.77
C.H. Mantaro	0.86	5'126.56	678.71
C.H. Huampani	0.85	230.56	30.85
C.H. Restitucion	0.85	1'628.59	219.44
C.H. La Joya	0.83	56.54	7.75
C.H. Moyopampa	0.83	502.09	69.15
C.H. Chancay	0.81	144.73	20.30
C.H. Santa Teresa	0.81	638.45	89.85
C.H. Marañon	0.80	139.07	19.92
C.H. Machupicchu	0.79	1'172.68	168.83
C.H. Callahuanca	0.79	582.10	84.38
C.H. Yaupi	0.79	782.57	113.69
C.H. Imperial	0.77	26.82	3.97
C.H. San Gabán II	0.73	742.21	115.73
C.H. Caña Brava	0.72	36.00	5.67
C.H. Yanapampa	0.71	24.45	3.92

C.H. Santa Rosa II	0.69	9.91	1.63
C.H. Santa Rosa I	0.69	6.15	1.01
C.H. Matucana	0.69	828.80	137.02
C.H. Carhuaquero	0.68	563.39	94.53
C.H. Rucuy	0.67	119.52	20.27
C.H. Carhuac	0.66	118.52	20.37
C.H. Arcata	0.66	29.24	5.06
C.H. Yuncan	0.66	788.90	136.69
C.H. La Virgen	0.64	348.05	62.09
C.H. 8 de Agosto	0.64	105.97	19.00
C.H. Cahua	0.61	243.14	45.38
C.H. PoechoS II	0.61	51.05	9.57
C.H. Gallito Ciego	0.60	185.41	35.28
C.H. Charcani	0.59	924.29	177.73
C.H. Las Pizarras	0.59	98.61	19.20
C.H. Canchayllo	0.58	26.34	5.19
C.H. Cañon deL Pato	0.58	1'342.50	265.57
C.H. El Carmen	0.56	41.56	8.40
C.H. Cerro Del Aguila	0.56	2'754.64	557.66
C.H. Ángel II	0.56	97.53	19.99
M.C.H. Cerro del Aguila	0.56	50.81	10.43
C.H. Ángel III	0.55	97.34	20.08
C.H. Yanango	0.54	205.64	43.11
C.H. Chimay	0.53	713.88	152.34
C.H. Platanal	0.53	1'041.31	222.50
C.H. Santa Cruz	0.53	61.35	13.14
C.H. Potrero	0.52	92.78	20.20
C.H. Roncador	0.52	15.78	3.48
C.H. Ángel I	0.50	88.66	20.05
C.C.H.H. Runatullo	0.50	174.83	39.93
C.H. Oroya-Pachachaca	0.50	82.17	18.83
C.H. Malpaso	0.49	209.64	48.45
C.H. Huasahuasi	0.48	84.62	20.07
C.H. Huinco	0.46	1'127.76	277.90
C.H. Her 1	0.46	2.75	0.68
C.H. Cheves	0.45	709.24	179.62
C.H. Quitaracsa	0.43	448.78	117.78
C.H. Huanza	0.42	362.14	98.32
C.H. Pariac	0.41	17.66	4.95
C.H. Manta I	0.40	70.24	20.00
C.H. Chaglla	0.40	1'643.32	470.35
C.H. Aricota	0.30	90.88	34.32
C.H. Purmacana	0.17	2.68	1.77
C.H. Patapo	0.16	1.44	1.00

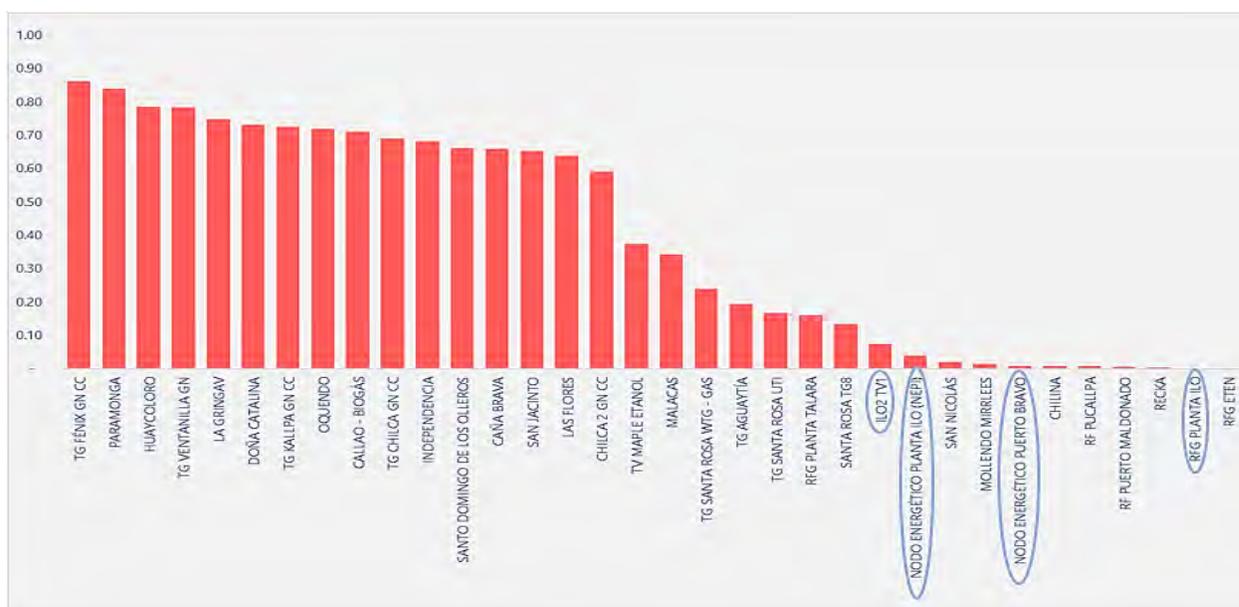
Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES,

2022). <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>

Las centrales termoeléctricas suelen tener un factor de planta alto porque pueden generar electricidad continuamente y son más flexibles para ajustar su producción según la demanda. En el centro y norte del Perú, las centrales termoeléctricas utilizan gas natural para la generación de energía y tienen un factor de planta alto. Por el contrario, las centrales termoeléctricas a diésel tienen un factor de planta bajo debido al elevado costo del combustible, lo que limita su operación y reduce su factor de planta. Este es el caso de las centrales termoeléctricas del NES, como se muestra en la Figura 3.14 y la Tabla 3.4.

Figura 3.14:

Factor de Planta de Centrales Termoeléctricas



Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022).

<https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>

Tabla 3.4:*Factor de Planta de Centrales Termoeléctricas*

Central	Factor de Planta 2022	Energía 2022 (GWh)	Potencia efectiva (MW)
TG FÉNIX GN CC	0.86	4'321.28	572.59
PARAMONGA	0.84	99.01	13.45
HUAYCOLORO	0.78	29.46	4.28
TG VENTANILLA GN CC	0.78	3'235.85	471.62
LA GRINGA V	0.75	19.24	2.93
DOÑA CATALINA	0.73	15.32	2.39
TG KALLPA GN CC	0.73	5'701.39	896.27
OQUENDO	0.72	176.09	27.96
CALLAO - BIOGÁS	0.71	14.67	2.36
TG CHILCA GN CC	0.69	4'857.35	803.38
INDEPENDENCIA	0.68	138.81	23.20
SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS CC	0.66	1'715.44	296.32
CAÑA BRAVA	0.66	67.23	11.64
SAN JACINTO	0.65	46.68	8.15
LAS FLORES	0.64	1'798.03	321.80
CHILCA 2 GN CC	0.59	591.18	114.04
C.H. QUITARACSA	0.43	448.78	117.78
C.H. HUANZA	0.42	362.14	98.32
C.H. PARIAC	0.41	17.66	4.95
C.H. MANTA I	0.40	70.24	20.00
C.H. CHAGLLA	0.40	1'643.32	470.35
TV MAPLE ETANOL	0.37	62.40	19.04
MALACAS	0.34	423.39	141.22
C.H. ARICOTA	0.30	90.88	34.32
TG SANTA ROSA WTG - GAS	0.24	249.78	119.54
TG AGUAYTÍA	0.19	306.48	180.16
C.H. PURMACANA	0.17	2.68	1.77
TG SANTA ROSA UTI	0.17	150.19	102.88
C.H. PATAPO	0.16	1.44	1.00
RFG PLANTA TALARA	0.16	260.45	184.90
SANTA ROSA TG8	0.13	183.89	157.48
ILO2 TV1	0.07	89.69	139.77
NODO ENERGÉTICO PLANTA ILO (NEPI)	0.04	207.22	625.35
SAN NICOLÁS	0.02	10.04	57.75
MOLLENO MIRRLEES	0.01	2.74	23.89
NODO ENERGÉTICO PUERTO BRAVO	0.01	52.66	723.58
CHILINA	0.01	1.47	21.66
RF PUCALLPA	0.01	2.41	40.23
RF PUERTO MALDONADO	0.00	0.73	17.73
RECKA	0.00	5.18	179.37
RFG PLANTA ILO	0.00	7.67	502.76
RFG ETEN	0.00	3.14	223.86

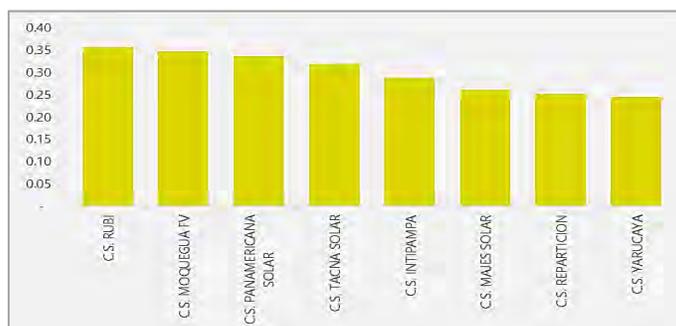
Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022).

<https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>

Por último, las centrales RER tienen un factor de planta menor, que se encuentra en el rango de 0.24 a 0.65. Esto se debe a su naturaleza intermitente, ya que dependen del viento y la luz solar, los cuales varían a lo largo del día (ver Figura 3.15, Figura 3.16 y Tabla 3.5).

Figura 3.15:

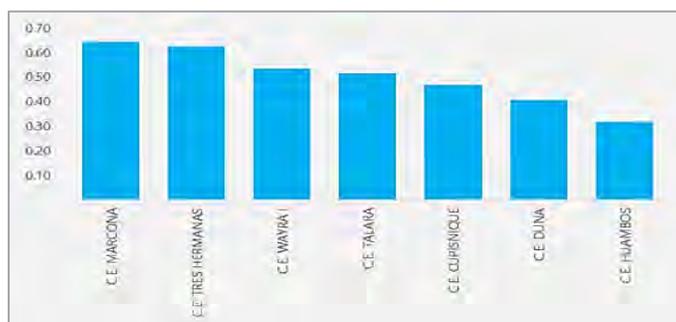
Factor de Planta de las Centrales Solares



Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN
(COES, 2022)

Figura 3.16:

Factor de Planta de las Centrales Eólicas



Fuente. (COES, 2022)

Tabla 3.5:**Factor de Planta de Centrales Solares y Eólicas**

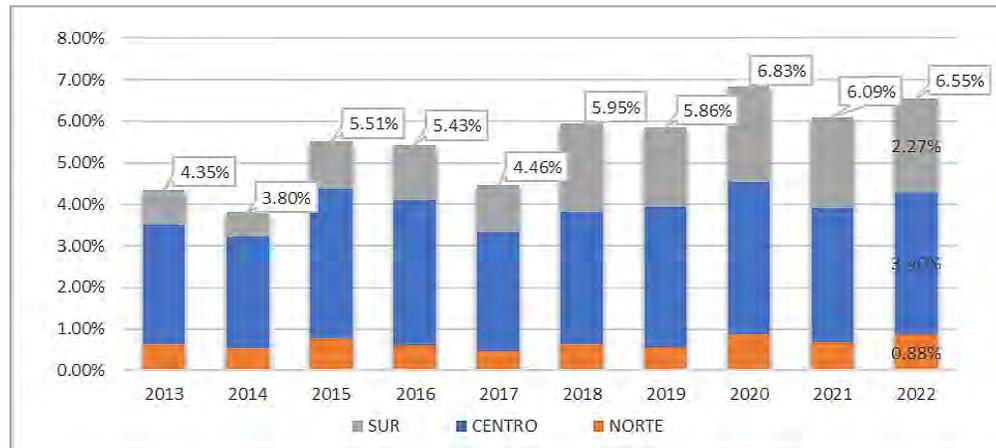
Central	Factor de Planta 2022	Energía 2022 (GWh)	Potencia efectiva (MW)
C.S. MAJES SOLAR	0.26	45.82	20.00
C.S. REPARTICION	0.25	44.09	20.00
C.S. TACNA SOLAR	0.32	56.03	20.00
C.S. PANAMERICANA SOLAR	0.34	58.95	20.00
C.S. MOQUEGUA FV	0.35	48.78	16.00
C.S. RUBI	0.36	452.66	144.48
C.S. INTIPAMPA	0.29	112.08	44.54
C.S. YARUCAYA	0.24	2.78	1.30
C.E. MARCONA	0.65	180.89	32.00
C.E. CUPISNIQUE	0.47	341.55	83.15
C.E. TALARA	0.52	139.25	30.86
C.E. TRES HERMANAS	0.62	531.56	97.15
C.E. WAYRA I	0.53	619.75	132.30
C.E. DUNA	0.41	65.73	18.37
C.E. HUAMBOS	0.32	51.26	18.37

Fuente. (COES, 2022)

Por lo tanto, las diferencias en el factor de planta entre las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y RER, se deben a la naturaleza de los recursos energéticos que utilizan, su disponibilidad, la flexibilidad operativa de cada tecnología y las condiciones geográficas específicas de cada central.

3.2.4. Pérdidas en el sistema principal de transmisión

Según las estadísticas del COES, las pérdidas anuales en el sistema principal de transmisión han aumentado en los últimos años, alcanzando el 6.9% en 2020 y el 6.6% en 2022, como se muestra en la Figura 3.17. Durante el año 2022, se perdieron 3,674,887 MW.h de energía durante el proceso de transmisión eléctrica. Desglosado por zonas, el sur presentó pérdidas de 1,275,725 MW.h (2.27%), el centro tuvo pérdidas de 1,905,674 MW.h (3.40%), y el norte registró pérdidas de 493,488 MW.h (0.88%).

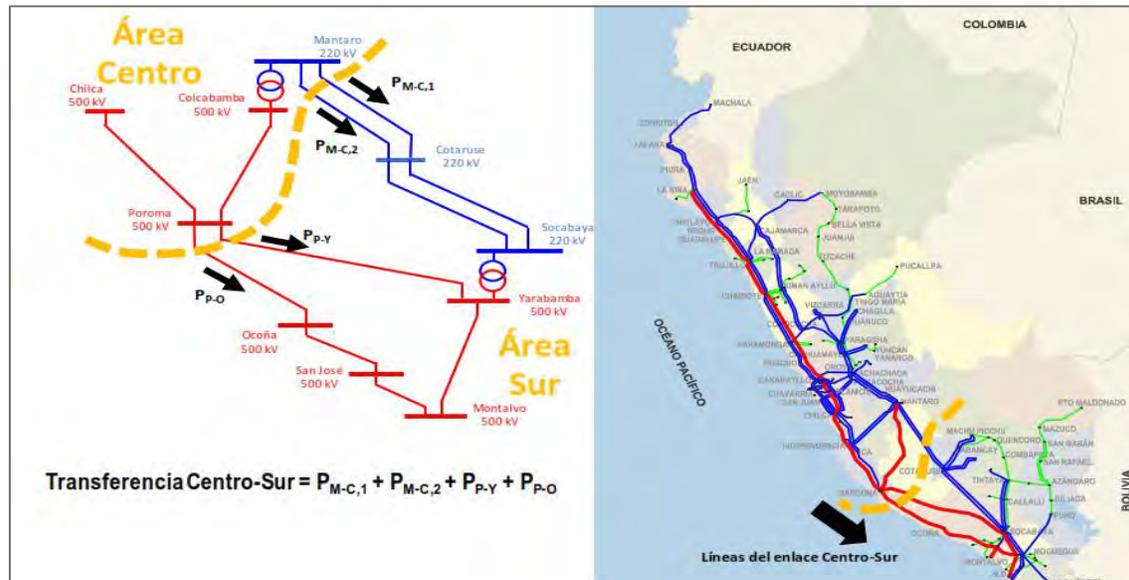
Figura 3.17:*Perdidas en el Sistema Principal de Transmisión*

Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022)

3.2.5. Capacidad Efectiva y Congestión en el Enlace Centro-Sur

En una línea de transmisión la capacidad efectiva representa el máximo valor de transferencia que el sistema puede atender sin incurrir en la transgresión de restricciones operativas (tensiones en barra y sobrecargas en líneas y transformadores) o de seguridad (contingencias y estabilidad angular). En ese contexto, la capacidad efectiva de transmisión Centro-Sur se obtiene mediante un proceso donde se va incrementando la carga en el sur durante un determinado periodo, manteniendo un despacho mínimo de generación en esa región. Durante este proceso, también se consideran obras menores de transmisión para ampliar las transferencias de manera segura y con calidad. (COES, 2018)

El enlace Centro-Sur está compuesto por las líneas LT 220 kV Mantaro-Cotaruse, LT 500 kV Poroma-Ocoña y LT 500 kV Poroma-Yarabamba, cuya transferencia de potencia se determina como la sumatoria de los flujos de potencia activa (ver Figura 3.18).

Figura 3.18:**Enlace Centro-Sur**

Fuente. Evaluación de la Generación Eficiente en el SEIN (COES, 2018)

Tabla 3.6:*Características de las Líneas de Transmisión Centro-Sur*

Código	Envío	Recepción	Tensión (kV)	Longitud (km)	Corriente nominal (A)	Capacidad nominal (MVA)	Impedancia característica (Z_c)
L-5033	Poroma	Yarabamba	500	454.4	1620.00	1402.96	187.57
L-5034	Poroma	Ocoña	500	271	971.00	840.91	312.94
L-2051	Campo Armiño	Cotaruse	220	296.26	669.18	254.99	199.80
L-2052	Campo Armiño	Cotaruse	220	296.26	669.18	254.99	199.80

Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022)

Según la evaluación del COES sobre la potencia efectiva de transmisión en el enlace Centro-Sur, la capacidad de transmisión aumentaría de 1500 MW a 1650 MW en 2022 con la implementación de la línea de transmisión LLTT 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo. Este valor se determina bajo condiciones de contingencia (N-1) ante la salida más crítica de la línea Montalvo-Moquegua 220 kV, lo que reduciría la transferencia Centro-

Sur de 1950 MW a 1650 MW, limitada por una carga del 120% en la línea Moquegua-Socabaya 220 kV. En esta situación, las líneas de 220 kV y 500 kV no se sobrecargarían.

No obstante, el nivel máximo de transferencia podría incrementarse en 300 MW en condiciones normales (N), alcanzando los 1950 MW, utilizando un esquema especial de protección (EEP) mediante el rechazo de carga de 300 MW. Sin embargo, esto incurriría en costos de energía no servida (ENS) por rechazo de carga (COES, 2018).

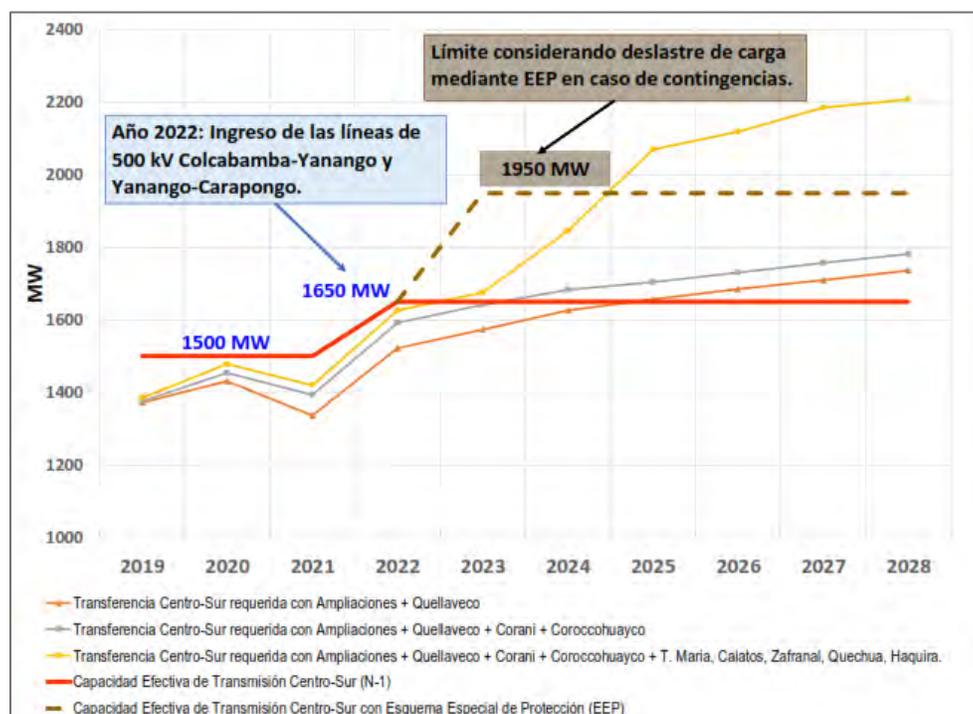
Por lo tanto, el aumento de nuevos proyectos mineros resultaría en una mayor demanda en el sur. La falta de generación eficiente en la zona provocaría una gran dependencia del centro y, en otras situaciones, un mayor requerimiento de generación local. En la Figura 3.19 se observa la comparación de la capacidad efectiva de transferencia Centro-Sur y las transferencias requeridas para el período 2019-2028, en un escenario conservador de máxima demanda durante la época de estiaje, el cual considero los siguientes criterios:

- El programa de obras 2017-2020, elaborado por SPL-COES en septiembre de 2017, incluye los proyectos de generación y transmisión.
- La proyección de demanda, actualizada en enero de 2018, y los despachos de generación base del SEIN, utilizados en la actualización del Plan de Transmisión 2019-2028, forman parte del estudio.
- Para el escenario base, el área Sur cuenta con suficiente generación hidroeléctrica para operar los sistemas radiales distantes, sin considerar el despacho de generación térmica, como la CCTT Ilo 2 TV (140 MW) y la Reserva Fría de Ilo (3×167 MW).
- Se prevé un retraso en la entrada en funcionamiento del Gasoducto Sur Peruano hasta el año 2025.

- Se incluyen importantes proyectos de transmisión en la zona sur, como las líneas de transmisión de 220 kV Puno-Juliaca-Azángaro (2018), Azángaro-Tintaya (2021) y Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (2022), así como las líneas de transmisión de 500 kV Carapongo-Yanango, Yanango-Colcabamba y Yanango-Huánuco (2022).
- Se asume que la capacidad de generación en el sur permanecerá sin cambios durante el período de evaluación, por lo que cualquier aumento en la demanda en esa región será cubierto exclusivamente mediante el enlace Centro-Sur.

Figura 3.19:

Capacidad Efectiva de Transmisión Centro-Sur y Transferencia Requerida



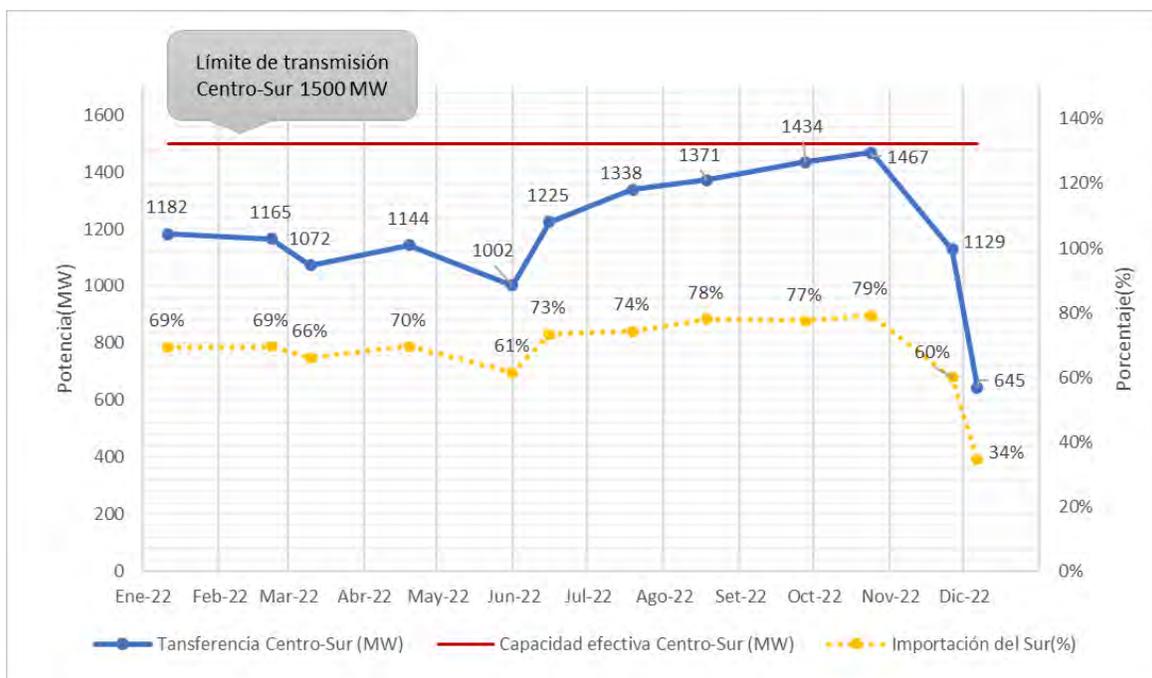
Fuente. Evaluación de la Capacidad Efectiva de Transmisión Centro-Sur
Para el Periodo 2019-2024 (COES, 2018)

Según el Informe de Evaluación de la Operación Diaria del COES del año 2022, la transferencia de energía en el enlace centro-sur durante las horas de máxima demanda varió entre 645 MW y 1467 MW, lo que representa entre el 43% y el 98% de su capacidad efectiva. Este alto nivel de utilización es preocupante, ya que aparte de provocar congestiones en el enlace (limitando el transporte de energía), podría provocar trasgresiones en los límites de operación y seguridad.

Además, al analizar la generación local según áreas geográficas, se observa que la región sur depende significativamente de la importación de energía, con niveles que oscilan entre el 34% y el 79% de su demanda total. Esto evidencia la alta dependencia del sur respecto al centro del Perú, como se muestra en la Figura 3.20.

Figura 3.20:

Transferencia Centro-Sur y Porcentaje de Importación del Sur



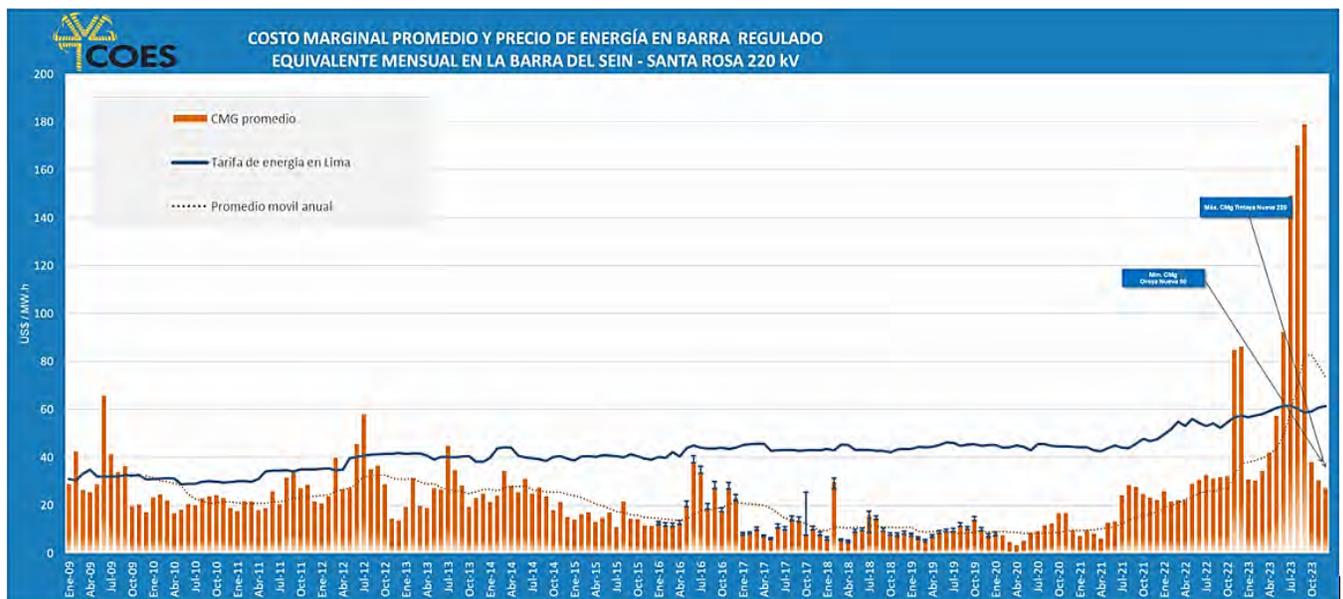
Fuente. Elaboración propia (COES, 2022)

3.2.6. Incremento de los Costos Marginales en el SEIN

De acuerdo con el artículo 46 de la LCE, Osinergmin establece anualmente las tarifas en barra para los usuarios regulados, las cuales se han mantenido estables en los últimos años gracias a la aplicación de subsidios y ajustes. Esto conlleva a una reducción en la tarifa eléctrica en beneficio del usuario regulado. Sin embargo, en el mercado Spot, los generadores y clientes libres se ven impactados por los elevados costos marginales, los cuales han sido considerablemente altos en comparación con las tarifas en barra. En la Figura 3.21 se muestran los costos marginales promedio mensuales en la barra de referencia Santa Rosa 220kV, donde se puede observar un aumento significativo en los costos marginales a partir de noviembre de 2022, variando de 21.55 US\$/MW.h hasta 86.30 US\$/MW.h en diciembre del 2022.

Figura 3.21

Costos Marginales Promedios Mensuales



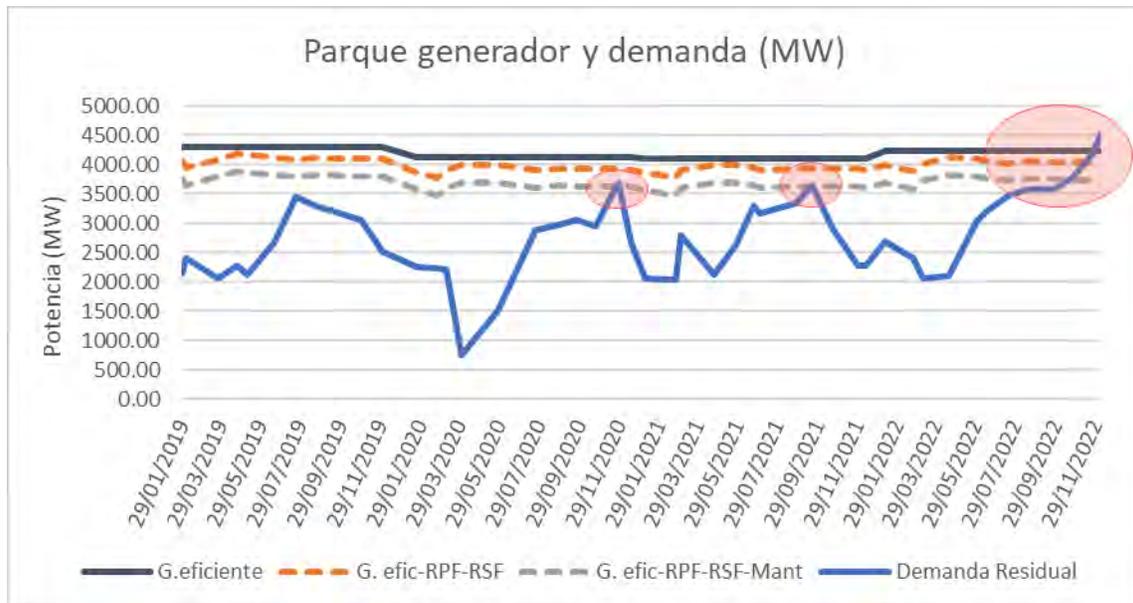
Fuente. (COES, 2023)

3.2.7. Disponibilidad de Generación Eficiente en el SEIN

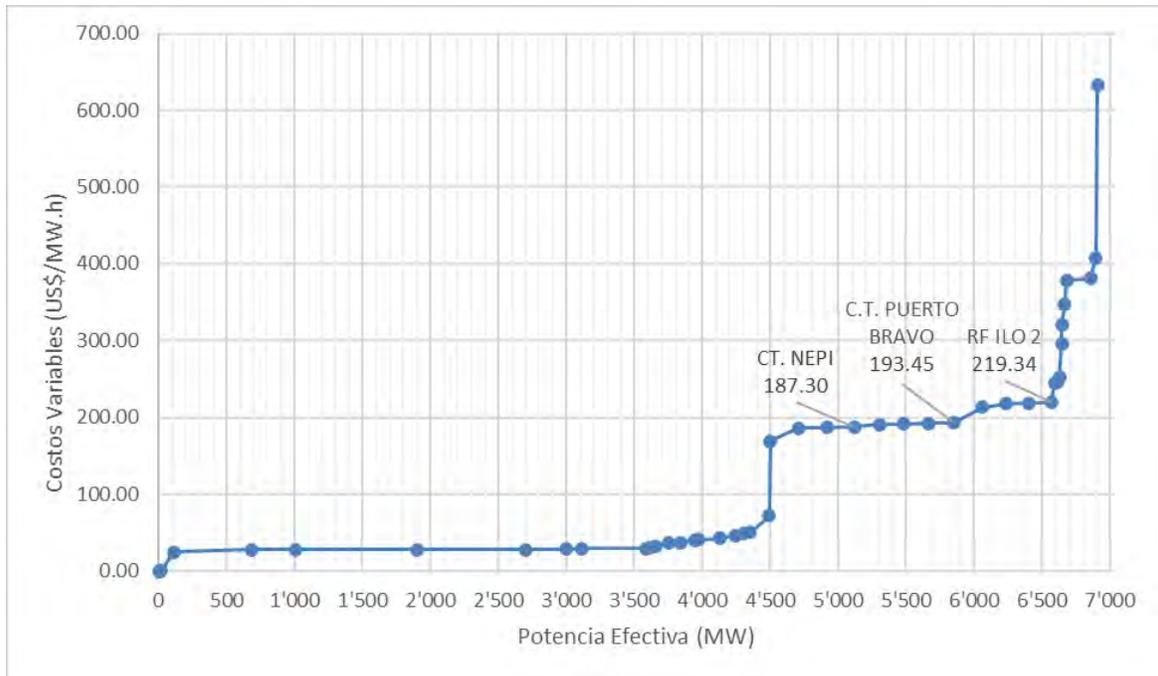
Según lo establecido por el COES, la generación eficiente en el SEIN se logra utilizando recursos de bajo costo como las centrales hidroeléctricas, las energías renovables no convencionales (RER) y las plantas termoeléctricas a gas natural, excluyendo las que operan con diésel. Sin embargo, esta capacidad de generación eficiente varía a lo largo del año y del día. La generación hidroeléctrica depende de los recursos hídricos y su capacidad de almacenamiento anual, mientras que las centrales eólicas y solares dependen del viento y la radiación solar, careciendo de sistemas de almacenamiento de energía.

En este contexto, se analiza la capacidad de la generación eficiente termoeléctrica a gas natural para satisfacer la demanda. Para ello, se considera la demanda residual que equivale a la producción total en el bloque de punta descontado la producida por la generación hidráulica y RER.

En la Figura 3.22, se muestra la necesidad de generación termoeléctrica y la disponibilidad del parque de generación eficiente. Se observa que en el año 2022 en época de avenida las centrales termoeléctricas a diésel presentaron un mayor requerimiento, donde la potencia efectiva de las centrales termoeléctricas a gas natural en SEIN fue de 4,228.46 MW, frente a una demanda residual de 4,512.86 MW en hora de máxima demanda, superando así la capacidad de generación eficiente del sistema. Es importante aclarar que las centrales eléctricas del sistema proporcionan el servicio obligatorio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y compromisos de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), además de tener mantenimientos programados. Por lo tanto, la capacidad de generación eficiente térmica no estaría disponible en su totalidad en todo momento.

Figura 3.22:*Disponibilidad de Generación Eficiente en el SEIN***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

Según el programa semanal de operaciones del COES de diciembre del año 2022, los costos variables de las unidades termoeléctricas a diésel del Nodo Energético Sur Peruano estuvieron entre 186.33 US\$/MW.h a 219.34 US\$/MW.h., según se aprecia en la Figura 3.23. A pesar de ello se recurrió a la operación de estas centrales, para satisfacer la máxima demanda.

Figura 3.23:*Costos Variables – Diciembre del 2022***Fuente.** Elaboración propia (COES, 2022)

Aunque las centrales termoeléctricas a diésel tienen altos costos variables de generación, son necesarias para incrementar la oferta en períodos de máxima demanda, proporcionando seguridad y respaldo al sistema. Sin embargo, económicamente no son eficientes para satisfacer la demanda, por ese motivo no suelen ingresar al despacho.

3.2.7.1. Margen de Reserva en el SEIN

El margen de reserva fijado por Osinergmin según resolución N° 199-2020-OS/CD fue 21.41%, para el periodo 01 de mayo del 2021 hasta el 30 de abril del 2025, el cual garantiza seguridad y generación suficiente para cubrir la demanda frente a contingencias operativas. En ese sentido el COES presentó un estudio que expone los resultados de la verificación de MRFO (margen de reserva firme objetivo del sistema) para el periodo de

cuatro años (2023-2026). Según la tabla 3.7, se observa que el margen de reserva es superior al fijado por Osinergmin. (COES, 2023)

Tabla 3.7:

Margen de Reserva

Año	Máxima Demanda MW	Potencia Efectiva de Generación MW	Potencia Firme de Generación MW	Margen de Reserva de Generación MW	Margen de Reserva de Generación %
	(1)	(2)	(3)	(3) - (1)	(3)/(1) - 1
2023	7 774	12 075	10 819	3 045	39%
2024	8 010	12 220	10 917	2 907	36%
2025	8 293	12 230	10 926	2 633	32%
2026	8 530	12 230	10 926	2 396	28%

Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN
(COES, 2022)

Es relevante destacar que el margen de reserva se origina de la diferencia entre la potencia firme instalada y la máxima demanda del sistema. Este margen está compuesto por una variedad de tecnologías, recursos energéticos y costos variables, los cuales son esenciales para una generación eficiente. Como se ha señalado en secciones anteriores, el SEIN cuenta con una matriz energética diversificada, lo que influye en la composición del margen de reserva y en la eficiencia de la generación. Debido a los costos variables de generación y al orden de entrada en el despacho, el margen de reserva está compuesta por generación termoeléctrica a diésel, lo cual no resulta económicamente eficiente ante incrementos en la máxima demanda o mayores requerimientos de generación.

3.2.7.2. Nodo Energético Sur Peruano

Según Ley 29970, el Nodo Energético Sur Peruano, garantiza seguridad energética y contribuye con la descentralización de generación eléctrica del país, cuenta con 1,851.68 MW de potencia efectiva total, con un sistema de combustión dual GN/Diesel como se

muestra en la Tabla 3.8, actualmente operan a diésel y son consideradas centrales de reserva, por lo tanto, no suelen entrar en operación debido a su alto costo de generación.

Tabla 3.8:

Centrales Termoeléctrica en el Nodo Energético Sur Peruano

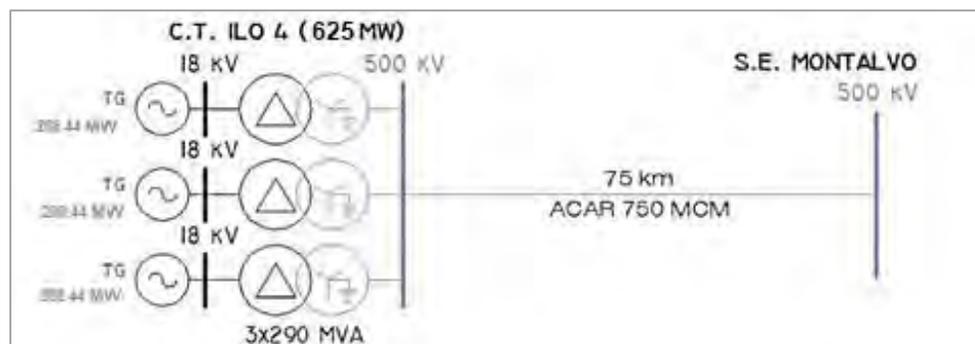
Central Termoeléctrica	Ubicación	Potencia Efectiva (MW)	Empresa	Sistema de Combustión	Ciclo
C.T. RF Planta Ilo	Moquegua	502.76	Engie	dual (GN/Diesel)	simple
C.T. Nepi (Ilo 4)	Moquegua	625.34	Engie	dual (GN/Diesel)	simple
C.T. Puerto Bravo	Arequipa	723.58	Samay	dual (GN/Diesel)	simple

Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022)

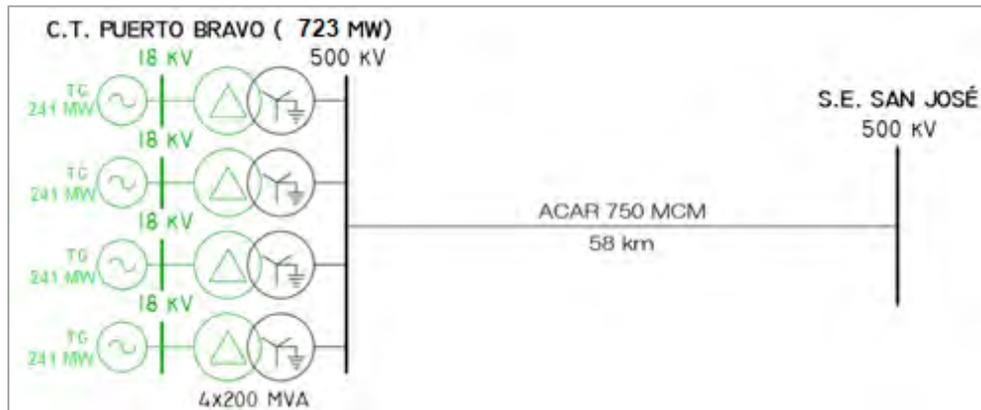
A continuación, se observa el diagrama unifilar de las centrales ubicadas en el NES.

Figura 3.24:

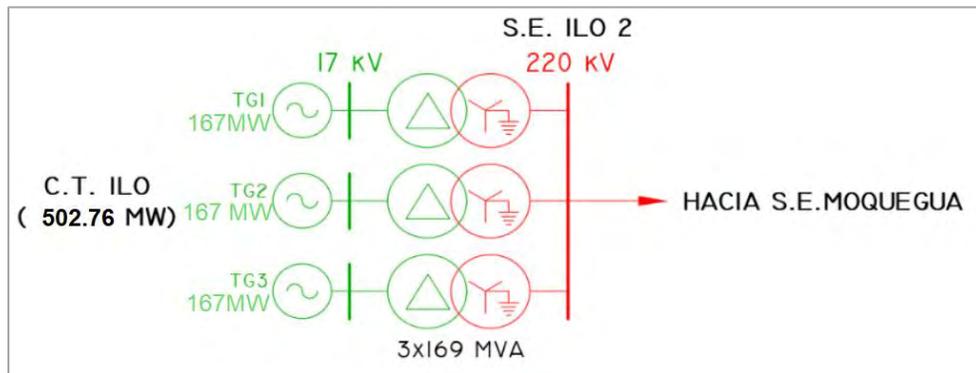
Diagrama Unifilar C.T. NEPI (ILO 4)



Fuente. Fichas Técnicas Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación (Osinergmin, 2022)

Figura 3.25:*Diagrama Unifilar C.T. PUERTO BRAVO*

Fuente. Fichas Técnicas Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación (Osinermin, 2022)

Figura 3.26:*Diagrama Unifilar C.T. RF PLANTA ILO*

Fuente. Fichas Técnicas Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación (Osinermin, 2022)

Según el estudio de evaluación de la necesidad de generación eficiente en el SEIN, el despacho de generación a base de combustible diésel en el SEIN llegará a tener mayor impacto a partir del 2023, considerando un escenario de demanda pesimista como se puede

apreciar en la Figura 3.27. Esta situación incrementara los costos marginales y ocasionara mayor requerimiento de generación eficiente y confiable en el SEIN.

Figura 3.27:

Requerimiento de Generación Eficiente en el SEIN



Fuente. (COES, 2018)

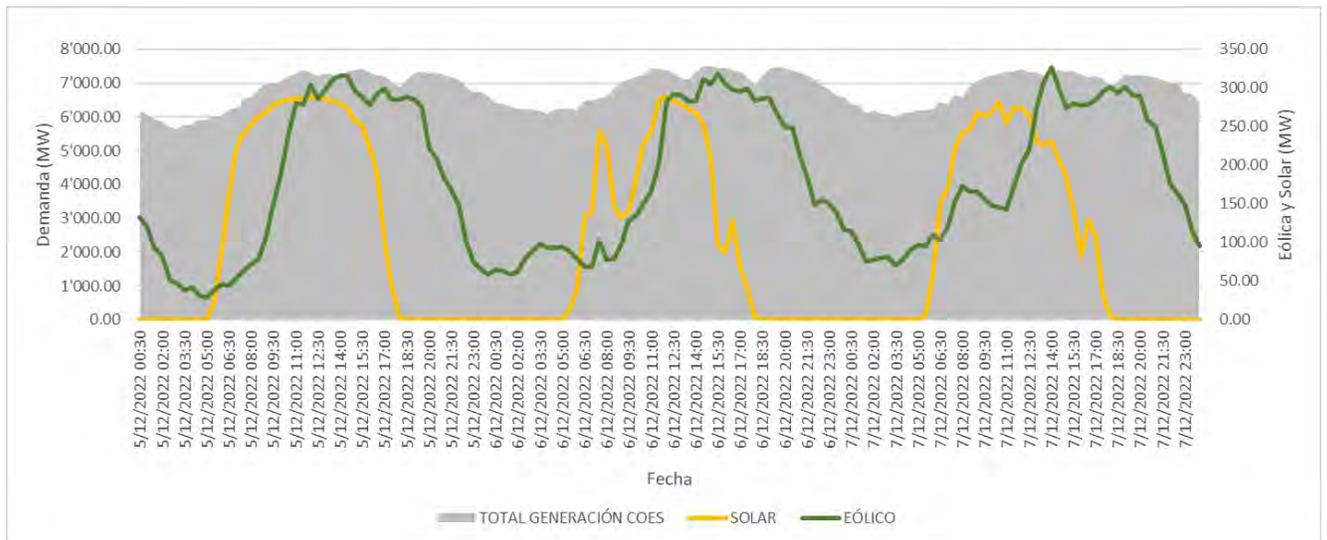
3.2.7.3. Intermitencia de la Generación RER

Las centrales RER son de rápida implementación y poseen bajos costos de generación debido a los ilimitados recursos renovables no convencionales. Además, contribuyen beneficiosamente en la transición energética y diversificación de la matriz energética. Sin embargo, las fluctuaciones e intermitencias que presentan la energía solar y eólica a lo largo del día reducen la inercia del sistema, incrementado la incertidumbre en la operación (Figura 3.28). Un aumento considerable de energías RER en el sistema podría ocasionar un incremento de la tarifa al requerir de generación más flexible, como las centrales termoeléctricas o grandes centrales hidroeléctricas, que garantizan el balance entre

la oferta y demanda. (Osinermin, Energías Renovables Experiencia y Perspectivas en la ruta del Perú Hacia la Transición Energética, 2019)

Figura 3.28:

Producción de Centrales Solares y Eólicas en el SEIN en Diciembre 2022

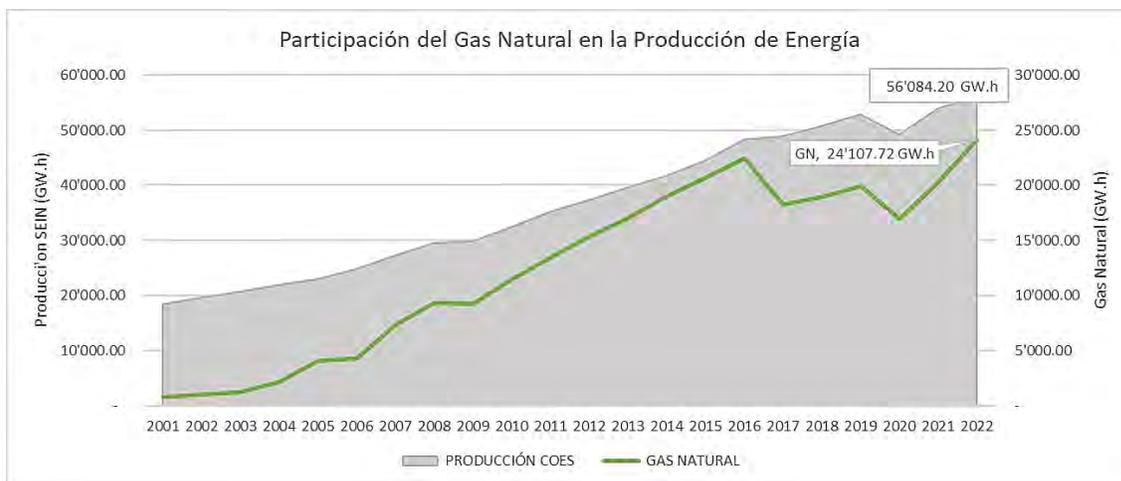


Fuente. Elaboración propia (COES, 2022)

La generación RER plantea desafíos al diseño actual del mercado eléctrico. Dada la intermitencia, es crucial disponer de una fuente de energía constante y de rápida respuesta, siendo el gas natural una opción viable para este propósito. (Srueda, 2019, en Aita, 2023)

3.2.8. Gas Natural en la Generación Eléctrica

La generación de energía eléctrica mediante el empleo de gas natural constituyó el 42.98% de la producción total en el año 2022. En la Figura 3.29, se observa un aumento significativo en la producción de energía utilizando este recurso, con un incremento del 18.7% respecto al año 2021.

Figura 3.29:*Participación del Gas Natural en la Producción de Energía en el SEIN*

Fuente. Elaboración propia (COES, 2022)

Actualmente, el 41.22% de la generación del SEIN proviene de centrales termoeléctricas del centro del Perú, que utilizan gas de Camisea. En el sur, el Nodo Energético Sur Peruano (NES) tiene una capacidad de 1,851.68 MW, pero funciona principalmente con diésel debido a la falta de suministro de gas natural. Esto limita su producción a solo 272.49 GWh, representando el 0.5% de la generación total del SEIN.

Tabla 3.9:*Generación Eléctrica en el SEIN Según Recurso Energético (GW.h)*

Tipo Generación	Tipo de Recurso	Norte	Centro	Sur	Total
Hidroeléctrica	Agua	2,559.18	20,318.99	3,599.13	26,477.30
	Agua (RER)	489.31	1'179.66	340.08	2'009.05
	G.N. Aguaytía	-	306.48	-	306.48
	G.N. Camisea	-	23,117.92	-	23,117.92
	G.N. Malacas	683.32	-	-	683.32
Termoeléctrica	Carbón	-	-	89.69	89.69
	Residual	-	10.01	-	10.01
	Diésel 2	8.84	3.79	272.49	285.12
	Bagazo	176.31	99.01	-	275.32
	Biogás	-	78.69	-	78.69
RER	radiación, viento	597.79	1,335.09	818.41	2,751.29
Total		4'514.75	46449.64	5'119.81	56,084.20

Fuente. Principales Indicadores de Operación del SEIN (COES, 2022)

3.2.8.1. Reservas Nacionales e Internacionales de Gas Natural

Según el nivel de certeza, las reservas de gas natural se dividen en probadas, probables y posibles. Considerando los datos de British Petroleum, las reservas probadas a nivel mundial alcanzaron los 7,019 trillones de pies cúbicos (TPC¹) hasta el año 2019. Asimismo, en el ámbito nacional, Perú posee un total de 49.13 miles de millones de pies cúbicos (BPC²) de reservas en el año 2021, según se aprecia en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10:

Reservas de Gas Natural Perú

RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL 2012 - 2021							
(MILES DE MILLONES DE PIES CÚBICOS-BPC)							
AÑO	RESERVAS			PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS	TOTAL
	DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS				
2012	10,604	4,772	15,376	7,709	5,142	79,787	108,015
2013	9,964	5,083	15,047	6,507	5,363	78,286	105,203
2014	10,865	3,760	14,625	6,446	4,830	78,876	104,777
2015	8,759	5,327	14,086	3,825	1,971	66,494	86,376
2016	8,149	7,942	16,091	1,857	1,654	47,317	66,919
2017	5,752	7,123	12,875	1,335	903	40,695	55,808
2018	4,346	6,258	10,604	1,914	1,605	36,306	50,430
2019	4,642	5,500	10,142	2,016	2,043	35,720	49,921
2020	6,849	2,820	9,669	1,845	1,831	34,938	48,284
2021	6,523	2,736	9,259	1,718	1,376	36,781	49,134

Fuente. Estadística Anual de Hidrocarburos (Perúpetro, 2022)

Además, en el año 2022, la producción nacional de gas natural alcanzó los 1,818.14 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD³). En la Tabla 3.11, se puede observar la evolución de la producción de gas natural durante el período 2015-2022.

¹ Equivalencia de 1 TCF (trillones de pies cúbicos) = 10¹² pies cúbicos

² Equivalencia de 1 BPC = 10¹² pies cúbicos

³ Equivalencia de 1 MMPC = 10⁶ pies cúbicos

Tabla 3.11:*Producción Nacional de Gas Natural*

Producción de Campo de Gas Natural 2013 - 2022								
Zona	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nor-Oeste	22,460.25	19,408.71	19,876.83	21,417.05	23,621.05	21,444.77	19,919.89	22,860.11
Zócalo	37,707.92	34,130.06	35,391.55	34,785.44	29,926.40	22,100.07	21,549.18	20,589.30
Selva-Camisea	571,956.17	626,263.84	612,422.72	597,456.44	619,131.42	611,056.39	623,238.40	620,170.12
Total (MMPC)	632,124.34	679,802.61	667,691.09	653,658.93	672,678.87	654,601.24	664,707.47	663,619.53
Total (MMPCD)	1,731.85	1,862.47	1,824.29	1,790.85	1,842.96	1,793.43	1,816.14	1,818.14

Fuente. Estadística Anual de Hidrocarburos (Perúpetro, 2022)

Según las estadísticas anuales de Perúpetro (2022), en el balance mensual del gas natural de Camisea, se registró en el lote 56 la venta de 116,384.29 MMPC de gas natural y la reinyección de 13,102.89 MMPC. Estos valores corresponden al 84.76% y al 9.5% de la producción total, respectivamente.

Tabla 3.12:*Balance Mensual Gas Natural Lote 56*

PLUSPETROL - LOTE 56							
MES	GAS VENDEADO	GAS QUEMADO	GAS COMBUSTIBLE	GAS VENDIDO	REINYECCIÓN	GAS DE CONDENSADO DE REPOSICIÓN, INSTRUMENTOS	TOTAL
ENERO	-	10.45	313.80	13,948.51	-	602.84	14,875.60
FEBRERO	-	12.10	252.29	12,347.34	-	485.47	13,097.20
MARZO	-	5.57	258.07	12,276.68	-	466.48	13,006.80
ABRIL	-	8.66	285.39	13,080.65	-	390.30	13,765.00
MAYO	-	4.64	202.96	11,536.93	7.96	193.21	11,945.70
JUNIO	-	6.73	313.40	11,827.29	1,052.39	531.39	13,731.20
JULIO	-	4.98	536.92	1,352.57	7921.41	662.42	10,478.30
AGOSTO	-	1.12	71.29	3,448.73	-	103.07	3,624.21
SEPTIEMBRE	-	16.17	197.66	5,904.35	1211.83	445.89	7,775.90
OCTUBRE	-	30.09	225.27	10,932.93	461.15	218.46	11,887.90
NOVIEMBRE	-	19.09	249.44	11,600.69	696.55	111.43	12,677.20
DICIEMBRE	-	12.83	90.05	8,127.64	1731.80	481.09	10,443.20
TOTAL	0.00	132.43	2,996.54	116,384.29	13,102.89	4,692.05	137,308.20
PROMEDIO (MMPCD)	0.00	0.36	8.21	318.86	35.90	12.85	376.19

Fuente. Estadística Anual de Hidrocarburos (Perúpetro, 2022)

De acuerdo con el balance del lote 57, se registró la venta de 57,510.29 MMPC de gas natural, lo que equivale al 91.81% de la producción total. El resto se destinó a otros procesos.

Tabla 3.13:*Balance Mensual Gas Natural Lote 57*

REPSOL - LOTE 57							
MES	GAS VENDEADO	GAS QUEMADO	GAS COMBUSTIBLE	GAS VENDIDO	REINYECCIÓN	(*) GAS DE CONDENSADO DE REPOSICIÓN, INSTRUMENTOS	TOTAL
ENERO	-	4.95	38.98	6.432.29	-	635.93	7.112.15
FEBRERO	-	7.84	53.96	5.635.83	-	501.68	6.199.31
MARZO	-	3.63	48.26	5.890.70	-	501.62	6.444.21
ABRIL	-	3.66	31.90	5.777.57	-	487.16	6.300.29
MAYO	-	3.47	72.61	7.101.94	-	545.50	7.723.52
JUNIO	-	12.79	32.41	4.493.50	-	325.41	4.864.11
JULIO	-	10.46	9.90	1.092.31	-	54.21	1.166.88
AGOSTO	-	1.68	23.81	2.031.55	-	100.23	2.157.27
SEPTIEMBRE	-	5.47	19.72	3.139.09	-	252.48	3.416.75
OCTUBRE	-	14.98	61.80	5.596.95	-	414.14	6.087.87
NOVIEMBRE	-	8.91	64.27	5.905.44	-	381.61	6.360.23
DICIEMBRE	-	6.15	44.57	4.413.13	-	337.94	4.801.79
TOTAL	0.00	83.99	502.19	57,510.29	0.00	4,537.91	62,634.38
PROMEDIO (MMPCD)	0.00	0.23	1.38	157.56	0.00	12.43	171.60

Fuente. Estadística Anual de Hidrocarburos (Perúpetro, 2022)

De igual manera, según el balance del lote 88, en el año 2022 se vendieron 286,579.88 millones de pies cúbicos (MMPC) de gas natural, y se reinyectaron 79,993.01 MMPC, lo que representa el 69.6% y el 19.4%, respectivamente.

Tabla 3.14:*Balance Mensual Gas Natural Lote 88*

PLUSPETROL - LOTE 88							
MES	GAS VENDEADO	GAS QUEMADO	GAS COMBUSTIBLE	GAS VENDIDO	REINYECCIÓN	GAS DE CONDENSADO DE REPOSICIÓN, INSTRUMENTOS	TOTAL
ENERO	-	23.37	1082.94	20,142.91	10,575.84	3,600.84	35,425.90
FEBRERO	-	29.09	943.08	18,246.87	10,079.63	3,022.33	32,321.00
MARZO	-	17.21	1146.57	19,329.33	12,764.83	3,415.96	36,673.90
ABRIL	-	19.85	1086.78	18,164.16	11,463.25	3,083.76	33,817.80
MAYO	-	13.32	956.83	23,269.45	9,557.66	3,159.84	36,957.10
JUNIO	-	16.46	866.91	25,398.61	6,976.33	3,198.39	36,476.70
JULIO	-	15.30	659.47	25,863.05	1,837.61	2,768.67	31,144.10
AGOSTO	-	19.77	547.60	26,248.34	525.97	2,138.92	29,480.60
SEPTIEMBRE	-	64.94	501.20	26,351.05	220.60	2,198.41	29,336.20
OCTUBRE	-	84.30	691.95	27,894.42	3,700.92	2,558.41	34,930.00
NOVIEMBRE	-	49.60	684.40	27,927.21	3,175.21	2,633.48	34,469.90
DICIEMBRE	-	48.10	1339.54	27,744.47	9,115.16	2,457.43	40,704.70
TOTAL	0.00	401.31	10,527.27	286,579.88	79,993.01	34,236.44	411,737.90
PROMEDIO (MMPCD)	0.00	1.10	28.84	785.15	219.16	93.80	1,128.05

Fuente. Estadística Anual de Hidrocarburos (Perúpetro, 2022)

En resumen, en el año 2022 se produjeron 611,680.48 millones de pies cúbicos (MMPC) de gas en el sur. De este total, se vendieron 460,474.46 MMPC (75.28%), se reinyectaron 93,095.90 MMPC (15.21%), y los restantes 58,110.12 MMPC (9.5%) se utilizaron en otros procesos.

Según Osinergmin (2022), los lotes 56 y 57 de gas de Camisea se destinan a la exportación a través de la planta Peru LNG, mientras que el lote 88 es para consumo nacional. Con base en la producción y reservas de 2022, el gas del lote 56 durará 8 años, el del lote 57 durara 20 años, y el del lote 88 hasta 21 años. Esto muestra que la mayor parte del gas de Camisea se esta utiliza para la exportación y una menor cantidad para el consumo interno.

3.2.8.2. Precio de gas natural licuado GNL y transporte virtual

Mediante el Decreto Supremo N° 005-2006-EM, el 12 de enero de 2006 se estableció un convenio para el inicio de operaciones de la planta de procesamiento de gas natural Perú LNG, encargada del proceso de licuefacción y exportación de gas natural. Uno de los marcadores internacionales utilizados en países vecinos como Chile para la importación de GNL son los precios referenciales Henry Hub Natural Gas. Este indicador es conocido por reflejar los precios del gas natural en el mercado spot dentro de Estados Unidos. Según la Figura 3.30, se puede observar este indicador para el año 2023.

Figura 3.30:

Indicador Henry Hub Precio del Gas Natural



Fuente. U.S. Energy Information Administration (EIA, 2024)

CAPITULO IV

PROYECCIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN EL SEIN MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE LA INSERCIÓN DEL NODO ENERGÉTICO SUR PERUANO

4.1.Introducción

En el presente capítulo, se establecen los escenarios de simulación para la proyección de los costos marginales en el SEIN, considerando el crecimiento de la demanda eléctrica durante el periodo 2023-2028. Para ello, se toma en cuenta la proyección de la oferta de generación, la demanda eléctrica y el tipo de recurso energético utilizado en el Nodo Energético Sur Peruano, empleando el modelo matemático determinístico Perseo 2.0 y el software algebraico GAMS.

En la primera parte, se describe la situación actual del SEIN y se analiza la influencia del crecimiento de la demanda, junto con los criterios y premisas utilizadas para elaborar los escenarios de simulación. En la segunda parte, se detalla el modelamiento matemático, así como las características y la estructura de los datos del modelo Perseo 2.0. Finalmente, en la tercera parte, se presenta la proyección de la demanda, el programa de obras y los costos variables, definiéndose los escenarios a simular.

4.2.Situación Actual

Después del confinamiento producido por el COVID 19, la demanda se recuperó incrementándose considerablemente en un corto periodo. Con respecto al aspecto ambiental este último año se presenció menor cantidad de recursos hídricos, debido al fenómeno el niño, requiriéndose mayor generación eficiente. En consecuencia, ingresaron en operación

centrales térmicas a diésel cuyo combustible es muy caro y se incrementaron considerablemente los costos marginales en el sistema. Como se identificó anteriormente el sistema cuenta con un margen de reserva favorable, de la misma manera el Sur cuenta con un gran margen de reserva debido a las centrales del NES, a pesar de ello se observó deficiencia de generación eficiente en el Sur. Actualmente las centrales termoeléctricas del NES son consideradas de reserva para situaciones de emergencia y requerimientos de mayor generación eléctrica. Debido a retrasos con la implementación del GSP, actualmente el Sur no cuenta con suministro de gas natural como materia prima para su generación. Por lo tanto, las centrales del NES se encuentra operando a diésel.

4.3.Premisas y Criterios

- En el presente trabajo se consideran los costos variables reales declarados por las centrales térmicas a gas.
- Para obtener resultados más precisos, se aplicarán todas las barras del SEIN (multimodal) y se incluirán las pérdidas en las líneas de transmisión.
- Como base de datos se utilizará la información publicada en el Plan de Transmisión 2023-2032 del COES y el estudio de fijación tarifaria 2023-2024 de Osinergmin.
- La demanda eléctrica en el SEIN se considerará desde un escenario medio o base (estimaciones para condiciones normales), compuesto por la demanda vegetativa, cargas especiales, nuevos proyectos y ampliaciones.
- En este trabajo se considera el uso de gas natural de Camisea en la operación de las centrales del NES. Para ello, se evaluará la proyección de los costos marginales mediante dos métodos de suministro: sistema de ductos desde los yacimientos de

Camisea hasta el punto de suministro y transporte marítimo desde la planta Melchorita (Lima) hacia los puertos de Matarani e Ilo.

- Los costos de combustible de gas natural mediante sistema de ductos utilizarán la proyección del precio del GN en boca de pozo, agregándose referencialmente los costos de transporte y distribución publicados por Osinergmin en el estudio tarifario 2023-2024.
- Se considerará el indicador internacional referencial Henry Hub como el costo de gas virtual aplicado en las centrales del NES.
- Se utilizarán dólares americanos por millón de unidades térmicas británicas (USD/MMBTU) como la unidad del costo variable combustible de las centrales termoeléctricas a gas natural.
- La evaluación de resultados se realizará en las barras de referencia Santa Rosa 220 kV y Moquegua 220 kV.
- Para el análisis de los costos marginales, se utilizará como unidad los dólares americanos por megavatio hora (USD/MWh).

4.4. Modelamiento Perseo

4.4.1. Antecedentes del modelo Perseo 2.0

Antes de la creación del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) y el modelamiento de la primera versión de Perseo el año 2000, la comisión de tarifas eléctricas CTE hacía uso de los modelos JUNIN y CAMAC, los cuales se empleaban en los sistemas eléctricos Centro Norte (SICN) y Sur (SISUR).

El modelo JUNIN utilizado en el SICN simulaba el sistema eléctrico de forma uninodal, es decir sin considerar la red de transmisión, acumulando toda la oferta y la

demanda en un único nodo, la optimización la realizaba operando un embalse (lago Junín) y las centrales hidroeléctricas de Malpaso, Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución pertenecientes al sistema SICN. Aplicaba un algoritmo de optimización recursivo que utilizaba la programación dinámica estocástica para la determinación de operación a mínimo costo. (Osinermin, Portal Web, 2023)

Por otro lado, el modelo CAMAC utilizado en el SISUR, si considera la red de transmisión en la simulación del sistema, realizaba la optimización de la operación de múltiples cuencas hidrográficas, las cuales podían estar interconectadas mediante varios embalses, contaba con una sola central hidroeléctrica ubicada como elemento final del flujo de agua de la cuenca, con restricción de operación la demanda de agua a la salida de la central hidroeléctrica. Utilizaba un algoritmo de flujo de redes recursivo, que determinaba el programa de operación al mínimo costo del sistema. (Osinermin, Portal Web, 2023)

4.4.2. Características del modelo Perseo 2.0

El modelo Perseo fue creado el año 2000 por la CTE, el cual se enfoca en un problema de optimización de coordinación hidrotérmica a mediano y largo plazo, el desarrollo de programación se encuentra en lenguaje Fortran y C++, utiliza el optimizador ILOG CPLEX el cual resuelve de forma iterativa el problema, los datos de entrada se encuentran en formatos ASCII. Por otro lado el modelo Perseo 2.0 está integrado completamente en la plataforma de desarrollo GAMS (General Algebraic Modeling System), el cual implemento mejoras y nuevas funcionalidades, como la reserva primaria de frecuencia (RPF), la reserva secundaria de frecuencia (RSF), el límite de capacidad de transporte de gas natural, el despacho de unidades de generación forzada o renovable (RER)

y el límite de flujos entre áreas Centro-Sur, los resultados obtenidos son recogidos y presentados en los formatos ‘txt’ o ‘csv’ (Osinergmin, 2018).

En la Tabla 4.1, se detalla las características del modelo Perseo, el alcance del modelo de despacho hidrotérmico, el método de programación para minimizar la función objetivo, la herramienta de optimización utilizado en la formulación del problema, la dimensión del modelo, los algoritmos aplicados en el modelo de despacho hidrotérmico, el lenguaje de programación y el formato de los resultados obtenidos.

Tabla 4.1

Características del Modelo Perseo

Perseo	
Característica	Descripción
Alcance	Modelo de despacho hidrotérmico de mediano y largo plazo, multi nodo, multi embalse y multi periodo.
Método	Programación lineal con procedimientos iterativos
Solver	CPLEX
Tipo	Determinístico con secuencias hidrológicas no aleatorias.
Dimensión	De mediana a gran escala.
Algoritmos	Flujo en DC, variables Slack para restricciones de riego, con pérdidas y sin pérdidas.
Lenguajes	Fortran y C++
Pérdidas eléctricas	Pérdidas incrementales igual a pérdidas medias resultantes de la última iteración.
Función Objetivo	Minimizar el costo de operación térmica e hidráulica y racionamiento de energía y agua.
Salidas	En archivos de texto y en formato CSV

Fuente. Manual de Usuario - Modelo PERSEO 2.0 (Osinergmin, 2018)

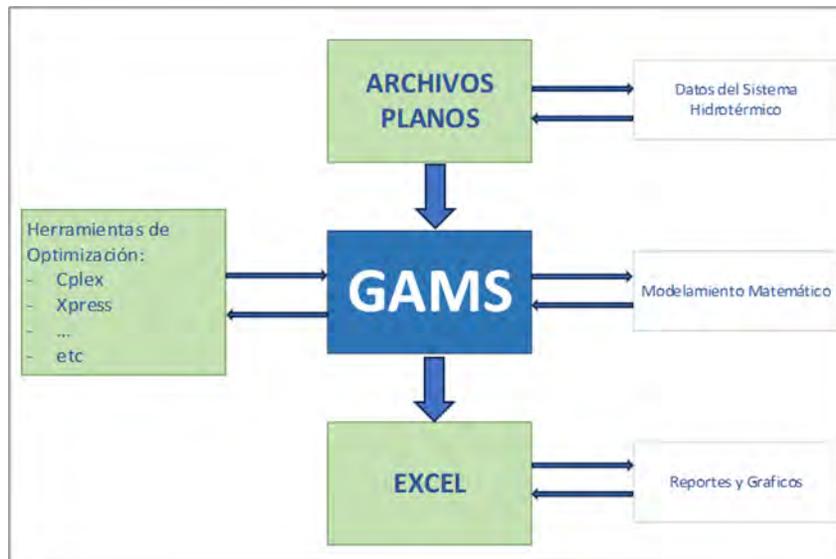
4.4.3. Esquema Funcional del Modelo Perseo

En la Figura 4.1 se presenta el esquema funcional del modelo Perseo. Este consta de tres bloques: el primero incluye los archivos planos para la lectura de datos del sistema, el

segundo abarca el modelamiento matemático en la plataforma GAMS, y el tercero representa la salida de datos detallada en forma de reportes.

Figura 4.1

Esquema Funcional del Modelo Perseo



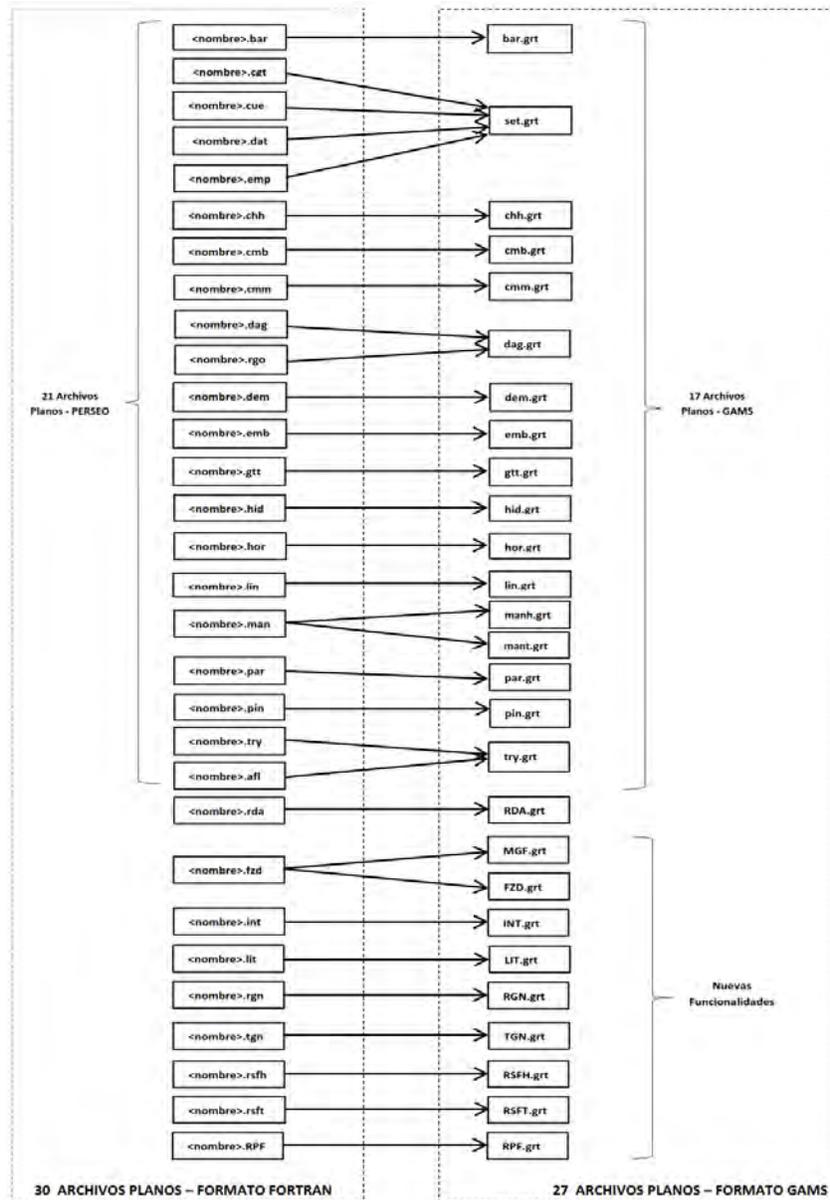
Fuente. Manual de Usuario “Modelo PERSEO 2.0” (Osinermin, 2018)

4.4.4. Datos de Entrada

La información necesaria del SEIN está organizada en treinta archivos o datos de entrada (“txt”) para cada escenario de despacho hidrotérmico, los cuales son convertidos en archivos de entrada en formato GAMS, para la ejecución del modelo Perseo. (Figura 4.2)

Figura 4.2:

Archivos Planos de Entrada



Fuente: Manual de Usuario “Modelo PERSEO 2.0” (Osinermin, 2018)

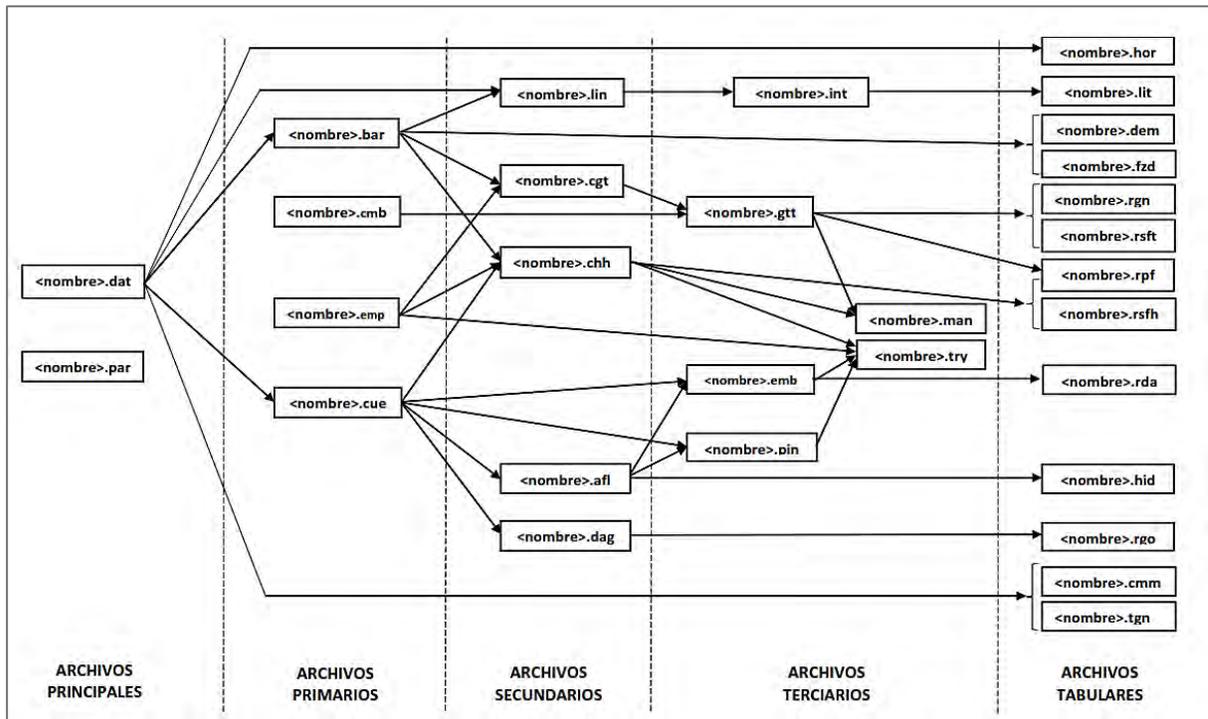
Los archivos de entrada están denominados con el nombre que permite identificar cada caso de estudio, seguido de la extensión que permite identificar el tipo de información que contiene, como se detalla a continuación. (Tabla 4.2)

Tabla 4.2*Denominación de los Archivos de Entrada*

N	Nombre	Descripción
1	SINAC.dat	Datos generales del estudio
2	SINAC.par	Parámetros de ejecución y de impresión de resultados
3	SINAC.hor	Duración en horas de los bloques horarios
4	SINAC.bar	Datos de las barras del sistema eléctrico datos de las líneas del sistema eléctrico.
5	SINAC.lin	Datos de las líneas del sistema eléctrico.
6	SINAC.cmb	Datos de los combustibles
7	SINAC.emp	Datos de las empresas que agrupan centrales termoeléctricas e hidroeléctricas.
8	SINAC.cgt	Datos de las centrales termoeléctricas
9	SINAC.gtt	Datos de los grupos termoeléctricos
10	SINAC.cue	Datos de las cuencas hidrográficas
11	SINAC.afl	Datos de los afluentes existentes en las cuencas hidrográficas
12	SINAC.pin	Datos de los puntos de interés (bocatomas y transbordos) existentes
13	SINAC.emb	Datos de los embalses y reservorios existentes en las cuencas hidrográficas.
14	SINAC.chh	Datos de las centrales hidroeléctricas existentes en las cuencas hidrográficas.
15	SINAC.try	Datos de la configuración hídrica de las cuencas hidrográficas
16	SINAC.hid	Series de caudales hidrológicos de los afluentes
17	SINAC.dag	Datos de la configuración de los requerimientos de agua en las cuencas hidrográficas.
18	SINAC.rgo	Valores de los requerimientos de agua
19	SINAC.dem	Valores de la demanda de energía eléctrica en barras Horas de mantenimiento en punta y fuera punta por año y mes de los grupos termoeléctricos e hidroeléctricos.
20	SINAC.man	
21	SINAC.cmm	Costo marginal máximo en cumplimiento de la disposición establecida mediante DU 049-2008. Plan de descarga del embalse Junín según disposición contenida en Resolución Directoral y Ministerial del ANA.
22	SINAC.rda	
23	SINAC.rpf	Asignación de Reserva Primaria de Frecuencia para las unidades de generación del sistema.
24	SINAC.rsfn	Asignación de Reserva Secundaria de Frecuencia para centrales hidroeléctricas.
25	SINAC.rsft	Asignación de Reserva Secundaria de Frecuencia para centrales termoeléctricas.
26	SINAC.fzd	Valores de energía generada por unidades de generación forzada
27	SINAC.tgn	Capacidad del ramal o los ramales de gas natural por año y mes
28	SINAC.rgn	Unidades de generación asignadas a cada ramal
29	SINAC.lit	Límite de la interconexión entre áreas por año y mes
30	SINAC.int	Define las líneas de transmisión que conforman el enlace de interconexión entre áreas.

Fuente. Manual de Usuario “Modelo PERSEO 2.0” (Osinermin, 2018)

Por otro lado, la estructura jerárquica de los archivos o datos de entrada se pueden categorizar en archivos generales, primarios, secundarios, terciarios y tabulares; en función de la dependencia de los datos respecto a otros, según muestra la Figura 4.3.

Figura 4.3:*Estructura Jerárquica de los Archivos de Entrada*

Fuente. Manual de Usuario “Modelo PERSEO 2.0” (Osinergmin, 2018)

4.4.5. Modelamiento Matemático

a) Función Objetivo

El modelo matemático Perseo 2.0 tiene como objetivo la minimización del costo de generación, está compuesto por un modelo iterativo inicial, en cuya función objetivo se considera una penalización o costo de la demanda de agua no atendida (por requerimientos de agua potable o riego), según se muestra en la Ecuación 4.1.

$$Z^{(n+1)} = \text{Min} \left\{ \sum_{j=1}^{N_J} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (co_{j,t} * gt_{j,t}) \right] + \sum_{r=1}^{N_R} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (C * fr_{r,t}) \right] \right\} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

$$gt_{j,t} \leq \overline{gt_{j,t}} \quad j = 1, \dots, N_J; \quad t = 1, \dots, N_T$$

Donde:

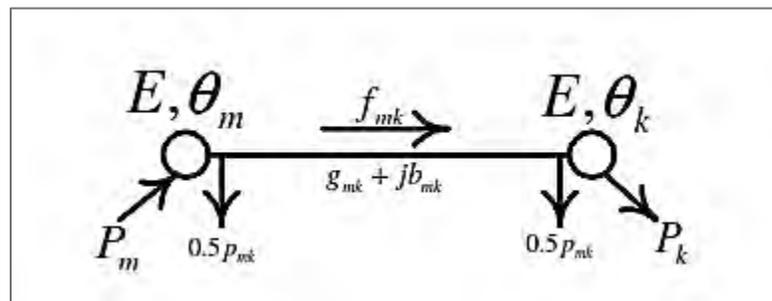
- j Índice de las plantas de generación térmica.
- t Índice de las etapas.
- r Índice de Riego.
- $co_{j,t}$ Costo de operación de la j -ésima planta térmica en la etapa t .
- $gt_{j,t}$ Generación de la j -ésima planta térmica en la etapa t .
- $fr_{r,t}$ Magnitud de la demanda de agua R no atendida en la etapa t
- C Costo de no atender los requerimientos de agua.
- N_j Número de plantas de generación térmica.
- N_T Número de etapas del horizonte de estudio.
- N_R Número de demandas de riego y agua potable.

b) Cobertura de la Demanda (balance de energía)

Seguidamente se calcula los sentidos de flujo en DC y los factores de perdidas, de tal forma se incluya las pérdidas de transmisión como demanda adicional en cada barra según se observa en la Figura 4.4.

Figura 4.4:

Modelamiento de la red de transmisión



Fuente. Manual Técnico Metodología del Modelo Perseo

(Osinergmin, 2006)

Donde se asume que las tensiones (E) son muy próximas a su valor nominal (1p.u.).

$$E_m = E_k = 1 \quad \text{Ecuación 4.2}$$

$$f_{mk} = b_{mk} (\theta_m - \theta_k) \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$p_{mk} = g_{mk} (\theta_m - \theta_k)^2 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

En la Ecuación 4.5, se indica el balance de energía en función a las restricciones de la red de transmisión, representado a través de un modelo de intercambio de energía entre áreas.

$$\sum_{j \in k} g t_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,t} + \sum_{m \in \Omega(k)} (f_{mk,t} - f_{km,t}) = d_{k,t} + 0.5 \sum_{m \in \Omega(k)} (p_{mk,t}^{(n)} - p_{km,t}^{(n)})$$

$$sa. \begin{cases} |f_{mk,t}| \leq \overline{f_{mk}} - 0.5 p_{mk,t}^{(n)} \\ f_{mk,t} = f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \\ f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \geq 0 \end{cases} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

Donde:

- k Índice de las barras equivalentes.
- ρ_i Rendimiento de la turbina (coeficiente caudal turbinado/energía generada).
- $q_{i,t}$ Volumen turbinado en la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t .
- $\Omega(k)$ Conjunto de líneas de transmisión conectadas a la barra equivalente k .
- $f_{mk,t}$ Flujo de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t .
- $p_{mk,t}$ Perdida de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t .
- $d_{k,t}$ Demanda de energía en la barra equivalente k durante la etapa t .
- b_{mk} Susceptancia equivalente en la línea en el sentido mk .
- g_{mk} Conductancia equivalente en la línea de transmisión en el sentido mk .
- θ_m Angulo eléctrico equivalente en la barra equivalente m

θ_k Angulo eléctrico equivalente en la barra equivalente k

c) Balance de Embalses y Reservorios

La Ecuación 4.6 representa el balance de embalses incluyendo el ingreso de agua por caudales incrementales afluentes y provenientes de plantas aguas arriba, menos las pérdidas.

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} - e_{i,t} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

$$sa. \begin{cases} v_{i,t} \leq \overline{v}_{i,t} \\ v_{i,t} \geq \underline{v}_{i,t} \\ q_{i,t} \leq \overline{q}_{i,t} \\ q_{i,t} \geq \underline{q}_{i,t} \end{cases}$$

Donde:

- $v_{i,t}$ Volumen de agua almacenado en el embalse de la i-ésima planta al inicio de la etapa t (igual al volumen almacenado en la etapa t-1).
- $a_{i,t}$ Volumen de agua afluente al embalse de la i-ésima planta durante la etapa t.
- $s_{i,t}$ Volumen de agua vertido por la i-ésima planta durante la etapa t.
- M_i Conjunto de plantas aguas arriba de la i-ésima planta.
- $e_{i,t}$ Volumen de agua evaporada en el embalse de la i-ésima planta en la etapa t.
- $q_{i,t}$ volumen turbinado en la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t.

La Ecuación 4.7 indica el balance de los reservorios modelado en bloques horarios que constituyen cada etapa.

$$v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} \quad \text{Ecuación 4.7}$$

$$sa. \begin{cases} v_{i,t,k} \leq \overline{v}_i \\ v_{i,t,k} \geq \underline{v}_i \end{cases}$$

d) Límites Operativos de Caudales Regulados

Los límites operativos de los caudales regulados, están acotadas por valores mínimos para restricciones de irrigación.

$$\begin{aligned} r_{i,t} &\leq \overline{r_{i,t}} \\ r_{i,t} &\geq \underline{r_{i,t}} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

$$\forall k = 1, \dots, N_K; \quad i = 1, \dots, N_I; \quad t = 1, \dots, N_T$$

Donde:

$v_{i,t,k}$ Volumen de agua almacenado en el reservorio de la i-ésima planta durante la etapa t en el bloque k.

$r_{i,t}$ volumen de irrigación en la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t.

Posteriormente se formula el modelo final a partir de los resultados del modelo inicial, en esta fase se modifica las restricciones de riego del modelo inicial, evitando considerar el costo de la demanda de agua no atendida, para evitar la distorsión del valor de agua. Finalmente se calcula el despachó hidrotérmico definitivo, donde se calculan los costos marginales en barra.

4.4.6. Diagrama de Flujo del Modelo Perseo

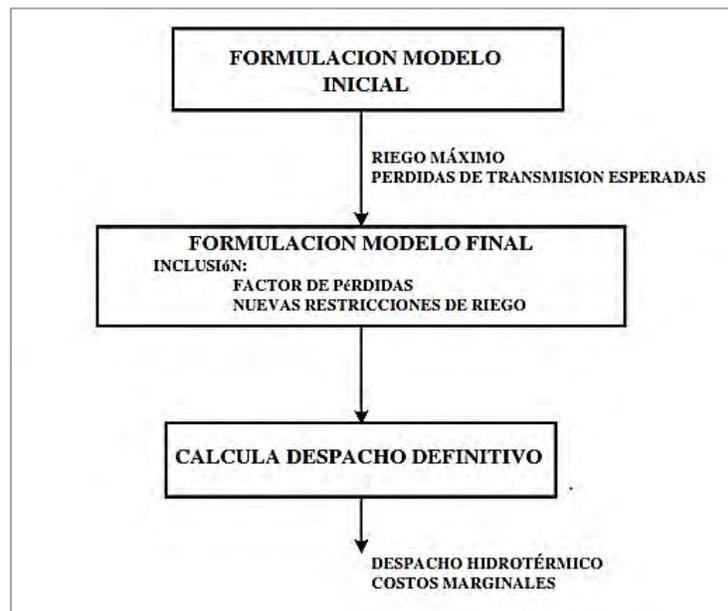
El algoritmo para calcular los costos marginales utiliza un enfoque iterativo que involucra un modelo inicial y un modelo final, el cual se reformula en función de los resultados del modelo inicial. En primer lugar, el algoritmo calcula la operación del sistema, incluyendo un costo adicional por la magnitud de la demanda de agua no atendida (fr). En esta etapa, se determinan el flujo y las pérdidas en las líneas de transmisión.

Posteriormente, se reformula el problema mediante un modelo final, donde se recalcula la operación del sistema hidrotérmico. En este modelo final, se incluyen los

factores de pérdidas en las líneas de transmisión como cargas adicionales en cada barra. Además, se incorporan las centrales hidroeléctricas y se ajusta la restricción de riego, restando la demanda de agua no atendida. Finalmente, se comparan los flujos de potencia y la tolerancia. Si no se observa ningún cambio en los flujos de potencia y la tolerancia no se excede, se procede a calcular los costos marginales. En caso contrario, se recalculan las pérdidas de transmisión y se regresa al modelo inicial para una nueva iteración. (Figura 4.5)

Figura 4.5:

Diagrama de Flujo del Modelo Perseo



Fuente. Manual Técnico Metodología del Modelo Perseo
(Osinermin, 2006)

4.5. Proyección de la Demanda

En el horizonte de estudio, se considera la proyección de la demanda base o media del estudio de fijación tarifaria en barra de Osinermin, perteneciente al periodo 2023-2024,

así como los datos históricos del crecimiento del PBI y nuevos proyectos considerados en el plan de transmisión 2023-2032.

4.5.1. Crecimiento de PBI

El Producto Bruto Interno (PBI) es un indicador económico que mide el valor de los bienes y servicios finales producidos en un país durante un período de tiempo determinado. Este indicador tiene una relación directa con la actividad económica del SEIN, del país y la demanda interconectada. Según el informe técnico de producción del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), el PBI creció un 2.68% en el período 2020-2022. Para los años futuros, según el reporte de expectativas macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), se proyecta un incremento del PBI del 3% para el período 2023-2028. (Tabla 4.3)

Tabla 4.3:

Crecimiento del PBI

Analistas Económicos	2020 (1)	2021 (2)	2022 (3)	2023 (4)	2024 (4)	2025 (4)	2026 (5)	2027 (5)	2028 (5)
% Crecimiento PBI	-11.12%	13.31%	2.68%	2.00%	2.60%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%

Fuente. Encuesta de Expectativas Macroeconómicas (BCRP, 2023)

4.5.2. Demanda Vegetativa

La demanda vegetativa está compuesta por el consumo histórico de los sectores residencial, comercial, pequeña y mediana industria. Para lo cual se considera la demanda vegetativa definida en el estudio técnico y económico para la determinación de tarifas en barra, según se puede apreciar en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4:*Demanda Vegetativa*

Demanda Vegetativa (GW.h)							
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Energía (GW.h)	30370.59	31109.33	32210.78	33294.38	34607.19	35964.63	37363.76
Potencia (MW)	5224.00	5352.00	5540.00	5730.00	5957.00	6191.00	6431.00

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinerghmin, 2023)

4.5.3. Demanda de Cargas Especiales

En la tabla 4.5, se describe las cargas especiales consideradas en la proyección de la demanda 2023-2028.

Tabla 4.5:*Demanda de Cargas Especiales GW.h*

Nº	Cargas Especiales	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Industrias Cachimayo	173	173	173	173	173	173	173
2	Minera Casapalca (Lima)	107	107	107	107	107	107	107
3	Minera los Quenuales (Yauliyacu)(Pasco)	77	78	78	78	78	78	78
4	Doe Run Peru (Ex Cobriza) (Junin)	24	24	24	24	24	24	24
5	Doe Run Peru (Planta de Zinc1)	16	16	16	16	16	16	16
6	Minera Volcan (Junin)	251	251	251	251	251	251	251
7	Minera Volcan (Pomacocha)	91	91	91	91	91	91	91
8	Sociedad Minera Corona (Unidad Yauricocha)	80	87	90	98	98	98	98
9	Compañía Minera Argentum	83	85	88	91	91	91	91
10	Empresa Explotadora de Yinchos	0	0	0	0	0	0	0
11	Empresa Administradora Chungar	94	94	94	94	94	94	94
12	Shougang Hierro Perú	878	940	949	968	1055	1350	1431
13	Minera Antamina (Ancash)	1122	1144	1144	1144	1144	1144	1144
14	Antamina (Puerto Antamina)	16	16	16	16	16	16	16
15	Southern Perú Cooper Corporación - Botiflaca (Tacna)	754	807	807	807	807	807	807
16	Southern Perú Cooper Corporación - Spcc	567	607	607	607	607	607	607
17	Southern Perú Cooper Corporación - Toquepala	968	1036	1036	1036	1036	1036	1036
18	Minera Cerro Verde	257	257	257	257	257	257	257
19	Minera Tintaya (Tintaya 138)	184	184	184	184	184	184	184
20	Minsur (Puno)	228	245	245	245	245	245	245
21	Minera Ares 2	10	10	10	10	10	10	10
22	Minera Yanacocha	286	331	566	952	1028	1316	1316
23	Minera Huaron	100	107	115	123	123	123	123

24	Yura (Arequipa)	291	300	309	377	532	532	532
25	Minera Cerro Verde - Socabaya	856	856	856	856	856	856	856
26	Minera Cerro verde - San José	2232	2232	2232	2232	2232	2232	2232
27	Gold Fields la Cima	155	164	174	178	178	178	178
28	Aceros Arequipa	816	838	849	886	886	886	886
29	Corporación Aceros Arequipa 5 (Planta N°1 Arequipa)	0	0	0	0	0	0	0
30	Refinería de Cajamarquilla	595	599	610	608	608	608	608
31	Compañía Minera Miski Mayo	92	92	92	92	92	92	92
32	Xstrata Tintaya (Antapaccay)(Cusco -espinar)	902	993	993	1003	1019	1019	1019
33	Minera Chinalco Perú (Toromocho)(Junin)	1303	1370	1440	1440	1440	1440	1440
34	Hudbay Peru	712	722	722	722	722	722	722
35	La Arena	32	32	32	32	32	32	32
36	Las Bambas MMG	1151	1375	1431	1530	1637	1752	1752
37	Minera Ares Cotaruse	226	226	226	226	226	226	226
38	Minera Suyamarca	0	0	0	0	0	0	0
39	Quimpac (Paramonga)	167	167	167	167	167	167	167
40	Minera Milpo (Desierto)	274	274	274	274	274	274	274
41	Consortio Minero Horizonte	96	99	102	105	201	111	107
42	Minera Aurifera Retamas	106	112	118	125	132	140	148
43	Siderperu (Lima)	327	409	410	416	416	416	416
44	Cementos Norte Pacasmayo	222	233	245	257	257	257	257
45	Cementos Pacasmayo (Lima)	156	170	176	177	177	177	177
46	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 50 kV	101	101	101	101	101	101	101
47	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 138 kV	62	62	62	62	62	62	62
48	Agroindustrias Paramonga	62	63	63	63	63	63	63
49	Sociedad Minera el Brocal	277	277	277	277	277	277	277
50	Unidad Minera el Porvenir (Pasco)	129	129	129	129	129	129	129
51	Minera los Quenuales (Iscaycruz) (5)	19	25	15	16	16	16	16
52	Unión Andina de Cementos (Atocongo) (Lima)	375	420	432	444	444	444	444
53	Unión Andina de Cementos (Condorcocha)	143	156	161	161	161	161	161
54	San Ignacio de Morococha	21	21	21	21	21	21	21
55	Compañía de Minas Buenaventura (Uchucchacua/Mallay) (Cajamarca)	96	96	96	96	96	96	96
56	Compañía de Minas Buenaventura (Orcopampa/ Cedemin)	126	126	126	126	126	126	126
57	Compañía de Minas Buenaventura (Julcani y Recuperada)	23	23	23	23	23	23	23
58	Inagro – Agrolmos (Lambayeque)	16	17	17	18	18	18	18
59	Minera Barrick Misiwichilca (Alto Chicama) (Lib)	111	267	267	377	377	377	377
60	Minera Mina Justa (Marcobre)(Ica)	233	248	257	266	266	266	266
61	Anglo American Quellaveco (Moquegua)	344	538	696	807	1203	1203	1203
Total, año (GW.h)		19'216	20'522	21'150	22'060	23'000	23'615	23'701

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinermin, 2023)

Tabla 4.6:*Demanda de Cargas Especiales MW*

Nº	Cargas Especiales	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Industrias Cachimayo	3	3	3	3	3	3	3
2	Minera Casapalca (Lima)	14	14	14	14	14	14	14
3	Minera los Quenuales (Yauliyacu)(Pasco)	9	9	9	9	9	9	9
4	Doe Run Peru (Ex Cobriza) (Junin)	1	1	1	1	1	1	1
5	Doe Run Peru (Planta de Zinc1)	1	1	1	1	1	1	1
6	Minera Volcan (Junin)	27	27	27	27	27	27	27
7	Minera Volcan (Pomacocha)	16	16	16	16	16	16	16
8	Sociedad Minera Corona (Unidad Yauricocha)	8	9	9	10	10	10	10
9	Compañía Minera Argentum	2	2	2	2	2	2	2
10	Empresa Explotadora de Yinchos	0	0	0	0	0	0	0
11	Empresa Administradora Chungar	12	12	12	12	12	12	12
12	Shougang Hierro Perú	112	120	122	124	135	173	183
13	Minera Antamina (Ancash)	126	129	129	129	129	129	129
14	Antamina (Puerto Antamina)	1	1	1	1	1	1	1
15	Southern Perú Cooper Corporación - Botiflaca (Tacna)	84	90	90	90	90	90	90
16	Southern Perú Cooper Corporación - Spcc	63	68	68	68	68	68	68
17	Southern Perú Cooper Corporación - Toquepala	108	116	116	116	116	116	116
18	Minera Cerro Verde	31	31	31	31	31	31	31
19	Minera Tintaya (Tintaya 138)	22	22	22	22	22	22	22
20	Minsur (Puno)	27	29	29	29	29	29	29
21	Minera Ares 2	1	1	1	1	1	1	1
22	Minera Yanacocha	24	27	47	79	85	109	109
23	Minera Huaron	10	11	12	13	13	13	13
24	Yura (Arequipa)	28	29	30	37	52	52	52
25	Minera Cerro Verde - Socabaya	121	121	121	121	121	121	121
26	Minera Cerro verde - San José	315	315	315	315	315	315	315
27	Gold Fields la Cima	18	19	20	20	20	20	20
28	Aceros Arequipa	17	17	18	18	18	18	18
29	Corporación Aceros Arequipa 5 (Planta N°1 Arequipa)	0	0	0	0	0	0	0
30	Refinería de Cajamarquilla	68	68	69	69	69	69	69
31	Compañía Minera Miski Mayo	13	13	13	13	13	13	13
32	Xstrata Tintaya (Antapaccay)(Cusco -espinar)	102	112	112	113	115	115	115
33	Minera Chinalco Perú (Toromocho)(Junin)	154	161	170	170	170	170	170
34	Hudbay Peru	83	84	84	84	84	84	84
35	La Arena	4	4	4	4	4	4	4
36	Las Bambas MMG	138	165	172	184	197	211	211
37	Minera Ares Cotaruse	29	29	29	29	29	29	29
38	Minera Suyamarca	0	0	0	0	0	0	0

39	Quimpac (Paramonga)	8	8	8	8	8	8	8
40	Minera Milpo (Desierto)	30	30	30	30	30	30	30
41	Consorcio Minero Horizonte	6	7	7	7	13	7	7
42	Minera Aurifera Retamas	13	14	14	15	16	17	18
43	Siderperu (Lima)	6	7	7	8	8	8	8
44	Cementos Norte Pacasmayo	13	13	14	15	15	15	15
45	Cementos Pacasmayo (Lima)	11	12	13	13	13	13	13
46	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 50 kV	11	11	11	11	11	11	11
47	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 138 kV	5	5	5	5	5	5	5
48	Agroindustrias Paramonga	8	8	8	8	8	8	8
49	Sociedad Minera el Brocal	30	31	31	31	31	31	31
50	Unidad Minera el Porvenir (Pasco)	8	8	8	8	8	8	8
51	Minera los Quenuales (Iscaycruz) (5)	3	4	2	2	2	2	2
52	Unión Andina de Cementos (Atocongo) (Lima)	6	7	7	7	7	7	7
53	Unión Andina de Cementos (Condorcocha)	26	29	29	29	29	29	29
54	San Ignacio de Morococha	7	7	7	7	7	7	7
55	Compañía de Minas Buenaventura (Uchucchacua/Mallay) (Cajamarca)	3	3	3	3	3	3	3
56	Compañía de Minas Buenaventura (Orcopampa/ Cedemin)	13	13	13	13	13	13	13
57	Compañía de Minas Buenaventura (Julcani y Recuperada)	2	2	2	2	2	2	2
58	Inagro – Agrolmos (Lambayeque)	0	0	0	0	0	0	0
59	Minera Barrick Misiwichilca (Alto Chicama) (Lib)	0	1	1	1	1	1	1
60	Minera Mina Justa (Marcobre)(Ica)	39	41	43	44	44	44	44
61	Anglo American Quellaveco (Moquegua)	113	178	230	267	397	397	397
Potencia total (MW)		2'154	2'315	2'411	2'508	2'693	2'763	2'775

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinermin, 2023)

4.5.4. Demanda de Nuevos Proyectos y Ampliaciones

A continuación, se describen los nuevos proyectos y ampliaciones en proceso de construcción. incluidos en el periodo de estudio 2023-2028.

Tabla 4.7:

Demanda de Nuevos Proyectos y Ampliaciones GW.h

Nuevos Proyectos & Ampliaciones	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Explotación de Relaves (Shouxin S.A.)	5	5	5	5	5	5
Proyectos Fosfatos de Bayovar-CCPSA	29	43	53	68	82	97
Ampliación Refinería Talara (PetroPerú)	0	69	0	0	0	0
Los Calatos (Hampton)	0	0	1	3	315	315
Unidad Minera Shahuindo	2	5	40	45	50	53
Unidad Minera Santander	24	27	50	57	60	60

Proyecto Quechua	0	0	4	27	61	109
Estación de Bombeo (Antapacay)	0	0	16	32	35	39
Metro de Lima (línea 2) Norte A	0	0	89	109	127	145
Total GW.h-año	60	150	257	345	737	824

Fuente. (Osinermin, 2023)

Tabla 4.8:

Demanda de Nuevos Proyectos y Ampliaciones MW

Nº	Nuevos Proyectos & Ampliaciones	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Explotación de Relaves (Shouxin S.A.)	1	1	1	1	1	1
2	Proyectos Fosfatos de Bayovar-CCPSA	4	6	8	10	12	14
3	Ampliación Refinería Talara (PetroPerú)	0	34	0	0	0	0
4	Los Calatos (Hampton)	0	0	1	3	36	36
5	Unidad Minera Shahuindo	0	1	5	6	7	7
6	Unidad Minera Santander	3	4	7	8	8	8
7	Proyecto Quechua	0	0	4	16	23	31
8	Estación de Bombeo (Antapacay)	0	1	2	4	5	5
9	Metro de Lima (línea 2) Norte A	0	5	12	14	16	18
Potencia total (MW)		9	52	40	62	108	121

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinermin, 2023)

4.5.5. Proyección de la demanda total

La Tabla 4.9 indica la proyección de la demanda total del SEIN, para ello se consideró la demanda media o base (proyecciones estimadas para condiciones normales), la cual está compuesta por la demanda vegetativa, cargas especiales, nuevos proyectos y ampliaciones.

Tabla 4.9:

Proyección de la Demanda Total

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Energía (GW.h)	51'691	53'511	55'611	57'952	60'317	61'889
Potencia (MW)	7'676	8'002	8'278	8'712	9'062	9'327

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinermin, 2023)

4.6. Programa de Obras de Generación

Para la proyección de la oferta de generación, se incluirá las nuevas obras propuestas en el plan de transmisión 2023-2032, considerando las obras de generación que se encuentren en proceso de construcción, en función al documento actualizado de supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica (agosto del 2022).

4.6.1. Parque de Generación Existente

A continuación, se detalla las principales características técnicas de cada central hidroeléctrica, termoeléctrica y renovables existente en el SEIN, los cuales se hallan agrupados de acuerdo a su tipo de tecnología.

Tabla 4.10:

Parque de Generación Hidroeléctrica

Nº	Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
1	C.H. Cahua	Statkraft Perú	45.382	24.31	0.519
2	C.H. Cañón del Pato	Orazul Energy	265.565	75.58	0.976
3	C.H. Carhuaquero	Orazul Energy	94.532	21.06	1.247
4	C.H. Carhuaquero IV	Orazul Energy	9.983	2.56	1.084
5	C.H. Caña Brava	Orazul Energy	5.67	19.39	0.081
6	C.H. Mantaro	Electroperú	678.714	106	1.779
7	C.H. Restitución	Electroperú	219.436	105.13	0.58
8	C.H. Callahuanca	Enel Generación Perú	84.375	24.7	0.949
9	C.H. Huampaní	Enel Generación Perú	30.85	21.19	0.404
10	C.H. Huinco	Enel Generación Perú	277.9	27.17	2.841
11	C.H. Matucana	Enel Generación Perú	137.022	15.84	2.403
12	C.H. Moyopampa	Enel Generación Perú	69.148	19.32	0.994
13	C.H. Yanango	Chinango	43.114	20.03	0.598
14	C.H. Chimay	Chinango	152.342	90.2	0.469
15	C.H. Malpaso	Statkraft Perú	48.448	80.39	0.167
16	C.H. Oroya	Statkraft Perú	9.09	6.56	0.385
17	C.H. Pachachaca	Statkraft Perú	9.743	6.61	0.41
18	C.H. Yaupi	Statkraft Perú	113.686	29.05	1.087

19	C.H. Gallito Ciego	Statkraft Perú	35.28	41.11	0.238
20	C.H. Pariac	Statkraft Perú	4.785	2.7	0.492
21	C.H. Huanchor	Hidroeléctrica Huanchor	19.768	10.93	0.502
22	C.H. Misapuquio	Statkraft Perú	3.87	2.16	0.499
23	C.H. San Antonio	Statkraft Perú	0.555	2.38	0.065
24	C.H. San Ignacio	Statkraft Perú	0.426	2.52	0.047
25	C.H. Huayllacho	Statkraft Perú	0.213	0.16	0.364
26	C.H. Yuncán	Engie	136.691	29.57	1.284
27	C.H. Quitaraca	Engie	117.78	15.61	2.096
28	C.H. Santa Rosa I	Eléctrica Santa Rosa	1.014	5.5	0.049
29	C.H. Santa Rosa II	Eléctrica Santa Rosa	1.629	5	0.097
30	C.H. Poechos II	Sinersa	9.566	60.91	0.044
31	C.H. Charcani I	Egasa	1.636	10.24	0.044
32	C.H. Charcani II	Egasa	0.58	6.16	0.026
33	C.H. Charcani III	Egasa	4.662	10.1	0.128
34	C.H. Charcani IV	Egasa	15.367	15.04	0.284
35	C.H. Charcani V	Egasa	146.575	26.2	1.554
36	C.H. Charcani VI	Egasa	8.913	14.97	0.165
37	C.H. Aricota I	Egesur	22.093	4.54	1.351
38	C.H. Aricota II	Egesur	12.23	4.58	0.741
39	C.H. Machupicchu	Egema	168.825	55.83	0.84
40	C.H. San Gabán	San Gabán	115.728	19.88	1.617
41	C.H. La Joya	Gepasa	9.08	8.95	0.282
42	C.H. Santa Cruz I	Hidroeléctrica Santa Cruz	6.636	6.54	0.282
43	C.H. Santa Cruz II	Hidroeléctrica Santa Cruz	6.502	6.27	0.288
44	C.H. Roncador	Maja Energía	3.311	8.45	0.109
45	C.H. Platanal	Celepsa	227.095	40.7	1.55
46	C.H. Marañon	Celepsa Renovables	19.92	26.41	0.21
47	C.H. Purmacana	Atria Energía	1.769	2.14	0.23
48	C.H. Huasahuasi I	Hidroeléctrica Santa Cruz	9.85	6.49	0.422
49	C.H. Huasahuasi II	Hidroeléctrica Santa Cruz	9.964	6.54	0.423
50	C.H. Yanapampa	Eléctrica Yanapampa	3.916	19.87	0.061
51	C.H. Nuevo Imperial	Hidrocañete	3.973	7.46	0.148
52	C.H. Pizarras (2)	Eléctrica Río Doble	19.2	22.97	0.232
53	C.H. Huanza	Empresa de Generación Huanza	98.316	16.32	1.673
54	C.H. Runatullo III	Empresa de Generación Junín	19.966	5.51	1.007
55	C.H. Runatullo II	Empresa de Generación Junín	19.967	7.17	0.774

56	C.H. Canchayllo	Empresa de Generación Canchayllo	5.189	6.96	0.207
57	C.H. Cheves	Statkraft Perú	179.622	34.34	1.453
58	C.H. Santa Teresa	Inland Energy	89.849	53.07	0.47
59	C.H. Cerro del Águila	Kallpa Generación	564.765	234.83	0.668
60	C.H. MCH. Cerro del Águila	Kallpa Generación	10.427	19.18	0.151
61	C.H. Chancay	Sinersa	20.296	3.48	1.621
62	C.H. Rucuy	Generación Eléctrica Rio Baños	20.27	3.48	1.62
63	C.H. Potrero	Agua Azul	20.202	18.4	0.305
64	C.H. Yarucaya	Huaura Power	18.148	13.48	0.374
65	C.H. Chaglla	Empresa de Generación Huallaga	470.35	148.37	0.881
66	C.H. PCH. Chaglla	Empresa de Generación Huallaga	6.39	3.68	0.482
67	C.H. Renovandes H1	Santa Ana	20.862	7.57	0.765
68	C.H. Her I	Enel Generación Perú	0.679	18.27	0.01
69	C.H. Angel I	Gepsa	20.051	8.15	0.683
70	C.H. Angel II	Gepsa	19.987	8.12	0.684
71	C.H. Angel III	Gepsa	20.084	8.19	0.681
72	C.H. Carhuac	Andean Power	20.366	14.19	0.399
73	C.H. El Carmen	Generación Andina	8.58	4.35	0.548
74	C.H. 8 de Agosto	Generación Andina	20.581	17.55	0.326
75	C.H. Manta	Peruana de Inversiones en Energías Renovables	20.763	6	0.96
76	C.H. La Virgen	La Virgen	62.09	21.36	0.808

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinermin, 2023)

Las centrales termoeléctricas existentes en el sistema se encuentran en la Tabla 4.11, donde se detalla la capacidad, el combustible y el consumo específico de cada central termoeléctrica.

Tabla 4.11:

Parque de Generación Termoeléctrica

Nº	Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und./kWh
1	Turbo Gas Natural Malacas TG6	Enel Generación Piura	49.627	Gas Natural	9.931
2	Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Enel Generación Piura	91.591	Gas Natural	11.194

3	Turbo Gas Natural Oquendo	SDF Energía	25.444	Gas Natural	11.048
4	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Enel Generación Perú	54.979	Gas Natural	12.604
5	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Enel Generación Perú	47.905	Gas Natural	12.852
6	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Enel Generación Perú	110.658	Gas Natural	11.522
7	Turbo Vapor de Shougesa	Shougesa	59.961	Residual 500	0.334
8	G. Diesel Shougesa	Shougesa	1.214	Diesel B5 S-50	0.218
9	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	Termoselva	90.114	Gas Natural	11.467
10	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	Termoselva	90.045	Gas Natural	11.477
11	Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Enel Generación Perú	212.206	Gas Natural	7.076
12	Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Enel Generación Perú	225.48	Gas Natural	7.114
13	Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Enel Generación Perú	213.42	Gas Natural	7.148
14	Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Enel Generación Perú	227.828	Gas Natural	7.177
15	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Enel Generación Perú	157.48	Gas Natural	10.784
16	Turbo Gas Natural CC Las Flores	Kallpa Generación	321.998	Gas Natural	6.634
17	Chilina GD N° 1 y N° 2	Egasa	9.778	Diesel B5 S-50	0.223
18	Chilina TG	Egasa	11.881	Diesel B5 S-50	0.374
19	Mollendo I GD	Egasa	23.89	Diesel B5 S-50	0.202
20	Ilo 2 TV Carbón N° 1	Engie	140.71	Carbón	0.356
21	Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Egesur	23.204	Gas Natural	8.83
22	Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	Termochilca	296.32	Gas Natural	6.835
23	Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Kallpa Generación	279.826	Gas Natural	6.905
24	Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Kallpa Generación	278.819	Gas Natural	7.081
25	Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Kallpa Generación	284.689	Gas Natural	6.964
26	Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	Fenix Power	287.58	Gas Natural	6.627
27	Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	Fenix Power	287.684	Gas Natural	6.617
28	Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Engie	251.802	Gas Natural	6.947
29	Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Engie	251.655	Gas Natural	6.748
30	Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Engie	282.095	Gas Natural	7.106
31	Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	Engie	114.041	Gas Natural	6.981
32	Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	Enel Generación Piura	127.785	Gas Natural	11.496
33	Reserva Fria Puerto Eten	Planta Reserva Fria Eten	223.861	Diesel B5 S-50	0.237
34	NEPI	Engie	625.348	Diesel B5 S-50	0.22
35	Reserva Fria Ilo	Engie	501.898	Diesel B5 S-50	0.233
36	Reserva Fria Pucallpa	I&E del Perú	40.227	Diesel B5	0.256
37	Reserva Fria Puerto Maldonado	I&E del Perú	17.732	Diesel B5 S-50	0.254
38	Puerto Bravo	Samay I	723.576	Diesel B5 S-50	0.235
39	Recka TG1	Minera Cerro Verde	177.999	Diesel B5 S-50	0.238

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinergmin, 2023)

En la Tabla 4.12, se encuentran las centrales renovables no convencionales consideradas, donde se describe su fuente de energía y capacidad.

Tabla 4.12:

Parque de Recursos Energéticos Renovables

Nº	Central	Propietario	Fuente de Energía	Potencia MW	Energía Anual Adjudicada GWh
1	C.T. Cogeneración Paramonga I	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Biomasa	13.53	97.75
2	C.T. Huaycoloro	Petramas S.A.C.	Biomasa	4.28	28.3
3	C.T. Biomasa La Gringa V	Petramas S.A.C.	Biomasa	2.93	14.02
4	C.T. Doña Catalina	Petramas S.A.C.	Biomasa	2.38	14.5
5	C.T. Callao	Petramas S.A.C.	Biomasa	2.35	14.5
6	C.S. Repartición Solar 20T	Grupo T-Solar Global S.A.	Solar	20	37.44
7	C.S. Majes Solar 20T	Grupo T-Solar Global S.A.	Solar	20	37.63
8	C.S. Tacna Solar 20T	Consorcio Tacna Solar 20TS	Solar	20	47.2
9	C.S. Panamericana Solar	Consorcio Panamericana	Solar	20	50.68
10	C.S. Moquegua FV	Solarparck Corporación Tecnológica S.L.	Solar	16	43
11	C.E. Marcona	Cobra Perú -Perú Energía Renovable	Eólica	32	148.38
12	C.E. Talara	Energía Eólica S.A.	Eólica	30.86	119.67
13	C.E. Cupisnique	Energía Eólica S.A.	Eólica	83.15	302.95
14	C.E. Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Eólica	97.15	415.76
15	C.S. Rubí	Enel Green Power	Solar	144.48	415
16	C.S. Intipampa	Engie Energía Perú	Solar	44.54	108.4
17	C.E. Wayra I	Enel Green Power	Eólica	132.3	573
18	C.E. Dunas	GR Taruca S.A.C.	Eólica	18.37	81
19	C.E. Huambos	GR Paino S.A.C.	Eólica	18.37	84.6
20	C.T. Maple	Agroaurora S.A.C.	Biomasa	19.04	-
21	C.T. San Jacinto	Agroindustrias San Jacinto S.A.	Biomasa	8.15	-
22	C.T. Caña Brava	Bioenergía del Chira S.A.	Biomasa	11.63	-
23	C.S. Yarucaya	Colca Solar S.A.C.	Solar	1.29	-

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinergmin, 2023)

4.6.2. Parque de Generación proyectado

Para la elaboración de este estudio se utilizarán los proyectos de generación en operación y planificación, según el documento de contratos y supervisión de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica (agosto 2022). Además, para el horizonte de estudio 2023-2028, se han considerado los proyectos en avance de construcción y las centrales tentativas que entraron en licitación.

Tabla 4.13:

Programa de Obras de Generación en el SEIN

Proyecto	Potencia (MW)	Avance (%)	Fecha propuesta
C.T. Cogeneración Refinería Talara	102.3	El proyecto se encuentra en construcción, avance 99.9%	Ene-2023
C.S. Clemesí	114.9	El proyecto se encuentra en construcción, avance 85.7%	Jul-2023
C.E. Wayra Extensión	177.0	El proyecto se encuentra en construcción, avance 81%	Oct-2023
C.E. Punta Lomitas	260.0	El proyecto se encuentra en construcción, avance 96.2%	May-2023
C.E. Expansión Punta Lomitas	36.4	El proyecto se encuentra en construcción, avance 96.2%	Jun-2023
C.H. Santa Lorenza	18.70	El proyecto está atrasado con un avance al 41.7%	Set-2023
C.H. Centauro I - III	9.9	El proyecto está atrasado con un avance al 60%	Ene-2024
C.E. San Juan	131.1	El proyecto se encuentra en construcción, avance 72%	Ene-2025
C.S. Sunny	204	Cuenta con concesión y está en fase de estudio de factibilidad	Abr-2025
C.H. San Gaban III	205.8	El proyecto se encuentra en construcción, avance 66.3%	Ene-2027

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras (Osinermin, 2023)

4.7. Programa de Obras de Transmisión

Para el periodo de estudio se consideró las últimas publicaciones del compendio de proyectos en ejecución publicado por Osinermin y el plan de transmisión del COES 2023-2032, el cual se puede apreciar en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14:*Programa de Obras de Transmisión*

Fecha	Proyecto
Feb-2023	LT 220 kV Tintaya Nueva – Purimi (Tintaya – Azángaro) de 450 MVA y 128 km. ²
May-2023	LT 500 kV La Planicie – Carabayllo de 1700 MVA y 39,43 km (de 220 kV a 500 kV). ¹
Jun-2023	LT 500 kV Campas – Yaros (Nueva Yanango – Nueva Huánuco) de 1400 MVA y 188,41 km. ¹
Set-2023	Nueva SE Campas (Nueva Yanango): TP 500/220/33 kV de 750/750/7,5 MVA. ³
Set-2023	LT 500 kV Colcabamba – Campas (Mantaro – Nueva Yanango) de 1400 MVA y 166,98 km. ²
Set-2023	LT 500 kV Campas – Carapongo (Nueva Yanango – Carapongo) de 1400 MVA y 211,46 km. ²
Set-2023	LT 220 kV Yanango – Campas (Yanango – Nueva Yanango) de 450 MVA y 15,44 km. ²
Nov-2023	LT 500 kV Chilca – La Planicie de 1700 MVA y 49,71 km (de tensión de 220 kV a 500 kV). ²
Dic-2023	LT 220 kV Chilca REP – Independencia de 150 MVA y 169 km. ⁴
Ene-2024	LT 220 kV Leoncio Prado (Nueva Tingo Maria) – Aguaytía de 250 MVA y 69 km. ³
Abr-2024	LT 220 kV Pariñas – Alipio Rosales (Nueva Tumbes) de 250 MVA y 142,25 km. ⁵
Jul-2024	LT 500 kV La Niña – Miguel Grau (Piura Nueva) de 1400 MVA y 80,9 km. ²
Nov-2024	Repotenciación de la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote de 600 MVA a 1000 MVA. ²
Nov-2024	Repotenciación de la LT 500 kV Chimbote – Trujillo de 600 MVA a 1000 MVA. ⁶
Dic-2024	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza – Carabayllo de 152 MVA a 250 MVA. ³
Ene-2025	LT 220 kV Cajamarca – Cáclic de 220 MVA y 159,33 km. ³
Ene-2025	LT 220 kV Cáclic – Belaunde Terry (Moyobamba) de 220 MVA y 110,1 km. ⁷
Dic-2025	LT 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero de 300 MVA y 79,1 km. ⁴
Feb-2026	LT 220 kV Montalvo – Moquegua de 980 MVA y 5,55 km. ⁸
Feb-2026	LT 220 kV Ica – Intermedia de 250 MVA y 50 km. ⁹
Feb-2026	LT 220 kV Intermedia – Poroma de 250 MVA y 91 km. ⁶
Feb-2026	LT 220 kV Cáclic – Jaén Norte de 320 MVA y 137 km (2 circuitos) ⁶
Feb-2026	LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte de 320 MVA y 87 km (2 circuitos) ⁶
Dic-2026	LT 500 kV San José – Yarabamba de 1400 MVA y 50,86 km. ⁶
Ene-2028	LT 220 kV Suriray – Kayra (Machupicchu – Quencoro) de 300 MVA y 152,85 km. ⁶
Ene-2028	LT 220 kV Kayra – Onocora (Quencoro – Onocora) de 300 MVA y 107,36 km. ¹⁰

⁴ Fecha según datos de la empresa (estudio de preoperatividad en revisión)

⁵ Fecha de ingreso conforme la Unidad de Supervisión de Post Privatización de OSINERGMIN, enero de 2022.

⁶ Según datos proporcionados para el Plan de Transmisión 2023-2032.

⁷ Proyectos Vinculantes resultado de la Actualización del Plan de Transmisión 2019 - 2028 y aprobados por el MINEM con Resolución Ministerial N° 540-2018-MEM/DM en fecha 31.12.2018.

⁸ Fecha de ingreso al cierre del Concurso realizado por PROINVERSIÓN y al plazo establecido en la última versión del Contrato de Concesión.

⁹ Proyectos Vinculantes resultado de la Actualización del Plan de Transmisión 2021 - 2030 y aprobados por el MINEM con Resolución Ministerial N° 422-2020-MEM/DM en fecha 30.12.2020

¹⁰ Según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN.

Ene-2028 LT 220 kV Onocora – Tintaya (2 circuitos) de 2x300 MVA y 2x68,03 km.⁷

Ene-2028 LT 138 kV Kayra – Quencoro de 150 MVA y 5,88 km.⁷

Fuente. Fichas Técnica Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación (Osinergmin, 2022)

4.8. Costos Variables

En función a la Resolución Directoral N°038-98-EM/DGE, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que emplean gas natural como combustible serán definidos por Osinergmin. Adicionalmente según DS. N° 016-2000-EM, se aplicará el precio de gas natural del mercado interno. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea (Lote 88), el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio en boca de pozo, más el 90% del costo del transporte y de distribución. Por otro lado, para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea (como Aguaytía y centrales en el noroeste), el precio a considerar será el precio único que se obtenga como resultado del PR-31.

4.8.1. Costo del Gas Natural de Camisea Para la Generación Eléctrica

En la actualidad el gas de Camisea es suministrado a los consumidores finales de Lima y Callao, entre ellos a varias Centrales Termoeléctricas, cuyo precio final está compuesto por el precio de producción en boca de pozo, la tarifa de la red principal y la distribución.

4.8.2. Costo en Boca de Pozo y Suministro

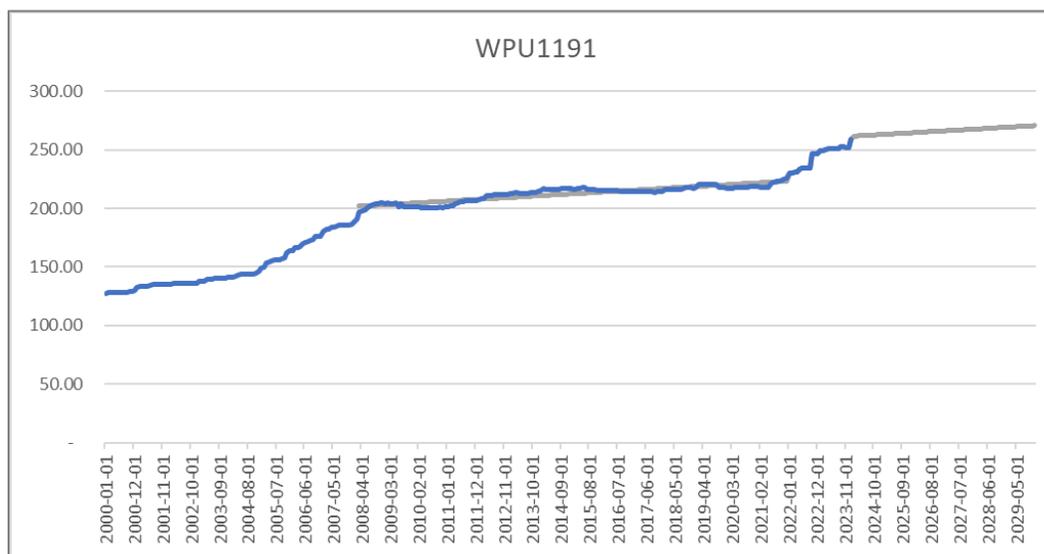
El precio de Suministro en boca de pozo se actualiza anualmente, teniendo en cuenta la publicación y actualización del índice WPU1191 y WPU05, elaborado por la institución Estadounidense U.S. Bureau of Labor Statistics Latest Numbers. Dicha actualización se efectúa, considerando el promedio de los 12 últimos índices publicados. Cuya proporción,

del factor de actualización es de 60% promedio anual WPU1191(Oil Field and Gas Field Machinery) y 40% promedio anual WPU05 (Fuels and Related Products and Power).

Según se puede apreciar en la Figura 4.6, el indicador WPU1191 muestra un mayor crecimiento escalonado desde enero de 2022, patrón que se repite en octubre de 2023.

Figura 4.6:

Indicador Oil Field and Gas Field Machinery - Proyección 2000 -2029



Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.15:

Indicador Oil Field and Gas Field Machinery WPU1191

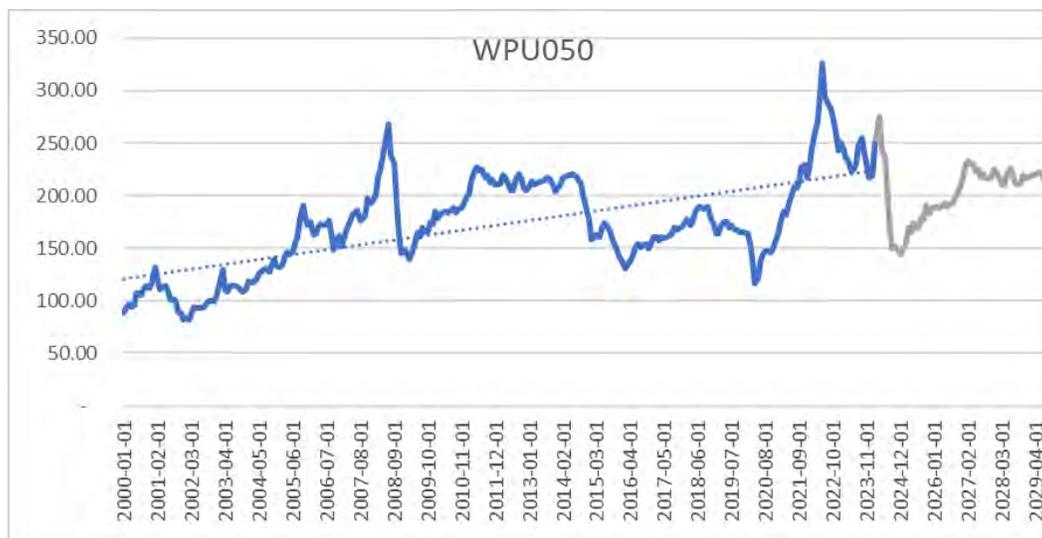
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2020	217.3	217.4	217.4	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	217.8	218.5	218.5	218.5
2021	218.5	218.3	218.3	218.3	218.3	221.5	222.591	222.959	222.959	224.337	225.194	225.545
2022	230.419	230.509	230.710	230.710	233.163	234.036	234.194	234.194	234.894	246.684	246.984	246.984
2023	248.990	248.990	249.712	250.632	250.632	250.632	250.632	250.632	252.486	252.486	251.756	251.756

Fuente. U.S. Bureau of Labor Statistics Latest Numbers (Series Report, 2023)

Los valores de WPU05, muestran fluctuaciones a lo largo de los años. Asimismo, desde el 2021 se observa un descenso considerable. Por lo tanto, se ha considerado un comportamiento similar a los años 2008-2013 para la proyección del indicador WPU05 hasta el 2029, conforme se muestra en el siguiente gráfico.

Figura 4.7:

Indicador Fuels and Related Products and Power- Proyección 2000 -2029



Fuente. Elaboración propia

Tabla 4.16:

Indicador Fuels and Related Products and Power

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2020	163.6	154.9	140.2	116.1	122.2	137.3	144.4	147.5	147.7	146.4	151.0	157.0
2021	163.1	179.0	185.5	181.4	191.9	198.7	208.007	207.026	212.739	227.183	229.943	216.915
2022	226.762	244.941	261.558	270.959	296.372	326.021	295.257	286.905	283.920	275.243	263.359	242.782
2023	250.787	244.528	236.186	233.742	222.929	225.588	230.074	248.819	254.484	240.050	230.938	217.674

Fuente. U.S. Bureau of Labor Statistics Latest Numbers (Series Report, 2023)

4.8.3. Precio de transporte de gas natural para la generación

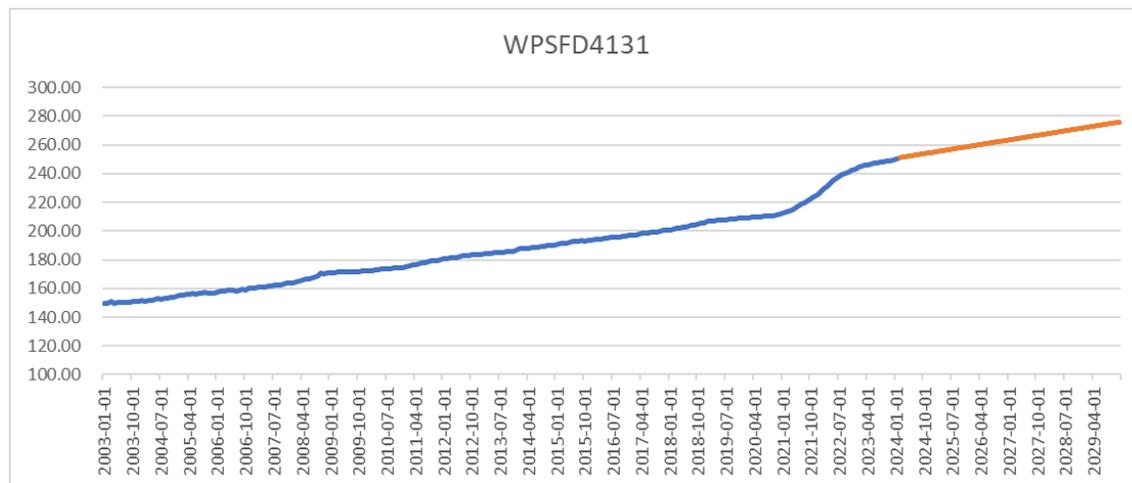
Las tarifas de transporte de la red principal de Camisea se fijaron con la Resolución N° 086-2010-0S/CD. El factor de actualización (FA) considera el índice WPSFD4131 (Finished Goods less foods and energy) disponible al 1 de marzo de cada año.

De lo anterior, y para fines del presente Estudio, con el objetivo de estimar los valores de precios de transporte proyectados, se ha considerado constantes el último Factor de adelanto GRP y FAT (factor aplicación tarifaria, para cubrir el Ingreso Anual para compensar saldos) de marzo 2022.

Respecto al índice WPSFD4131, en el siguiente gráfico, se muestra una tendencia lineal creciente desde el año 2003 hasta fines del 2021, así como un escalón en el año 2022. Los valores proyectados considerarán dicha tendencia línea y escalón.

Figura 4.8:

Indicador Finished Goods less foods and energy- Proyección 2000 -2029



Fuente. Elaboración propia

Tabla 4.17:

Indicador Finished Goods less foods and energy

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2020	208.9	209.5	209.5	210.0	209.8	209.8	210.2	210.5	210.6	210.8	211.4	211.7
2021	212.4	213.0	213.8	215.0	216.1	217.7	219.019	220.028	221.466	222.830	224.136	225.474
2022	227.453	229.640	231.127	233.503	235.343	237.033	238.270	239.483	240.159	241.027	242.132	242.788
2023	244.384	245.224	245.965	246.202	246.893	247.042	247.564	247.980	248.345	248.574	249.063	249.172

Fuente. U.S. Bureau of Labor Statistics Latest Numbers (Series Report, 2023)

4.8.4. Precio de Distribución

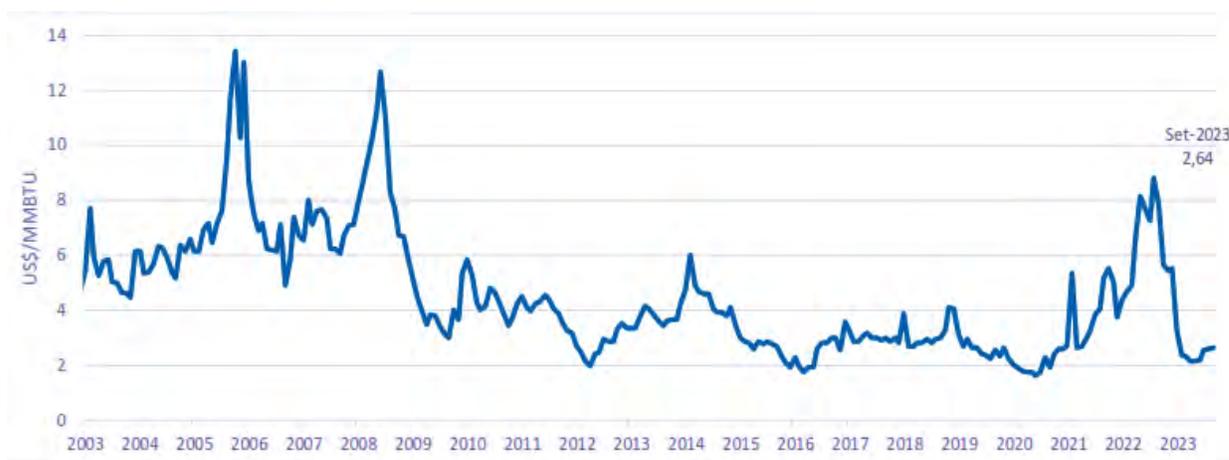
Para el caso del precio de distribución de gas natural, este es actualizado trimestralmente, considerando factores que toman en cuenta actualizaciones de inversión. Para fines del presente estudio, se considerará como el precio de distribución, la información más reciente y vigente de actualización, siendo esta de 0.0227 US\$/millar m³, replicando así este valor, para todo el periodo de estudio.

4.8.5. Precio de Gas Natural Licuado GNL Para el Nodo Energético Sur Peruano

El uso de gas natural licuado (GNL) para la operación de las centrales del Nodo Energético Sur Peruano es una alternativa tentativa. Por lo tanto, se considera el precio de suministro en boca de pozo, cuyo valor será aproximado al del indicador Henry Hub Natural Gas. Según la Figura 4.9, podemos apreciar la evolución de dicho indicador, siendo 5.53 USD/MMBTU en diciembre de 2022. Para fines del presente trabajo, se considera un precio de 3.80 USD/MMBTU, que es la mediana de la base de datos Henry Hub 2020-2022.

Figura 4.9:

Indicador Henry Hub Precio del Gas Natural



Fuente. La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes (Mendoza et al., 2021)

El precio de transporte del gas natural licuado (GNL) se ajusta al precio de suministro. Por lo tanto, es importante considerar la distancia entre la planta de licuefacción Melchorita y los puertos de Ilo y Matarani, donde se encuentra el Nodo Energético Sur Peruano. El transporte se realizará por vía marítima mediante buques metaneros, debido a la gran capacidad de transporte de GNL. Se considera un valor de 4.0 USD/MMBTU, basado en el informe "La comercialización del GNL en mediana y pequeña escala y sus aplicaciones

en el Perú". Este valor tiene en cuenta la capacidad de embarcación de transporte de 1200-2000 m³ de GNL y la distancia marítima de 490 millas náuticas desde la planta Melchorita hasta los puertos de Ilo y Matarani, según el sistema portuario peruano. Por lo tanto, se ha considerado un precio total de 7.80 USD/MMBTU para la operación de las centrales del Nodo Energético Sur Peruano, asumiendo el precio spot en boca de pozo y el precio de transporte marítimo, desde un punto de vista conservador.

4.9. Metodología

Para lograr una mayor precisión en la proyección de los costos marginales a lo largo del período de estudio y verificar la hipótesis planteada, se utilizará información obtenida del mercado eléctrico peruano. Los datos de entrada se elaborarán utilizando información hasta el año 2022, el Plan de Transmisión 2023-2032 publicado por el COES, la fijación de tarifas de precios en barra 2023-2024, así como la planificación de la oferta y la demanda media o base. Para evaluar los costos marginales en el SEIN en diferentes escenarios, se plantearán tres casos de simulación, partiendo de un caso base. Estos escenarios permitirán evaluar las variaciones y tendencias en los costos marginales bajo diferentes condiciones.

4.9.1. Casos de Simulación

4.9.1.1. *Caso Base: Sistema Actual*

El caso base utilizado en el presente estudio es producto del análisis de tarifas en barra de Osinergmin 2023-2024. En el cual se consideró la proyección de la oferta y la demanda base hasta el año 2028, así como el costo de los combustibles declarados por las empresas generadoras hasta el año 2022, aplicando 58 series hidrológicas. Con el planteamiento de este escenario, se tiene como objetivo evaluar el sistema eléctrico actual

en una proyección de los costos marginales hasta el año 2028 y establecer un punto de comparación con los siguientes escenarios planteados.

4.9.1.2. Caso I: Caso de Deficiencia de Generación

En el primer caso de estudio, se considera toda la oferta de generación existente hasta el año 2022, sin incluir nuevos proyectos de generación durante el período de estudio. Se aplicará el crecimiento de la demanda eléctrica media, de acuerdo a la tasa de crecimiento del PBI en aproximadamente 3%. Esto incluye las cargas especiales que están en proceso de construcción y ampliación. Los costos variables de combustibles utilizados serán los declarados por cada empresa termoeléctrica hasta el año 2022. Debido a la falta de generación eficiente en el sur, se prevé la operación de las centrales del NES con diésel. El objetivo de esta simulación es evaluar el comportamiento de los costos marginales en un escenario con deficiencia de generación e incremento de la demanda eléctrica en el SEIN.

4.9.1.3. Caso II: Implementación de Gas Natural Proveniente de Camisea

En este caso, se considera el crecimiento de la demanda eléctrica media, conforme a la tasa de crecimiento del PBI en aproximadamente 3%. Esto incluye las cargas especiales que están en proceso de construcción y ampliaciones. Se mantendrá el parque generador del año 2022 en todo el horizonte de estudio, y para las centrales termoeléctricas se utilizarán los costos variables combustibles declarados por cada empresa termoeléctrica. En el Nodo Energético del Sur Peruano, se implementará gas natural proveniente del lote 88 de Camisea como fuente de generación termoeléctrica, desde el año 2026. Por lo tanto, el costo variable del combustible se calculará en boca de pozo, aplicando el factor de actualización anual (FA), junto a una tarifa de transporte y distribución referencial.

El objetivo de este caso es evaluar la proyección de los costos marginales frente al crecimiento de la demanda eléctrica y el aumento de la capacidad de generación eficiente

con la operación de centrales termoeléctricas del NES utilizando gas natural a partir del año 2026.

4.9.1.4. Caso III: Implementación de GNL en el Nodo Energético Sur Peruano

En este caso, se considera el crecimiento de la demanda eléctrica media, conforme a la tasa de crecimiento del PBI en aproximadamente 3%. Esto abarca las cargas especiales que están en proceso de construcción y expansión. A lo largo de todo el horizonte de estudio, se mantendrá el parque generador del año 2022, y para las centrales termoeléctricas se utilizarán los costos variables de combustibles declarados por cada empresa. En el nodo energético del Sur Peruano, se empleará gas natural licuado (GNL) proveniente de la planta de procesamiento en Pampa Melchorita, desde el año 2023. Para ello se utilizará los costos de suministro y transporte virtual. El costo variable del combustible se calculará según el indicador referencial Henry Hub y el costo del transporte marítimo hasta los puertos de Ilo, en Moquegua, y Matarani, en Arequipa, de acuerdo con el informe sobre la comercialización de GNL en mediana y pequeña escala y sus aplicaciones en Perú (Osinergmin, 2013).

El objetivo de este análisis es evaluar la proyección de los costos marginales frente al crecimiento de la demanda eléctrica y el incremento de la capacidad de generación eficiente con la operación de centrales termoeléctricas del NES utilizando GNL a partir del año 2023.

CAPITULO V

EVALUACIÓN DE RESULTADOS

5.1. Introducción

En el presente capítulo se evaluarán y analizarán los resultados obtenidos según cada caso planteado en el capítulo anterior, así como el impacto que tendrá la implementación de gas natural en las centrales del NES en la proyección de los costos marginales del SEIN, en relación con el crecimiento de la demanda eléctrica en el periodo 2023-2028, de tal forma se pueda verificar las hipótesis planteadas en el capítulo I.

5.2. Resultados de Simulación

En el capítulo anterior, se identificaron tres casos de simulación para proyectar los costos marginales hasta el año 2028 en diversas barras del SEIN. Se seleccionaron las barras de Santa Rosa 220 kV y Moquegua 220 kV como puntos de referencia, debido a su importancia como principales centros de consumo en el centro y sur del Perú. Para evaluar los costos marginales, se dividieron los resultados en tres bloques horarios: punta, media y base. Esta segmentación permitió analizar la variación de los costos marginales a lo largo de cada mes, proporcionando una visión detallada de las fluctuaciones horarias.

Tabla 5.1

Bloques Horarios

Bloques Horarios	Consideraciones
Bloque 1 (punta)	Se extiende desde las 18 y 23 horas.
Bloque 2 (media)	Se extiende desde las 8 y 18 horas.
Bloque 3 (base)	Comprende entre las 23 y 8 horas del día siguiente

Fuente. Proceso Tarifario Fijación de Tarifas en Barras

(Osinergmin, 2023)

5.3.1. Caso Base

Conforme se definió los escenarios de simulación en el capítulo IV, el caso base es producto del análisis de tarifas en barra de Osinergmin 2023-2024. En el cual se consideró la proyección de la demanda conforme a la tasa de crecimiento del PBI en aproximadamente 3%, expansión del parque generador hasta el 2028 y el costo de los combustibles declarados por las generadoras termoeléctricas hasta el año 2022.

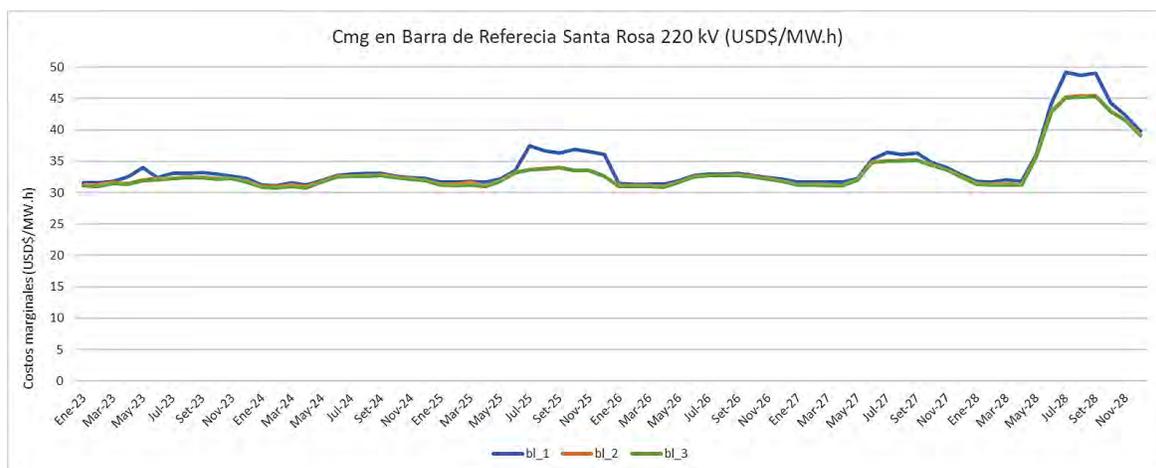
5.3.1.1. Costos Marginales en Barra de Referencia

Bajo este escenario, en el cual no se utilice gas natural en las centrales del nodo energético sur peruano y se considere la expansión del parque generador, se obtiene como resultados los costos marginales en tres bloques horarios en las barras de referencia del SEIN.

Con respecto a la barra de referencia Santa Rosa 220 kV, el costo marginal mínimo fue de 31.08 USD/MW.h en febrero de 2024 y el costo marginal máximo será de 49.13 USD/MW.h en julio de 2028, según se visualiza en la Figura 5.1.

Figura 5.1:

Proyección de Costos Marginales en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso Base

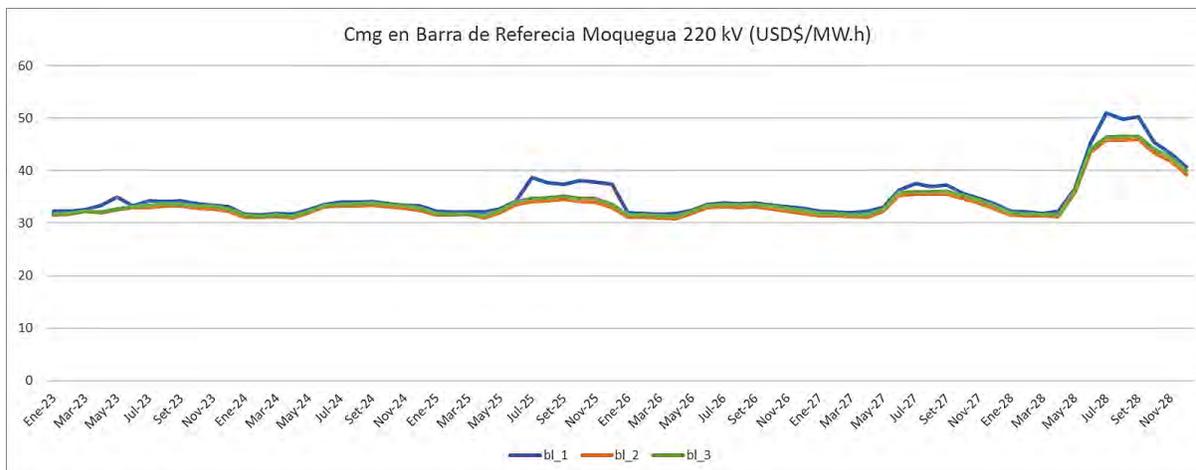


Fuente. Elaboración propia

De manera similar, en la barra de referencia Moquegua 220 kV, se registró un costo marginal mínimo de 31.49 USD/MW.h en febrero de 2024 y un costo marginal máximo de 50.92 USD/MW en julio de 2028, como se muestra en la Figura 5.2.

Figura 5.2:

Proyección de Costos Marginales en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso Base

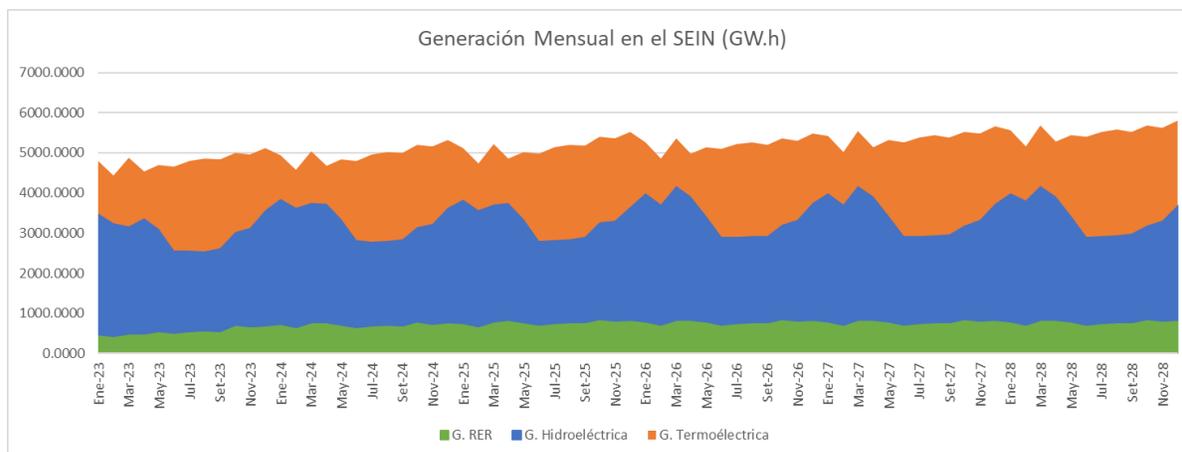


Fuente. Elaboración propia

5.3.1.2. Generación de energía en el SEIN

En la Figura 5.3 se muestra la generación mensual de energía en el SEIN, clasificada según el tipo de tecnología utilizada. En marzo de 2027, la generación hidroeléctrica alcanzará su punto más alto con 3,346.44 GWh. En agosto de 2028, la generación termoeléctrica registrará su valor máximo con 2,622.11 GWh. Por último, en octubre de 2028, la generación RER tendrá su mayor aporte, llegando a 855.15 GWh.

Asimismo, se observa un mayor aporte hidroeléctrico durante la temporada de avenida y un incremento en la generación termoeléctrica durante la temporada de estiaje, complementándose mutuamente de manera estacional.

Figura 5.3:*Generación Mensual en el SEIN (GW.h) - Caso Base*

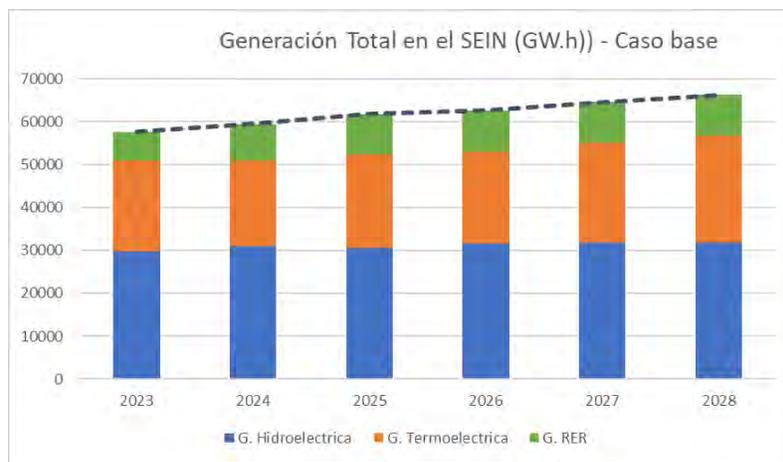
Fuente. Elaboración propia

La generación total del SEIN aumentará un 15.13% el año 2028 en comparación con el año 2023. Durante ese mismo periodo, la generación hidroeléctrica crecerá un 6.89%, la generación termoeléctrica un 18.24% y la generación RER un 42.01%, según la Tabla 5.2. Estos datos indican que, a pesar de la expansión del parque generador con un mayor número de proyectos RER, la generación termoeléctrica se incrementará mucho más que la generación hidroeléctrica. Este aumento en la generación termoeléctrica tiene un impacto significativo en el incremento de los costos marginales.

Tabla 5.2:*Generación Total Caso Base*

Generación Total en el SEIN (GW.h) - Caso base				
Año	G. Hidroeléctrica	G. Termoeléctrica	G. RER	Total
2023	29,747.55	21,142.46	6,660.57	57,550.58
2024	30,885.03	19,957.84	8,668.08	59,510.94
2025	30,510.89	21,892.19	9,308.25	61,711.33
2026	31,677.36	21,406.32	9,464.24	62,547.92
2027	31,769.08	23,353.59	9,445.44	64,568.11
2028	31,798.52	24,998.22	9,458.92	66,255.66

Fuente. Elaboración propia

Figura 5.4:*Generación Total en el SEIN (GW.h) - Caso Base***Fuente.** Elaboración propia

5.3.1.3. Factor de planta de las centrales del nodo energético sur peruano

Al considerar la expansión del parque generador en el caso base, se obtuvo como resultado que las centrales termoeléctricas del NES quedan inactivas. Esto se refleja en un factor de planta cero a lo largo de todo el horizonte de estudio, lo que significa que estas centrales no entrarán en operación utilizando combustible diésel bajo estas condiciones. Esta falta de uso se debe a la suficiencia de otras fuentes de generación o a la preferencia de otras tecnologías.

5.3.1.4. Capacidad de generación eficiente termoeléctrica

En esta sección, se evalúa la capacidad de la generación eficiente termoeléctrica a gas natural para satisfacer la demanda. Para ello, se considera la demanda residual que equivale a la producción total en el bloque de punta descontado la producida por la generación hidráulica y RER.

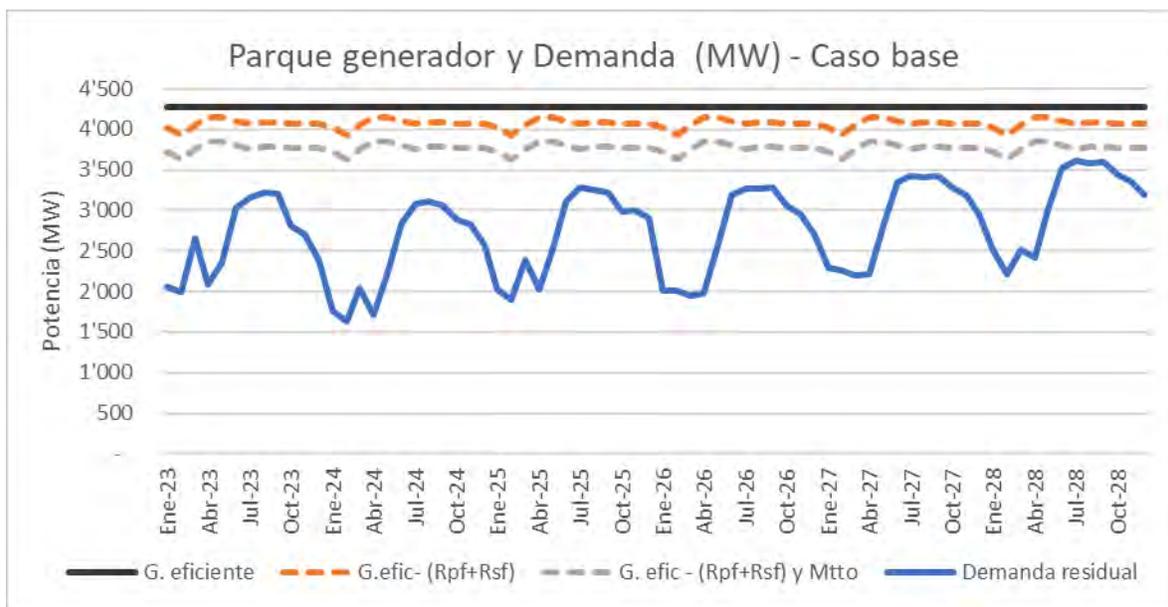
En el año 2028 durante la época de estiaje, las centrales termoeléctricas presentarán un mayor requerimiento, donde la potencia efectiva de las centrales termoeléctricas a gas

natural en SEIN será de 4,268.98 MW, frente a una máxima demanda residual de 3,604.91 MW en bloque punta, aproximándose bastante a la capacidad de generación eficiente del sistema.

No obstante, es importante aclarar que las centrales eléctricas del sistema proporcionan el servicio obligatorio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y compromisos de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), además de tener mantenimientos programados. Por lo tanto, la capacidad de generación eficiente termoeléctrica en el SEIN podría ser inferior a la potencia efectiva. Al descontar los servicios RPF y RSF, la capacidad se reduce a 4,149.45 MW. Si además se consideran los mantenimientos programados, la capacidad se reduce aún más, a 3,849.45 MW. Esta información se visualiza en la Figura 5.5.

Figura 5.5:

Capacidad de Generación Eficiente - Caso Base



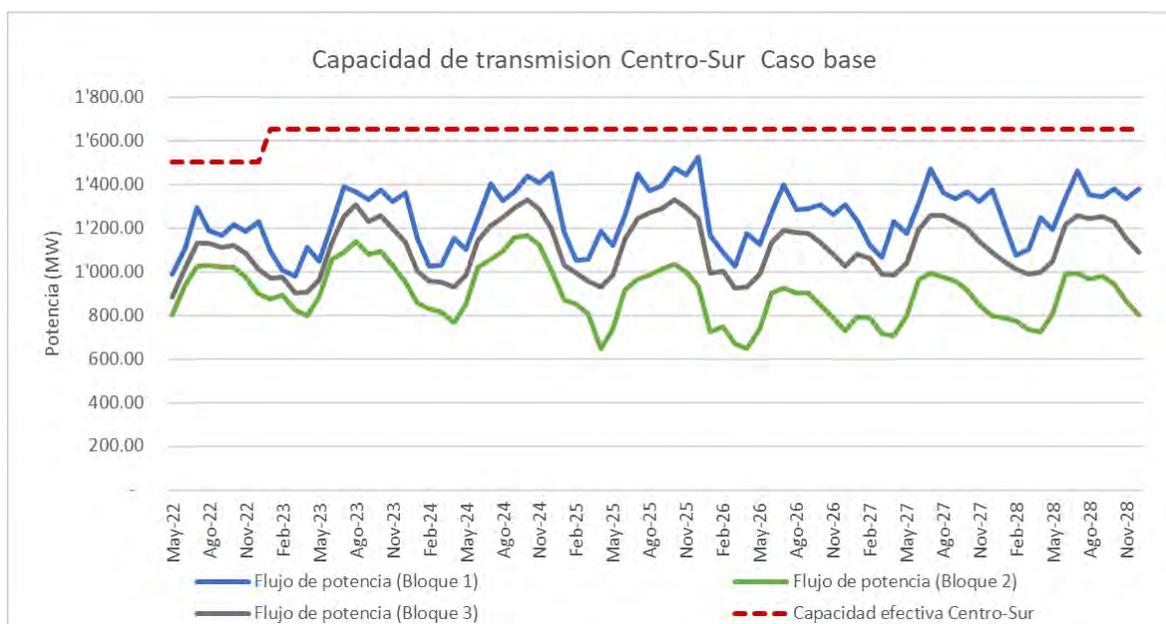
Fuente. Elaboración propia

5.3.1.5. Límite de transmisión en el enlace centro sur

En la Figura 5.6, se muestra el flujo de potencia en las líneas de transmisión del enlace Centro-Sur. Durante la hora punta (bloque 1) el flujo de potencia alcanza un valor máximo de 1,524.39 MW, cerca del límite de capacidad efectiva de transmisión de 1,650 MW establecido en la evaluación de la capacidad efectiva de transmisión Centro-Sur (COES, 2018). En este caso, debido a la falta de generación termoeléctrica eficiente en el sur de Perú, se importa una gran cantidad de potencia desde el centro del país. Esto se refleja en el incremento del flujo de potencia en el enlace sur, que se incrementa desde un mínimo del 60% hasta un máximo del 92% de su capacidad efectiva en el periodo de estudio 2023-2028, provocando una alta dependencia de generación del centro de Perú para suplir la demanda eléctrica del sur.

Figura 5.6:

Flujo de Potencia en Interconexión Centro-Sur (Caso Base)



Fuente. Elaboración propia

5.3.2. Sistema con Deficiencia de Generación (CASO I)

De acuerdo al capítulo IV, el caso I considera toda la oferta de generación actual en el SEIN hasta el año 2022, sin incluir la expansión del parque generador en el periodo de estudio 2023-2028. Se considera la proyección de la demanda conforme a la tasa de crecimiento del PBI en aproximadamente 3% y el costo de los combustibles declarados por las generadoras termoeléctricas hasta el año 2022.

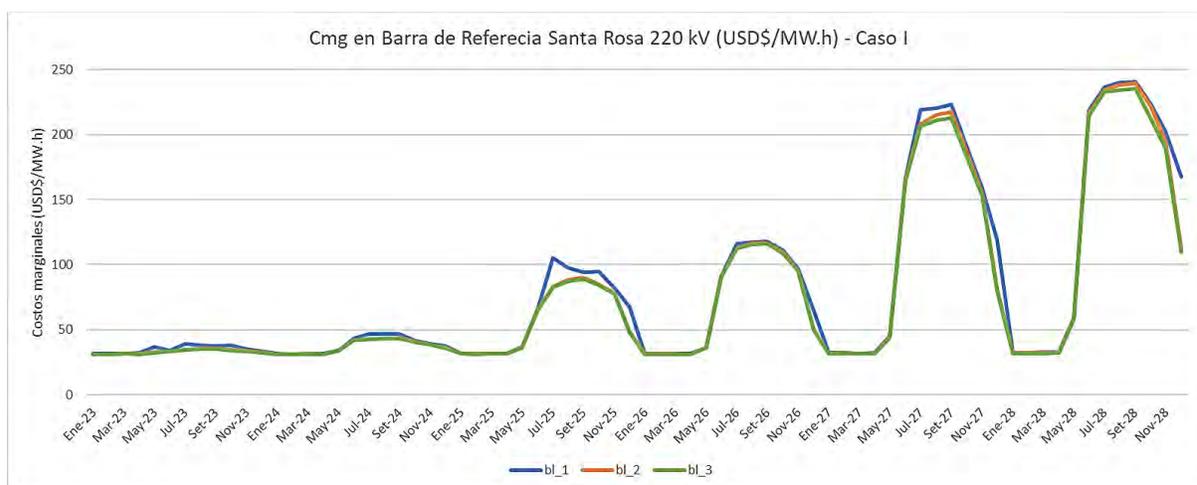
5.3.2.1. Costos Marginales en Barra de Referencia

El presente escenario planteado se consideró la deficiencia de generación eficiente en el sur debido a la falta de suministro de gas natural en las centrales termoeléctricas del NES y exclusión la expansión del parque generador hasta el año 2028.

Con respecto a la barra de referencia Santa Rosa 220 kV, el costo marginal mínimo fue de 31.34 USD\$/MW.h en febrero del 2024 y el costo marginal máximo será de 240.63 USD\$/MW.h en setiembre del 2028, según se visualiza en la Figura 5.7.

Figura 5.7:

Proyección de Costos Marginales en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso I

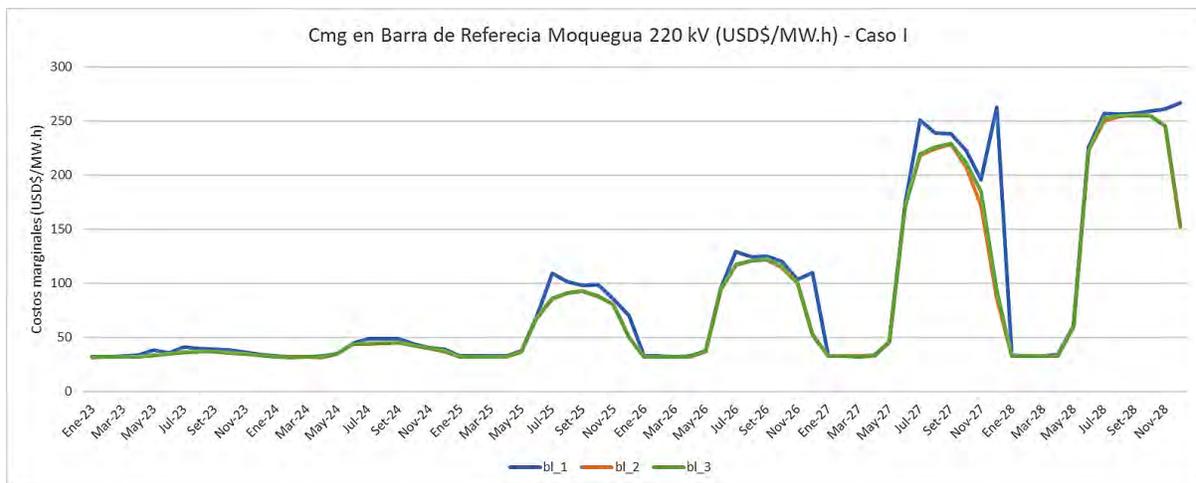


Fuente. Elaboración propia

De manera similar, en la barra de referencia Moquegua 220 kV, se registra un costo marginal mínimo de 31.94 USD/MW.h en febrero de 2024 y un costo marginal máximo de 266.89 USD/MW en diciembre de 2028, como se muestra en la Figura 5.8.

Figura 5.8:

Proyección de Costos Marginales en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso I

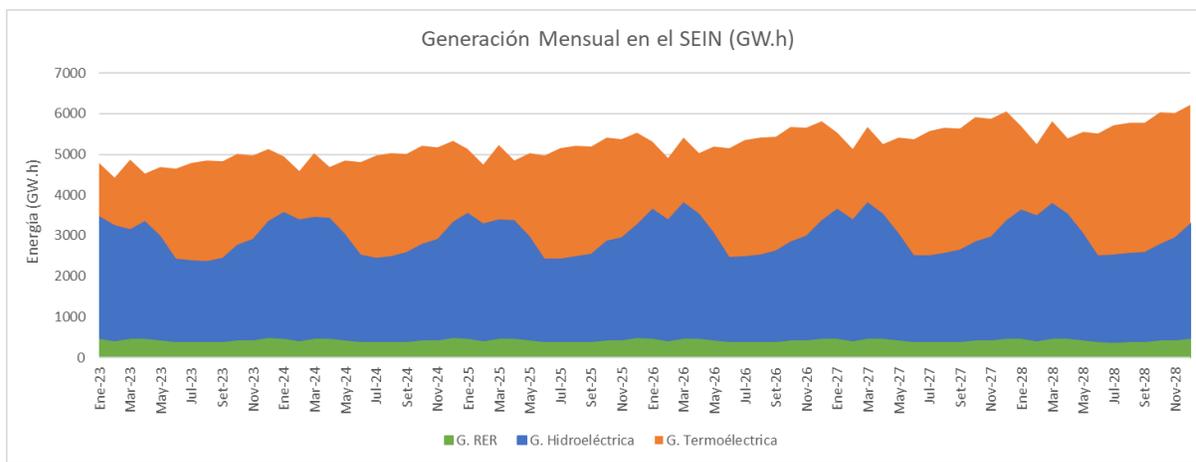


Fuente. Elaboración propia

5.3.2.2. Generación de Energía en el SEIN

En la Figura 5.9, se muestra la generación mensual de energía en el SEIN, clasificada según el tipo de tecnología utilizada. En marzo de 2027, la generación hidroeléctrica alcanzó su punto más alto con 3,334.54 GWh. En octubre de 2028, la generación termoeléctrica registró su valor máximo con 3,247.38 GWh. Por último, en diciembre de 2025, la generación RER tuvo su mayor aporte, llegando a 492.68 GWh.

Asimismo, se observa un mayor aporte hidroeléctrico durante la temporada de avenida e incremento en la generación termoeléctrica durante la temporada de estiaje, complementándose mutuamente de manera estacional.

Figura 5.9:*Generación Mensual en el SEIN (GW.h) - Caso I*

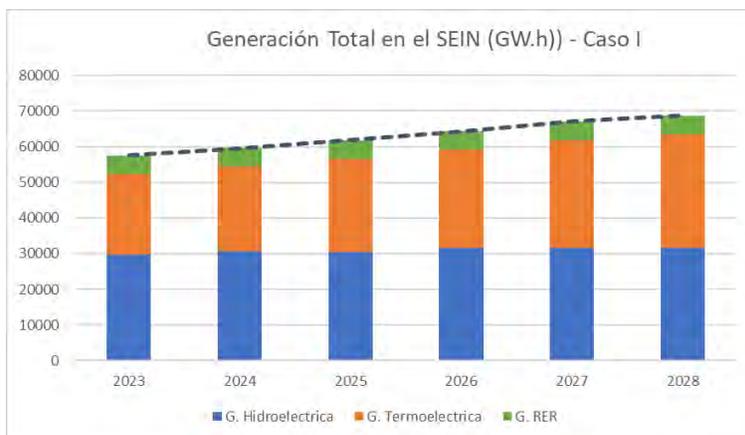
Fuente. Elaboración propia

La generación total del SEIN aumentará un 19.4 % el año 2028 en comparación con el año 2023. Durante ese mismo periodo, la generación hidroeléctrica crecerá un 6.29%, la generación termoeléctrica un 41.23% y la generación RER en 0%, según la Tabla 5.2. Estos datos indican que, al excluir la expansión del parque generador se llega a recurrir de mayor generación termoeléctrica en el futuro. En este caso el aumento en la generación termoeléctrica tiene gran impacto en el incremento de los costos marginales, debido a la generación termoeléctrica a diésel.

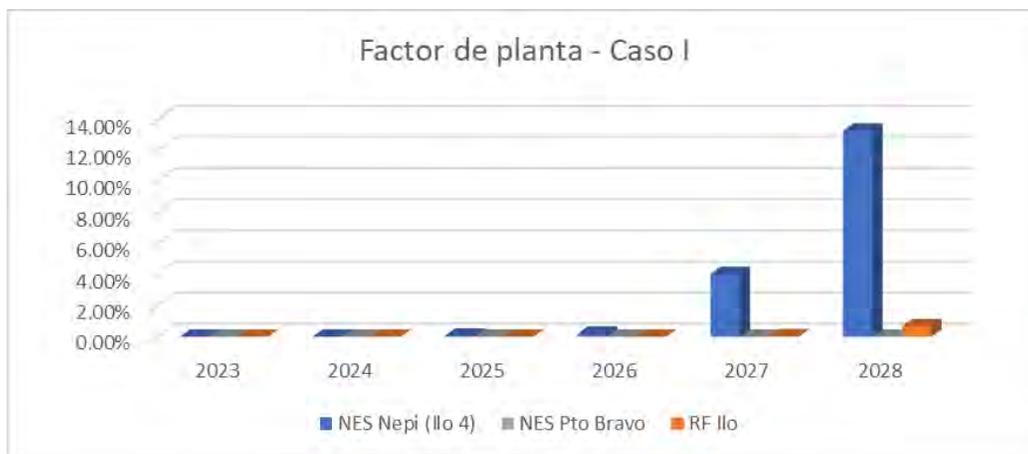
Tabla 5.3:*Generación Total Caso I*

Generación total en el SEIN (GW.h) - Caso I				
Año	G. Hidroeléctrica	G. Termoeléctrica	G. RER	Total
2023	29,701.20	22,615.66	5,275.45	57,592.31
2024	30,803.95	23,515.24	5,275.45	59,594.64
2025	30,388.31	26,145.97	5,275.45	61,809.74
2026	31,609.87	27,487.10	5,273.00	64,369.97
2027	31,701.57	30,114.39	5,268.16	67,084.11
2028	31,570.36	31,939.44	5,257.93	68,767.73

Fuente. Elaboración propia

Figura 5.10:*Generación Total en el SEIN (GW.h) – Caso I***Fuente.** Elaboración propia**5.3.2.3. Factor de Planta de las Centrales del Nodo Energético Sur Peruano**

En la Figura 5.11, se presenta el factor de planta de las centrales termoeléctricas del NES. Al considerar el crecimiento de la demanda eléctrica y no incluir la expansión del parque generador, se concluyó que las centrales termoeléctricas del NES seguirán operativas. Esto se refleja en el factor de planta de la central termoeléctrica Nepi (625.35 MW), que es del 4% en el año 2027 y del 13.27% en el año 2028. Asimismo, la central termoeléctrica RF Ilo (501.90 MW) muestra un factor de planta de 0.03% en 2027 y de 0.67% en 2028. Esto indica que estas centrales operarán utilizando combustible diésel en mayor medida durante estos años.

Figura 5.11:*Factor de Planta - Caso I***Fuente.** Elaboración propia

5.3.2.4. Capacidad de Generación Eficiente Termoeléctrica

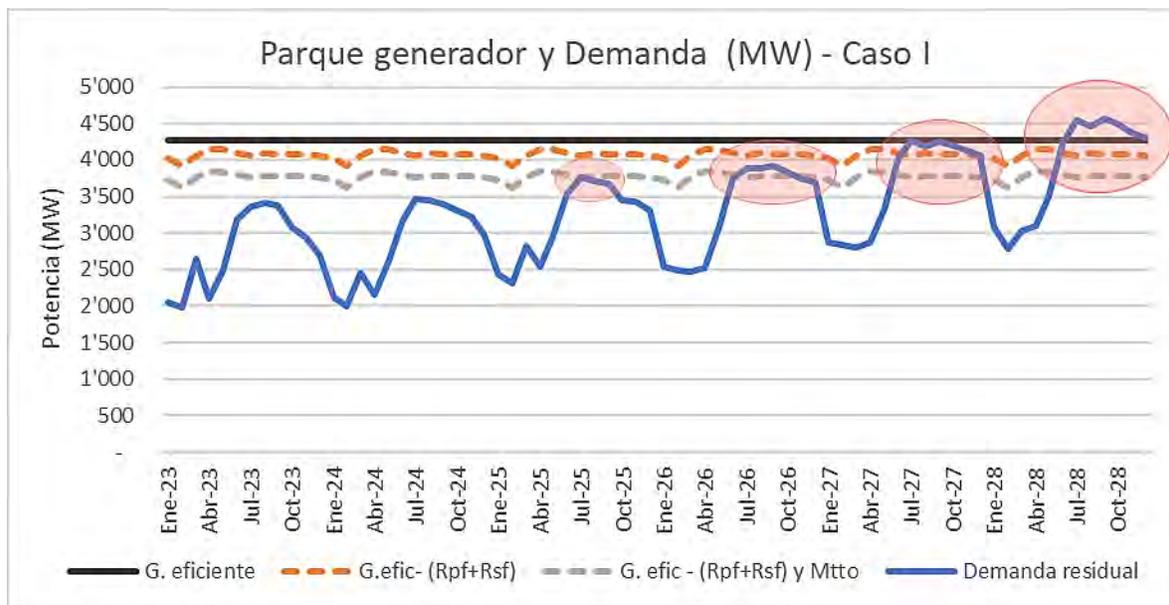
En la Figura 5.12, se observa que la demanda residual está muy cerca del límite de generación termoeléctrica eficiente de 4,269 MW en los años 2023 y 2024. Desde el 2025 hasta el 2028, durante la época de estiaje, la demanda residual crece significativamente, alcanzando 3,759 MW en 2025, 3,912 MW en 2026, 4,278 MW en 2027 y 4,557 MW en 2028. Este aumento supera el límite de generación termoeléctrica eficiente a gas natural, indicando que a partir del año 2025, será necesario utilizar en mayor proporción centrales termoeléctricas a diésel para satisfacer la demanda eléctrica del sistema.

Es importante aclarar que las centrales eléctricas del sistema proporcionan el servicio obligatorio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y compromisos de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), además de tener mantenimientos programados. En consecuencia, la capacidad de generación eficiente termoeléctrica en el SEIN será inferior a la potencia efectiva. Descontando los servicios RPF y RSF, la capacidad se reduce a

4,149.45 MW. Si además se consideran los mantenimientos programados, la capacidad se reduce aún más, a 3,849.45 MW.

Figura 5.12:

Capacidad de Generación Eficiente - Caso I



Fuente. Elaboración propia

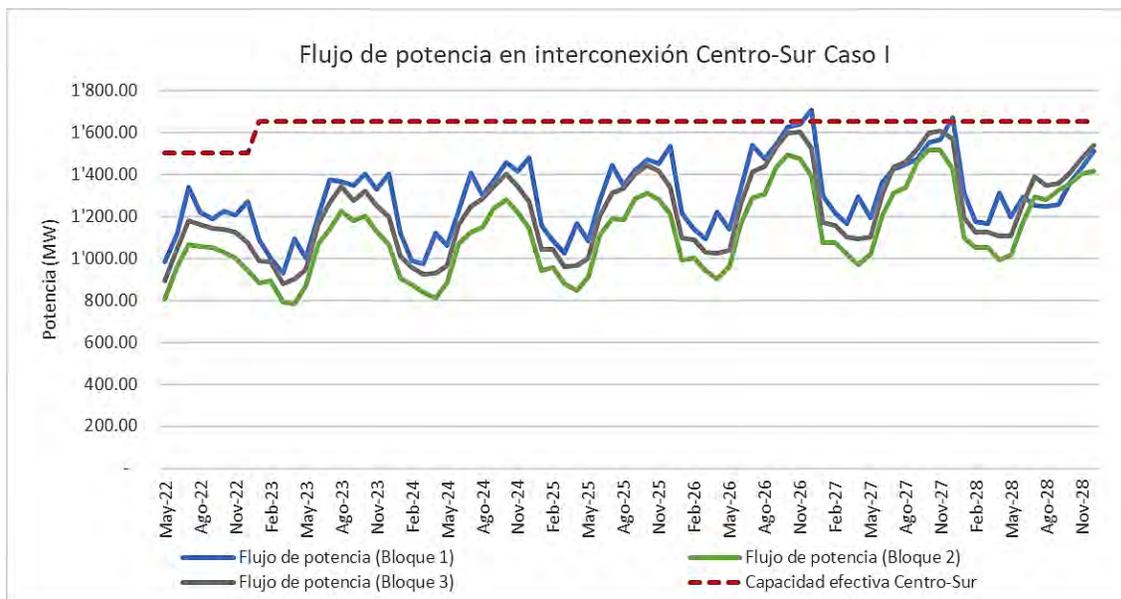
5.3.2.5. Límite de transmisión en el enlace centro sur

En la Figura 5.13, se muestra el flujo de potencia en las líneas de transmisión del enlace Centro-Sur. Durante la hora punta (bloque 1), el flujo de potencia alcanza un valor máximo de 1,706.43 MW, atravesando el límite de capacidad efectiva de transmisión de 1,650 MW establecido en la evaluación de la capacidad efectiva de transmisión Centro-Sur (COES, 2018). En este caso, debido a la falta de generación termoeléctrica eficiente en el sur de Perú, se importa una gran cantidad de potencia desde el centro del país. Esto se refleja en el incremento del flujo de potencia en el enlace centro sur, que se incrementa desde un mínimo del 56.30% hasta un máximo del 103.42% de su capacidad efectiva en el periodo

de estudio 2023-2028, provocando una gran dependencia de generación del centro de Perú para suplir la demanda eléctrica del sur.

Figura 5.13

Proyección de Flujo de Potencia Centro-Sur (Caso I)



Fuente. *Elaboracion propia*

5.3.3. Sistema con GN en el Nodo Energético Sur Peruano (CASO II)

En el presente caso se considera toda la oferta de generación actual en el SEIN hasta el año 2022, sin incluir la expansión del parque generador en el periodo 2023-2028 y la utilización de gas natural en las centrales termoeléctricas del NES mediante el Gasoducto Sur Peruano (GSP). Asimismo, se aplica una proyección de la demanda conforme a la tasa de crecimiento del PBI en aproximadamente 3% y el costo de los combustibles declarados por las generadoras termoeléctricas hasta el año 2022.

5.3.3.1. Costos marginales en barra de referencia

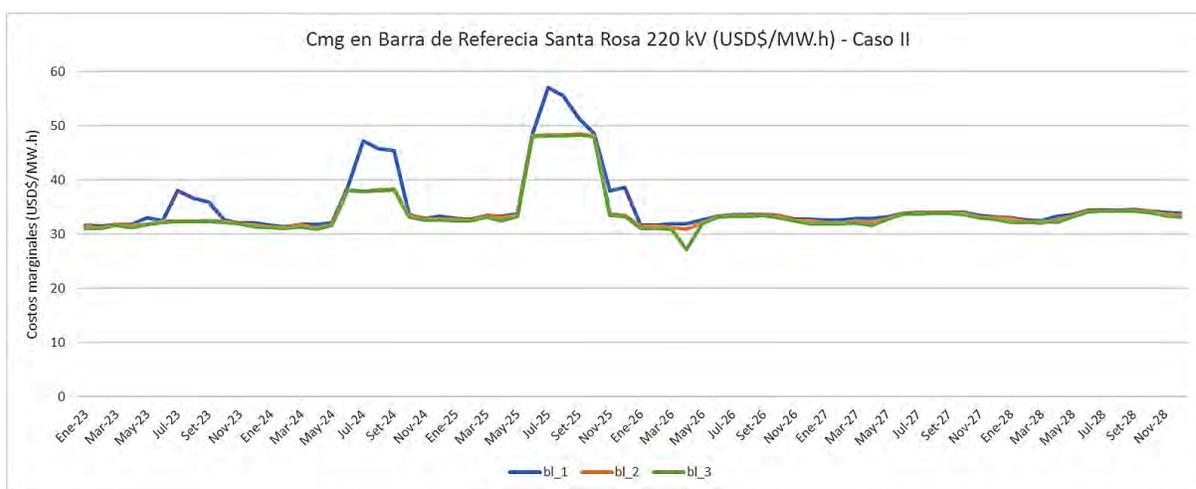
De acuerdo a este escenario, el cual incluye la generación eficiente en el sur con la operación de las centrales termoeléctricas del NES a gas natural desde el 2026, se obtiene

como resultados los costos marginales en tres bloques horarios en las barras de referencia del SEIN.

Con respecto a la barra de referencia Santa Rosa 220 kV, se muestra un costo marginal mínimo de 31.29 USD\$/MW.h en febrero del 2024 y un costo marginal máximo de 57.04 USD\$/MW.h en julio del 2025 en bloque punta, según se visualiza en la Figura 5.14. Además, a partir del 2026 los costos marginales se reducen y mantienen más estables.

Figura 5.14:

Proyección de Costos Marginales en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso II

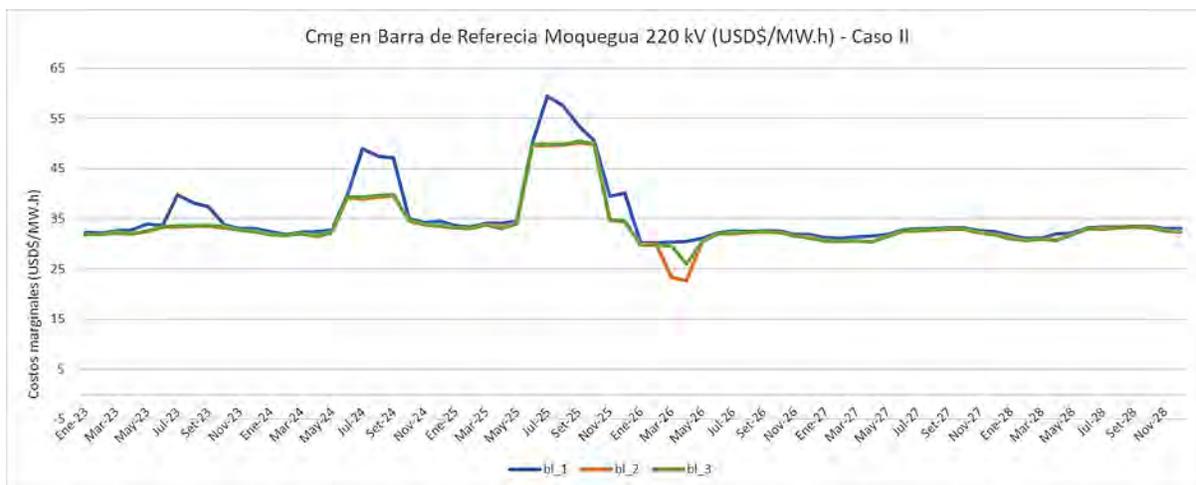


Fuente. Elaboración propia

De manera similar, en la barra de referencia Moquegua 220 kV, se registra un costo marginal mínimo de 30.17 USD/MW.h en febrero del 2026 y un costo marginal máximo de 59.41 USD/MW en julio del 2025, como se muestra en la Figura 5.15. Estos datos indican que la operación de las centrales del NES con gas natural incrementa la oferta de generación en el sur del Perú, de tal forma los costos marginales se reducen y conservan más estables a partir del 2026 en adelante.

Figura 5.15:

Proyección de Costos Marginales en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MW.h) - Caso II

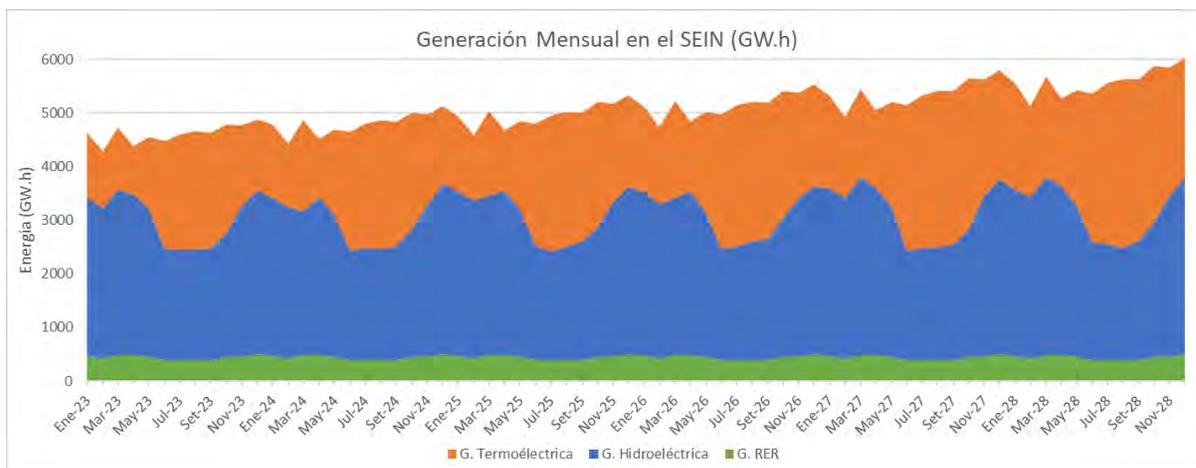


Fuente. Elaboración propia

5.3.3.2. Generación de energía en el SEIN

En la Figura 5.16, se muestra la generación mensual de energía en el SEIN, clasificada según el tipo de tecnología utilizada. En marzo de 2028, la generación hidroeléctrica alcanzó su punto más alto con 3,320.03 GWh. En agosto de 2028, la generación termoeléctrica registrará su valor máximo con 3,149.18 GWh. Por último, en diciembre de 2028, la generación RER tendrá su mayor aporte, llegando a 492.680 GWh.

Asimismo, se observa un mayor aporte hidroeléctrico durante la temporada de avenida y un incremento en la generación termoeléctrica durante la temporada de estiaje.

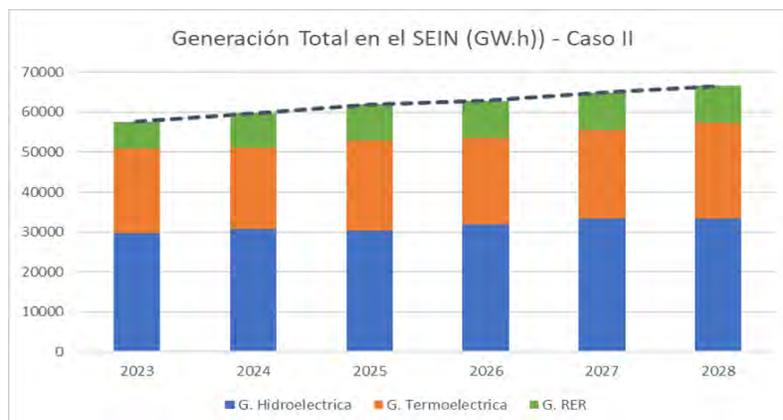
Figura 5.16:*Generación Mensual en el SEIN (GW.h)***Fuente.** Elaboración propia

La generación total del SEIN aumentará un 19.44% el año 2028 en comparación con el año 2023. Durante ese mismo periodo, la generación hidroeléctrica crecerá un 7.61%, la generación termoeléctrica un 41.08% y la generación RER un 0%, según la Tabla 5.4. Estos datos indican que, al excluir la expansión del parque generador se llega a recurrir de mayor generación termoeléctrica en el futuro. En este caso el incremento de generación termoeléctrica a gas natural tendrá un impacto positivo en la proyección de los costos marginales.

Tabla 5.4:*Generación Total Caso II*

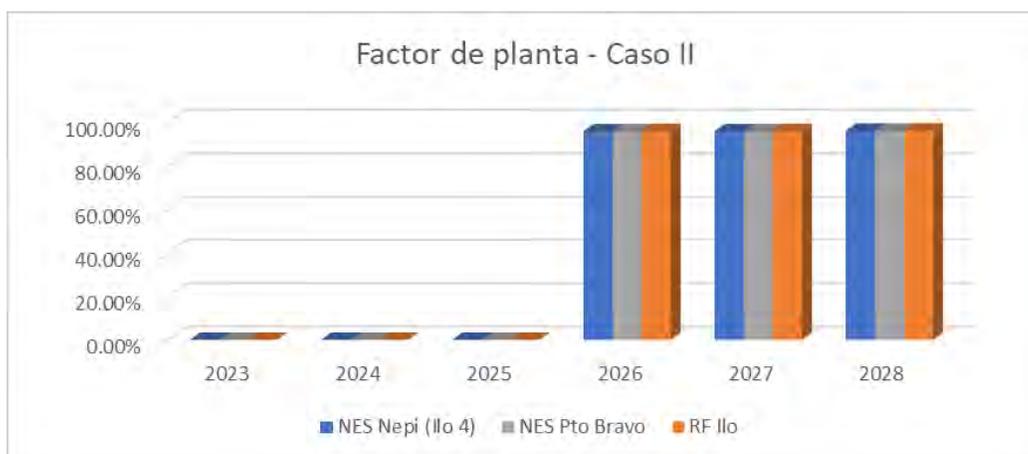
Generación Total en el SEIN (GW.h) - Caso II				
Año	G. Hidroeléctrica	G. Termoeléctrica	G. RER	Total
2023	30,765.82	21,549.65	5,275.45	57,590.92
2024	31,733.89	22,585.14	5,275.45	59,594.48
2025	31,984.94	24,562.86	5,275.45	61,823.25
2026	32,424.07	26,612.75	5,275.45	64,312.27
2027	32,883.92	28,834.27	5,275.45	66,993.64
2028	33,108.29	30,403.14	5,275.45	68,786.89

Fuente. *Elaboracion propia*

Figura 5.17:*Generación Total en el SEIN (GW.h)***Fuente.** Elaboración propia

5.3.3.3. Factor de Planta de las Centrales del Nodo Energético Sur Peruano

En la Figura 5.18 se muestra que, a partir del año 2026, las centrales termoeléctricas del NES tendrán altos factores de planta, donde la central termoeléctrica Nepi (625.35 MW) y Puerto Bravo (723.58 MW) alcanzarán el 96%, y RF Ilo (501.90 MW) operará al 96.17%. Esto indica una operación constante de estas plantas durante ese período.

Figura 5.18:*Factor de Planta - Caso II***Fuente.** Elaboración propia

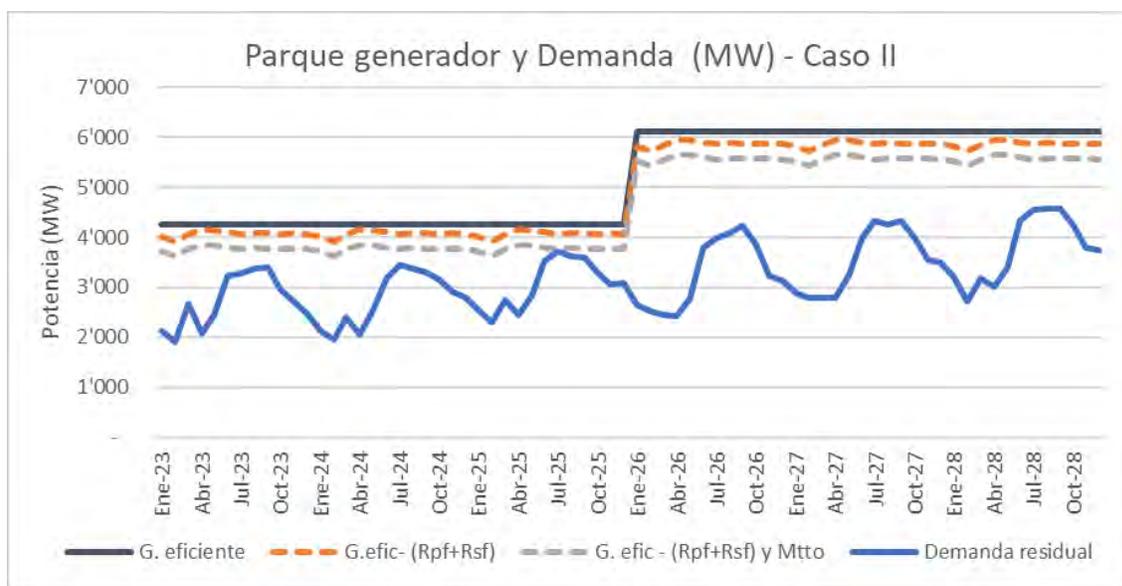
5.3.3.4. Capacidad de Generación Eficiente Termoelectrica

En la figura 5.19 se observa la generación termoelectrica eficiente a gas natural y la demanda residual, que se mantiene cerca del límite de generación eficiente de 4,269 MW desde 2023 hasta 2025. Con la operación de las centrales termoelectricas del NES a gas natural a partir de 2026, la generación eficiente aumenta a 6,120 MW, superando la demanda residual de 4,567 MW en 2028.

Es relevante destacar que las centrales eléctricas del sistema deben proporcionar servicios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), además de tener mantenimientos programados. Debido a esto, la capacidad de generación eficiente termoelectrica en el SEIN podría ser menor que la potencia efectiva. Descontando los servicios RPF y RSF, la capacidad se reduce a 5,948 MW, y con los mantenimientos programados, disminuye aún más a 5,648 MW.

Figura 5.19:

Capacidad de Generación Eficiente - Caso II



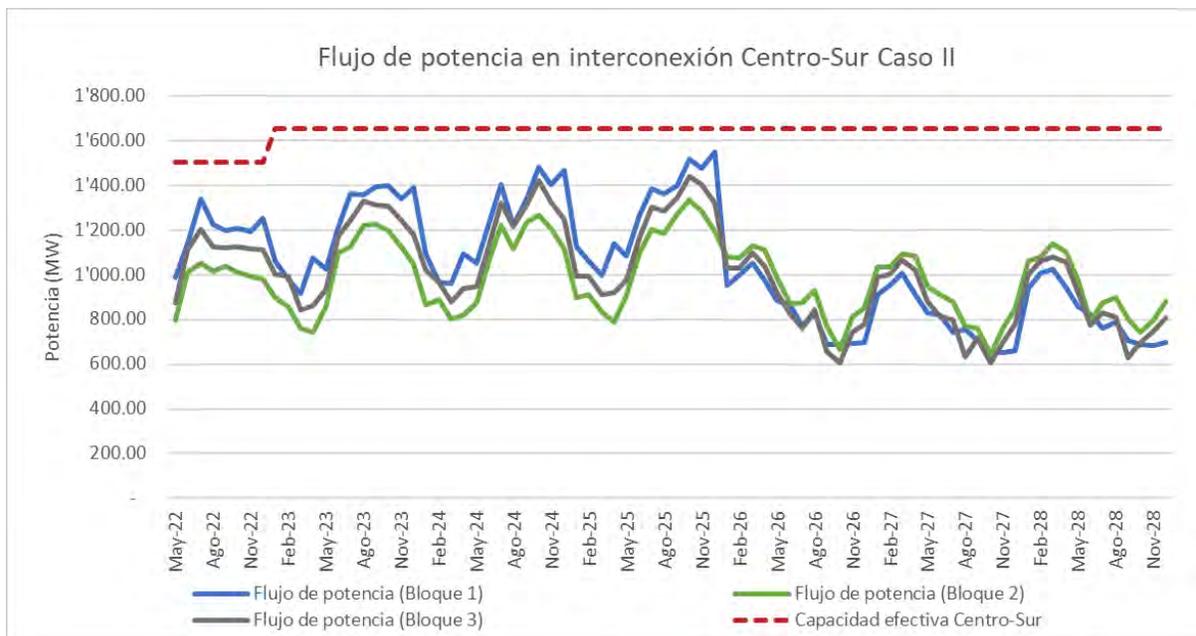
Fuente. *Elaboracion propia*

5.3.3.5. Límite de Transmisión en el Enlace Centro Sur

En la Figura 5.20, se muestra el flujo de potencia en las líneas de transmisión del enlace Centro-Sur. Hasta 2025, el flujo de potencia alcanza un máximo valor de 1,547.35 MW durante la hora punta (bloque 1), lo que representa el 93.78% de la capacidad efectiva de transmisión de 1,650 MW, según la evaluación de la capacidad efectiva de transmisión Centro-Sur (COES, 2018). A partir de 2026, el flujo de potencia disminuye, oscilando entre 652.23 MW y 1,052.35 MW, lo que corresponde al 39.53% y 63.78% de la capacidad efectiva. Este cambio se debe a la generación termoeléctrica eficiente en el sur de Perú, que proporciona suficiente generación local y permite la exportación de potencia al centro del país, lo cual se refleja en la reducción y cambio de dirección del flujo de potencia.

Figura 5.20

Proyección de Flujo de Potencia Centro-Sur (Caso II)



Fuente. *Elaboracion propia*

5.3.4. Sistema con GNL en el Nodo Energético Sur Peruano (CASO III)

El Caso II contempla toda la oferta de generación actual en el SEIN hasta el año 2022, excluyendo la expansión del parque generador en el periodo 2023-2028 y la utilización de gas virtual en las centrales termoeléctricas del NES. Similar al caso base, se proyecta la demanda en función de una tasa de crecimiento del PBI de aproximadamente 3%, utilizando los costos de combustibles declarados por las generadoras termoeléctricas hasta el año 2022.

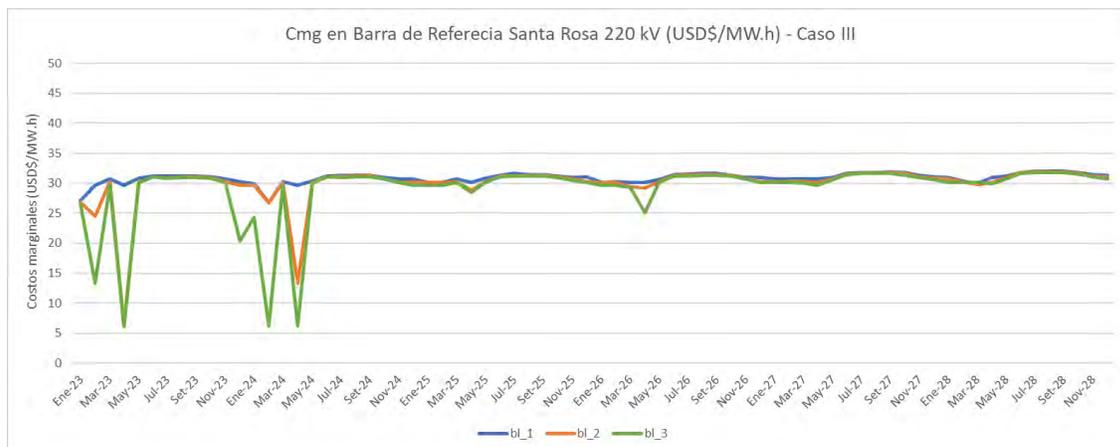
5.3.4.1. Costos Marginales en Barra de Referencia

En este escenario, que considera la generación eficiente en el sur con la operación de las centrales termoeléctricas del NES con gas natural a partir del año 2023, se obtienen los costos marginales en tres bloques horarios en las barras de referencia del SEIN.

En la barra de referencia Santa Rosa 220 kV, se muestra un costo marginal mínimo de 26.77 USD/MWh en febrero de 2024 y un costo marginal máximo de 32.00 USD/MWh en julio de 2028, durante el bloque punta (ver Figura 5.21).

Figura 5.21:

Proyección de Costos Marginales en Barra Santa Rosa 220 kV (USD\$/MWh) - Caso III

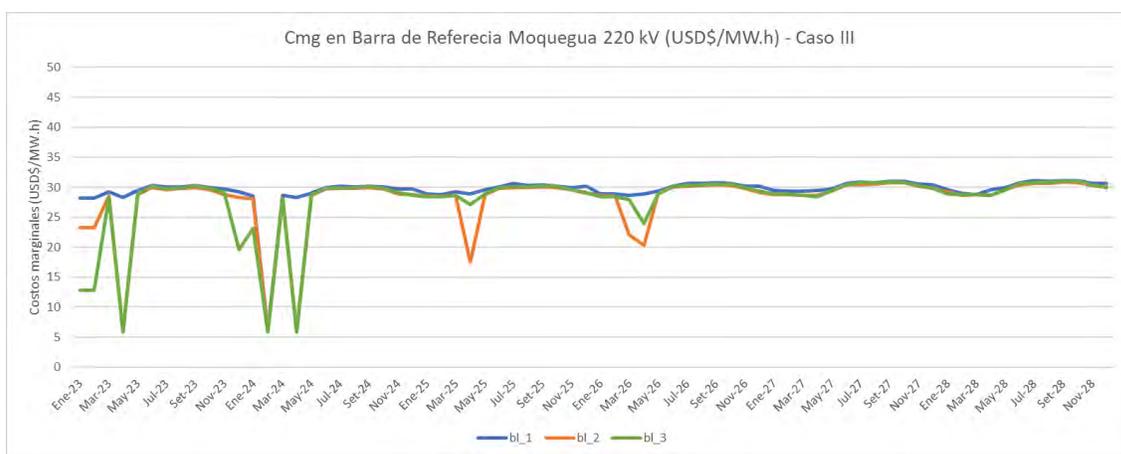


Fuente. Elaboración propia

En la Figura 5.22 se muestra la proyección de los costos marginales en barra de referencia Moquegua 220 kV. La operación de las centrales del NES con gas natural incrementará la oferta de generación en el sur, lo que reducirá significativamente los costos marginales en los primeros años. A partir del año 2024, los costos se mantendrán más estables, con un máximo de 31.10 USD/MWh y un mínimo de 28.34 USD/MWh.

Figura 5.22:

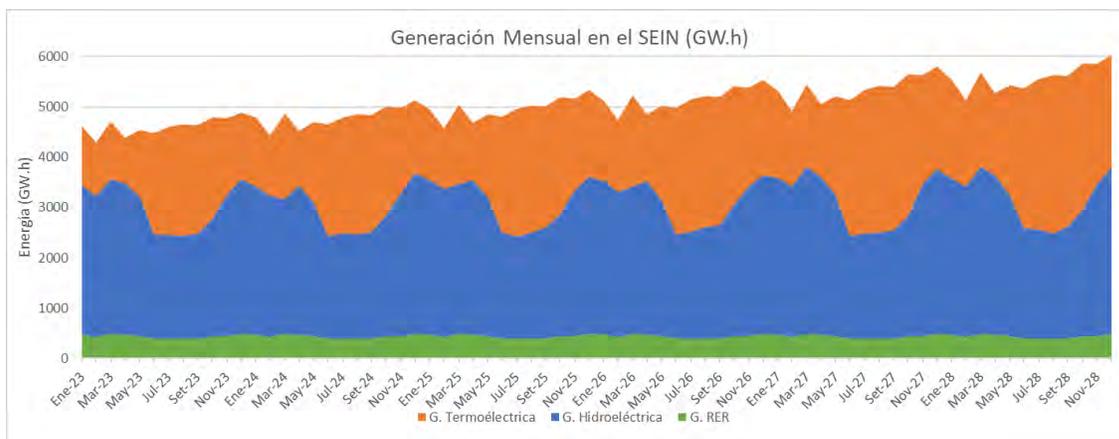
Proyección de Costos Marginales en Barra Moquegua 220 kV (USD\$/MWh) - Caso III



Fuente. Elaboración propia

5.3.4.2. Generación de energía en el SEIN

En la Figura 5.23 se detalla la generación mensual de energía en el SEIN, clasificada según tipo de tecnología. En marzo de 2028, la generación hidroeléctrica alcanzó un máximo de 3,328.80 GWh. En agosto de 2028, la generación termoeléctrica llegó a su punto más alto con 3,127.34 GWh, y en diciembre de 2028, la generación RER alcanzó los 492.68 GWh. Estos datos indican que la generación hidroeléctrica es predominante durante la temporada de avenida, mientras que la generación termoeléctrica se intensifica en la temporada de estiaje.

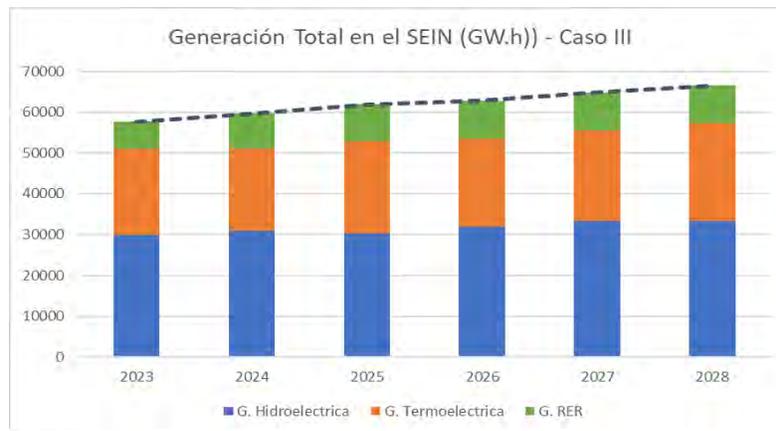
Figura 5.23:*Generación Mensual en el SEIN (GW.h)***Fuente.** Elaboración propia

La generación total del SEIN aumentó un 19.36% en 2028 en comparación con 2023. Durante este período, la generación hidroeléctrica creció un 9.55%, la generación termoeléctrica aumentó un 37.51%, y la generación RER se mantuvo sin cambios, según la Tabla 5.5. Estos datos revelan que, al excluir la expansión del parque generador se llega a recurrir de mayor generación termoeléctrica en el futuro, contribuyendo positivamente en la reducción de los costos marginales y brindando mayor estabilidad.

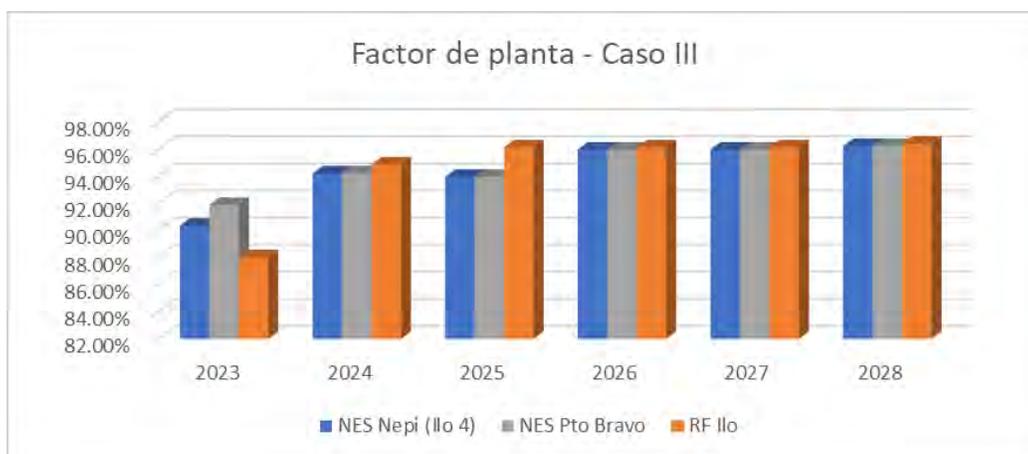
Tabla 5.5:*Generación Caso III*

Generación Total en el SEIN (GW.h) - Caso III				
Año	G. Hidroeléctrica	G. Termoeléctrica	G. RER	Total
2023	30,344.12	22,012.32	5,275.45	57,631.89
2024	31,524.29	22,856.30	5,275.45	59,656.04
2025	31,370.37	25,203.05	5,275.45	61,848.86
2026	32,914.20	26,134.39	5,275.45	64,324.04
2027	32,985.76	28,733.33	5,275.45	66,994.54
2028	33,241.93	30,270.04	5,275.45	68,787.42

Fuente. Elaboración propia

Figura 5.24:*Generación Total en el SEIN (GW.h)***Fuente.** Elaboración propia**5.3.4.3. Factor de planta de las centrales del nodo energético sur peruano**

La Figura 5.25 ilustra el factor de planta de las centrales termoeléctricas del NES, que mantendrán altos valores a partir de 2023. La central termoeléctrica Nepi (625.35 MW) operará con un factor de planta del 90% al 96%; Puerto Bravo (723.58 MW) alcanzará entre el 91% y el 96%; y la RF Ilo (501.90 MW) tendrá un factor de planta del 88% al 90%.

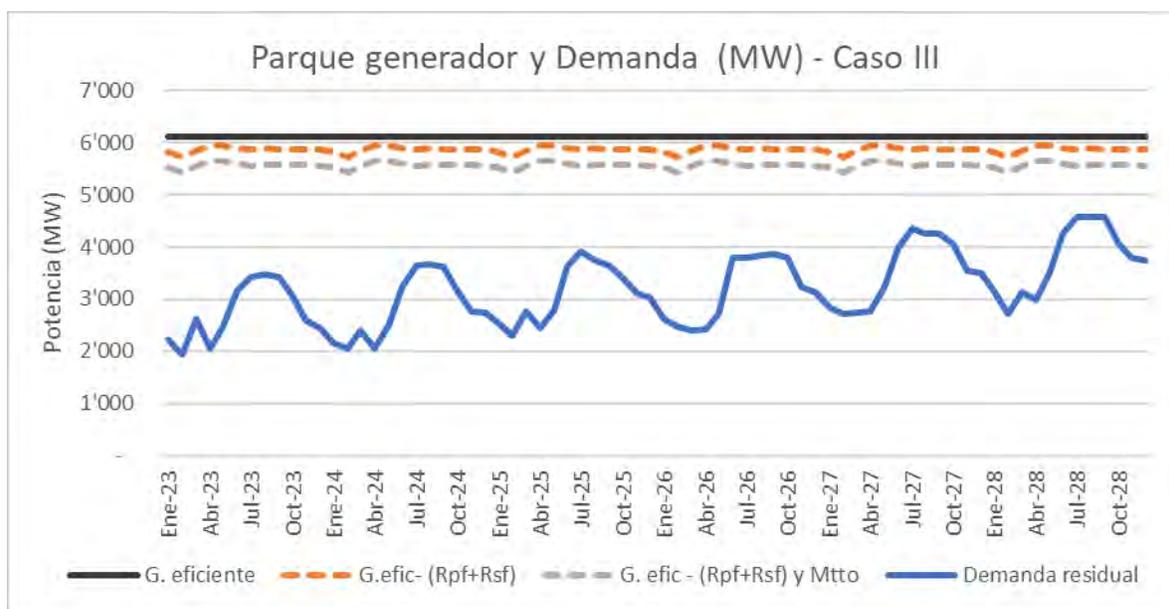
Figura 5.25:*Factor de Planta - Caso III***Fuente.** Elaboración propia

5.3.4.4. Capacidad de Generación Eficiente Termoeléctrica

Con la operación de las centrales termoeléctricas del NES a gas natural a partir de 2023, la generación eficiente alcanza los 6,120 MW, superando la demanda residual, que llega a un máximo de 4,567 MW durante la temporada de estiaje, como se muestra en la Figura 5.26. Sin embargo, las centrales eléctricas deben proporcionar servicios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), además de realizar mantenimientos programados. Por lo tanto, la capacidad efectiva de generación termoeléctrica en el SEIN se reduce a 5,948 MW al descontar los servicios de RPF y RSF, y a 5,648 MW al considerar los mantenimientos programados. A pesar de ello, la demanda residual se mantiene por debajo del límite de generación termoeléctrica eficiente, lo cual indica que durante todo el período de estudio la oferta de generación será suficiente y no se requerirá la operación de centrales termoeléctricas a diésel.

Figura 5.26:

Capacidad de Generación Eficiente - Caso III



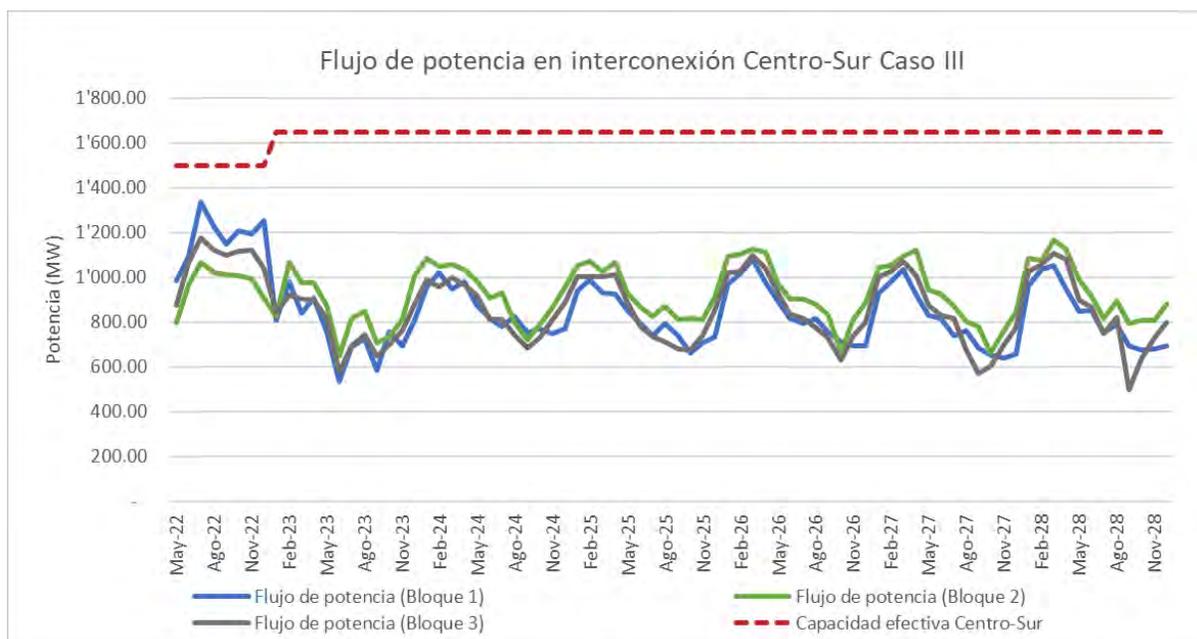
Fuente. Elaboración propia

5.3.4.5. Límite de Transmisión en el Enlace Centro Sur

La Figura 5.27 muestra el flujo de potencia en las líneas de transmisión del enlace Centro-Sur. Durante la hora punta (bloque 1) el flujo alcanza un valor máximo de 1,079.44 MW. Gracias a la generación termoeléctrica eficiente en el sur de Perú, se dispone de suficiente generación local, permitiendo así la exportación de potencia hacia el centro del país. Esto se evidencia en la reducción y cambio en el sentido del flujo de potencia en el enlace Centro-Sur, que se mantiene dentro del rango de 535.93 MW a 1,079.44 MW, representados por el 32.48% al 65.42% de la capacidad efectiva de transmisión de 1,650 MW, según la evaluación de la capacidad efectiva de transmisión Centro-Sur (COES, 2018).

Figura 5.27

Proyección de Flujo de Potencia Centro-Sur (Caso III)



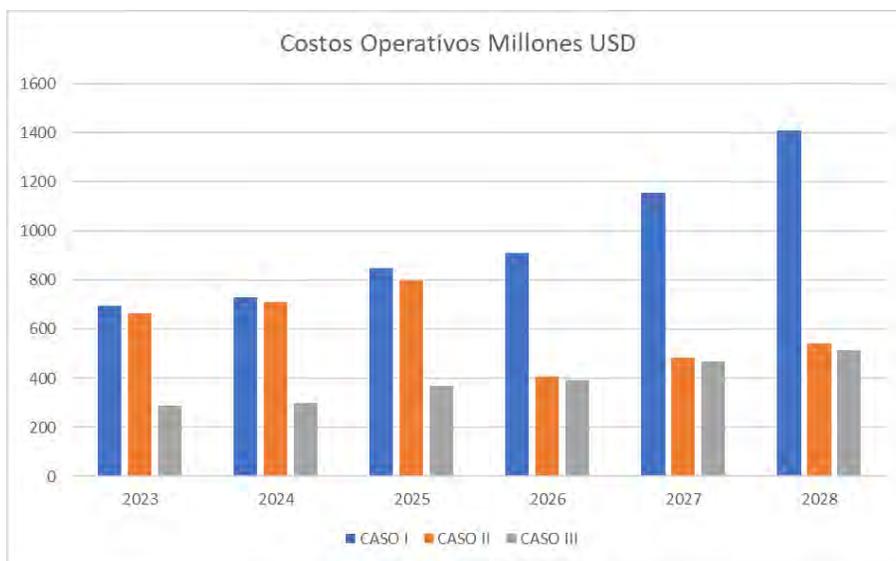
Fuente. *Elaboracion propia*

En la Figura 5.29, se observan los costos de operación de cada escenario planteado en el capítulo IV. En el caso base, los costos operativos aumentan de 649.68 millones de

dólares (MM USD) en 2023 a 777.66 MM USD en 2028. En el Caso I, los costos se incrementan de 697.07 MM USD en 2023 a 1,406.63 MM USD en 2028, debido a la mayor dependencia de centrales termoeléctricas a diésel para satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica. En el Caso II, los costos disminuyen de 663.19 MM USD en 2023 a 541.17 MM USD en 2028, gracias a mejoras en la eficiencia operativa y una mayor integración de generación termoeléctrica eficiente en el sur. En el Caso III, los costos operativos aumentan de 289.91 MM USD en 2023 a 516.78 MM USD en 2028, mostrando una reducción inicial de los costos operativos y posteriormente un ligero incremento, aunque por debajo de los otros casos evaluados. Estos datos destacan la importancia de la generación eficiente para minimizar costos y asegurar un suministro eléctrico estable y económico.

Figura 5.28:

Costos Operativos (USD)



Fuente. Elaboración propia

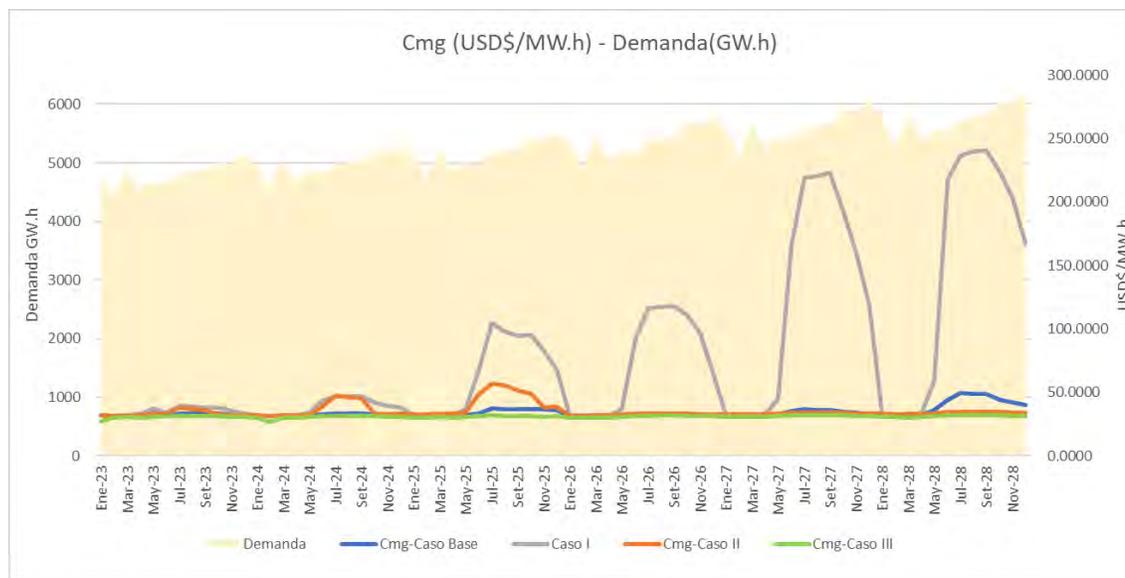
5.4. Validación de Hipótesis

En esta sección, se validarán la hipótesis general y las específicas mediante la evaluación de las variaciones en los costos marginales en cada caso simulado. El primer caso representa un sistema con deficiencia en la generación termoeléctrica eficiente en el sur, resultando en altos costos marginales debido a la producción costosa de energía mediante la operación de centrales termoeléctricas a diésel. En este escenario, los costos marginales alcanzan un máximo de 240.63 USD\$/MW.h en setiembre del 2028, mostrando un incremento significativo en comparación con el caso base, donde el máximo es de 49.13 USD/MW.h en julio de 2028.

Esto confirma la segunda hipótesis específica, donde el despacho económico de las centrales termoeléctricas del NES, en un contexto de déficit de generación eficiente en el sur, impacta significativamente los costos marginales del sistema, cubriendo el crecimiento de la demanda eléctrica durante el período 2023-2028 e incrementando significativamente los costos marginales. Este impacto se debe a la operación de las centrales termoeléctricas del NES, que mejoran su factor de planta como máximo hasta el 13.27% en el año 2028, y al incremento en la importación de flujo de potencia en el enlace Centro-Sur, que varía desde el 56.30% hasta el 103.42% de su capacidad efectiva de transmisión.

Figura 5.29

Comparación Demanda - Costos Marginales Promedio



Fuente. Elaboración propia

En el caso dos y tres, se presenta un sistema con incremento de generación eficiente en el Sur, mediante la implementación de gas natural en el Nodo Energético Sur Peruano, lo cual reduce los costos marginales frente a un escenario base, siendo el mayor costo marginal de 34.4641 USD\$/MW.h en setiembre del año 2028 en el caso dos y 31.2131 USD\$/MW.h en julio del 2028 en el caso tres, ambos por debajo del máximo costo marginal base de 49.133 USD\$/MW.h en julio del 2028. En la Tabla 5.6, se muestra las variaciones de los costos marginales en comparación al caso base, en el Caso I se observa variaciones positivas, esto indica un gran incremento en los costos marginales frente a un caso base. En el Caso II y III se verifican variaciones negativas, las cuales indican una reducción en los costos marginales.

Tabla 5.6:*Variación de los Costos Marginales*

Fecha	Costos marginales promedios				Variación (%)		
	Caso Base	Caso I	Caso II	Caso III	Caso I	Caso II	Caso III
Ene-23	31.6255	31.6254	31.6138	27.0451	0.000%	-0.037%	-14.483%
Feb-23	31.5483	31.5218	31.4909	29.6484	-0.084%	-0.182%	-6.022%
Mar-23	31.8396	31.8435	31.8107	30.7398	0.012%	-0.091%	-3.454%
Abr-23	32.4460	32.3458	31.7984	29.6630	-0.309%	-1.996%	-8.577%
May-23	34.0287	37.0405	33.0195	30.7883	8.851%	-2.966%	-9.523%
Jun-23	32.3677	34.1311	32.3873	31.1559	5.448%	0.060%	-3.744%
Jul-23	33.0849	39.0604	38.0598	31.1316	18.061%	15.037%	-5.904%
Ago-23	33.0526	38.3720	36.5808	31.1537	16.094%	10.675%	-5.745%
Set-23	33.1472	37.7059	35.9075	31.1315	13.753%	8.328%	-6.081%
Oct-23	32.9928	38.0791	32.5173	31.0326	15.416%	-1.441%	-5.941%
Nov-23	32.6146	35.2415	31.9911	30.7647	8.054%	-1.912%	-5.672%
Dic-23	32.3102	33.2677	31.9922	30.2587	2.963%	-0.984%	-6.350%
Ene-24	31.2285	31.7152	31.6657	29.8827	1.559%	1.400%	-4.310%
Feb-24	31.0849	31.3427	31.2957	26.7795	0.829%	0.678%	-13.850%
Mar-24	31.5641	31.8377	31.7840	30.1987	0.867%	0.697%	-4.326%
Abr-24	31.2757	31.7354	31.7043	29.7138	1.470%	1.370%	-4.994%
May-24	31.9467	34.1213	31.9700	30.3645	6.807%	0.073%	-4.953%
Jun-24	32.7720	43.1377	38.5163	31.2196	31.630%	17.528%	-4.737%
Jul-24	32.9696	46.7513	47.2108	31.2883	41.801%	43.195%	-5.099%
Ago-24	33.0467	46.6993	45.8235	31.3110	41.313%	38.663%	-5.252%
Set-24	33.0960	46.6668	45.4133	31.2958	41.004%	37.217%	-5.440%
Oct-24	32.6219	41.7609	33.5841	30.9477	28.015%	2.950%	-5.132%
Nov-24	32.3831	39.0385	32.8511	30.6935	20.552%	1.445%	-5.217%
Dic-24	32.3174	37.7417	33.2988	30.6933	16.784%	3.037%	-5.026%
Ene-25	31.6993	31.9166	32.8519	30.1732	0.685%	3.636%	-4.814%
Feb-25	31.6597	31.8530	32.6887	30.1434	0.611%	3.250%	-4.790%
Mar-25	31.7736	32.0151	33.4772	30.7208	0.760%	5.362%	-3.313%
Abr-25	31.6761	32.0036	33.3032	30.1823	1.034%	5.136%	-4.716%
May-25	32.1504	36.7949	33.7582	30.8639	14.446%	5.001%	-4.001%
Jun-25	33.4895	66.4265	48.4125	31.2598	98.350%	44.560%	-6.658%
Jul-25	37.4710	104.9580	57.0430	31.6578	180.105%	52.232%	-15.514%
Ago-25	36.7011	97.8692	55.5050	31.4547	166.666%	51.235%	-14.295%
Set-25	36.3238	94.3578	51.3734	31.4001	159.769%	41.432%	-13.555%
Oct-25	36.9185	94.8897	48.5458	31.1506	157.025%	31.495%	-15.623%
Nov-25	36.5941	82.2902	37.9851	30.8986	124.873%	3.801%	-15.564%
Dic-25	36.0728	67.5105	38.5269	31.0464	87.151%	6.803%	-13.934%
Ene-26	31.4295	31.8002	31.5812	30.1823	1.180%	0.483%	-3.968%

Feb-26	31.3742	31.7780	31.5931	30.1941	1.287%	0.698%	-3.761%
Mar-26	31.3605	31.7814	31.8880	30.1699	1.342%	1.682%	-3.797%
Abr-26	31.3735	31.8141	31.8664	30.1507	1.404%	1.571%	-3.897%
May-26	31.9439	36.5875	32.5233	30.6562	14.537%	1.814%	-4.031%
Jun-26	32.7738	91.5922	33.3250	31.3954	179.468%	1.682%	-4.206%
Jul-26	33.0094	116.1062	33.5649	31.5157	251.737%	1.683%	-4.525%
Ago-26	33.0004	117.4390	33.5403	31.6331	255.871%	1.636%	-4.143%
Set-26	33.0543	117.8571	33.5572	31.6364	256.556%	1.521%	-4.290%
Oct-26	32.7445	110.8432	33.4511	31.3615	238.509%	2.158%	-4.224%
Nov-26	32.4198	96.8280	32.7253	30.9555	198.669%	0.942%	-4.517%
Dic-26	32.1250	64.6930	32.6889	30.9288	101.379%	1.755%	-3.724%
Ene-27	31.7017	32.1116	32.5318	30.7375	1.293%	2.618%	-3.042%
Feb-27	31.6921	32.2366	32.5395	30.6879	1.718%	2.674%	-3.169%
Mar-27	31.7412	32.0011	32.8885	30.7666	0.819%	3.615%	-3.070%
Abr-27	31.6951	32.3729	32.8672	30.7490	2.139%	3.698%	-2.985%
May-27	32.3213	44.7513	33.1127	30.9676	38.458%	2.449%	-4.188%
Jun-27	35.3168	166.4234	33.8658	31.6804	371.231%	-4.108%	-10.297%
Jul-27	36.4717	219.3106	34.0272	31.8313	501.317%	-6.702%	-12.723%
Ago-27	36.0265	220.4356	34.0271	31.7856	511.870%	-5.550%	-11.772%
Set-27	36.2660	223.2692	34.0296	31.8373	515.643%	-6.167%	-12.212%
Oct-27	34.7898	191.5170	33.9445	31.7247	450.498%	-2.430%	-8.810%
Nov-27	33.9531	159.0876	33.3678	31.2577	368.551%	-1.724%	-7.939%
Dic-27	32.8951	118.8709	33.1700	31.0917	261.364%	0.836%	-5.482%
Ene-28	31.8066	32.4033	33.0040	30.9171	1.876%	3.765%	-2.796%
Feb-28	31.6825	32.2137	32.6152	30.4018	1.676%	2.944%	-4.042%
Mar-28	32.0015	33.0927	32.4385	29.9395	3.410%	1.366%	-6.443%
Abr-28	31.7600	32.9655	33.3452	30.9252	3.796%	4.991%	-2.628%
May-28	35.9302	59.1798	33.5233	31.1838	64.708%	-6.699%	-13.210%
Jun-28	44.1256	218.3433	34.4305	31.8136	394.822%	-21.972%	-27.902%
Jul-28	49.1334	236.6098	34.4341	32.0063	381.566%	-29.917%	-34.858%
Ago-28	48.6400	239.7751	34.4396	31.9976	392.959%	-29.195%	-34.215%
Set-28	49.0877	240.6373	34.4641	31.9915	390.219%	-29.791%	-34.828%
Oct-28	44.2401	223.8961	34.3162	31.7961	406.093%	-22.432%	-28.128%
Nov-28	42.3562	202.6708	33.9007	31.4197	378.491%	-19.963%	-25.820%
Dic-28	39.7625	167.4009	33.7924	31.3433	321.002%	-15.014%	-21.174%

Fuente. Elaboración propia

5.4.1. Análisis de Varianza Unidireccional (ANOVA one-way)

Para la prueba de hipótesis se aplicará la prueba estadística de análisis de varianza, la cual es muy útil para comparar las medias y varianzas entre más de dos grupos de evaluación. (Hernández Sampieri et al., 2014)

El análisis de varianza calcula el valor de distribución F, el cual permite aceptar o rechazar la hipótesis nula, dentro de una distribución normal de 0.05. Para ello se utilizarán los resultados en cada caso de simulación, considerando los costos marginales como la variable dependiente para el siguiente cálculo estadístico.

Tabla 5.7:

Tabla de Varianza Unidireccional

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado medio	F
Entre las muestras	$SC_{Trat} = \sum_{i=1}^k n_i (\bar{x}_i - \bar{x}_{..})^2$	$k - 1$	$CM_{Trat} = \frac{SC_{Trat}}{k - 1}$	$F = \frac{CM_{Trat}}{CM_{Error}}$
Dentro de las muestras	$SC_{Error} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \bar{x}_i)^2$	$N - k$	$CM_{Error} = \frac{SC_{Error}}{N - k}$	
Total	$SC_{Total} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \bar{x}_{..})^2$	$N - 1$		

Fuente. Elaboración propia

- F : Valor de distribución
- CM_{Trat} : Cuadrado medio para los tratamientos o casos
- CM_{Error} : Cuadrado medio error
- SC_{Trat} : Sumatoria de cuadrados para los tratamientos o casos.
- SC_{Error} : Sumatoria de los cuadrados del error.
- SC_{Total} : Sumatoria de cuadrados del total.
- n_i : Cantidad de datos en cada caso.
- \bar{x}_i : Cuadrado de los costos marginales.

- x_{ij} : Costos marginales
 N : Cantidad de datos en total.
 k : Número de casos

En la Tabla 5.8 se presenta la sumatoria de los costos marginales, así como las medias y la varianza para cada escenario de simulación. Según estos resultados, se puede afirmar que en el Caso I la varianza es muy alta, lo que indica una gran dispersión de los costos marginales y significativas diferencias entre ellos. Por otro lado, en el Caso II, la varianza se reduce, lo cual indica mayor estabilidad y menor dispersión de los costos marginales. Finalmente, en el caso III la varianza es muy baja, casi nula, lo que sugiere que los costos marginales son muy estables y no presentan una gran dispersión.

Tabla 5.8:

Resumen de Varianza en Cada Caso de Simulación

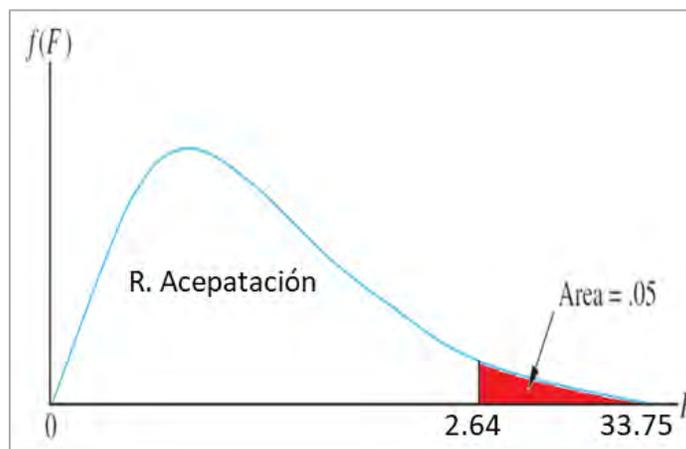
Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
Caso base	72	2461.89969	34.19305125	17.3537641
Caso I	72	5726.36396	79.53283278	4516.361819
Caso II	72	2535.13761	35.21024458	31.67326116
Caso III	72	2221.48531	30.85396264	0.810586395

Fuente. Elaboración propia

En la Tabla 5.9 se presentan los resultados del análisis de varianza, donde se obtuvo un valor crítico de 2.63. Este valor establece el límite para aceptar o rechazar la hipótesis nula. Además, se obtuvo un factor de distribución (F) de 33.75, el cual se encuentra a la derecha del valor crítico, como se muestra en la Figura 5.30. Por lo tanto, en esta investigación se rechaza la hipótesis nula, ya que se observan diferencias significativas en los costos marginales en cada caso de simulación.

Tabla 5.9:*Análisis de Varianza (ANOVA)*

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	115577.6652	3	38525.88839	33.74875668	1.09675E-18	2.636391461
Dentro de los grupos	324200.1596	284	1141.549858			
Total	439777.8248	287				

Fuente. Elaboración propia**Figura 5.30:***Distribución F***Fuente.** Elaboración propia

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El crecimiento de la demanda eléctrica tiene un impacto significativo en la proyección de los costos marginales del SEIN durante el período 2023-2028. Al considerar la incorporación del Nodo Energético del Sur Peruano (NES) los resultados muestran variaciones importantes dependiendo del tipo de combustible utilizado. En el Caso I, con la operación a diésel, los costos marginales aumentan de 31.34 USD/MWh a 240.63 USD/MWh. En el Caso II, con gas natural a través del Gasoducto Sur Peruano (GSP), los costos se mantienen entre 31.58 USD/MWh y 34.46 USD/MWh. En el Caso III, con gas natural licuado (GNL), los costos varían de 26.77 USD/MWh a 32.00 USD/MWh. Estos resultados demuestran que el uso de gas natural en el NES reduce y estabiliza los costos marginales en el período 2023-2028, beneficiando a largo plazo a los usuarios libres y regulados, ya que los costos marginales representan aproximadamente el 49.5% de la tarifa regulada.
2. El año 2022, la máxima demanda alcanzó los 7,467.45 MW, lo que representa un incremento del 4.10% respecto al año 2021. Según el despacho económico, la generación hidroeléctrica en el SEIN operó al 50% de su capacidad efectiva (5,202.23 MW). En el sur del país se evidenció una deficiencia de generación eficiente, lo que llevó a la operación de las centrales del NES con diésel, las cuales cubrieron el 40% (750 MW) de la demanda local de 1,871.07 MW. Esto provocó un aumento significativo en los costos marginales, que pasaron de 21.55 USD/MW.h a 86.30 USD/MW.h. Además, durante las horas de máxima demanda, se importaron entre 645 MW y 1,467 MW a través del enlace

centro-sur, representando el 34% y el 79% de la demanda local del sur. Esto resalta la fuerte dependencia del centro de Perú para satisfacer la demanda local del sur.

3. En un escenario con déficit de generación eficiente en el sur durante el período 2023-2028, el despacho económico de las centrales termoeléctricas del NES tendrá un impacto significativo en los costos marginales, que fluctuarán entre 31.34 USD/MW.h y 240.63 USD/MW.h. El factor de planta de estas centrales aumentara hasta un máximo del 13.27%. Además, el flujo de potencia en el enlace centro-sur se incrementará de 928.95 MW a 1,706.43 MW, representando el 56.30% y el 103.42% de su capacidad efectiva de transmisión.
4. La utilización de gas natural en las centrales termoeléctricas del NES reduce los costos variables influyendo beneficiosamente en la proyección de los costos marginales. En el caso II, con el suministro del Gasoducto Sur Peruano (GSP), los costos marginales se reducen de 31.58 USD/MW.h a 34.46 USD/MW.h, las centrales termoeléctricas del NES adquieren un factor de planta de hasta el 96.17%, y el flujo de potencia en el enlace Centro-Sur se reduce entre 652.23 MW y 1,052.35 MW, representando el 39.53% y 63.78% de su capacidad efectiva. En el caso III, con suministro de gas virtual, los costos marginales bajan aún más, situándose entre 26.77 y 32.00 USD/MW.h, con un factor de planta de hasta el 96% y un flujo de potencia que se mantiene entre 535.93 MW y 1,079.44 MW, lo que corresponde al 32.48% y 65.42% de la capacidad efectiva de transmisión. Estos casos demuestran que los costos marginales del sistema se mantienen más estables y bajos en comparación con el caso base, que oscila entre 31.08 USD/MW.h y 49.13 USD/MW.h. Además, se incrementa la oferta de generación eficiente en el sur, permitiendo la futura exportación de energía al centro de Perú.

5. A pesar de tener un margen de reserva 21.4 %, se demostró que el sistema no cuenta con suficiente capacidad de generación eficiente para atender incrementos de la máxima demanda en el futuro. En ese sentido, la operación del Nodo Energético Sur Peruano con gas natural, cumple con el objetivo de brindar seguridad y suficiencia en el periodo de estudio, además de beneficiar la implementación de nuevos proyectos RER, los cuales debido a su intermitencia requieren de mayor firmeza y flexibilidad.

Recomendaciones

1. Es recomendable incrementar la capacidad de generación eficiente en el sur de Perú para obtener mayor seguridad y confiabilidad del sistema ante el crecimiento y la variabilidad de la demanda eléctrica en el futuro.
2. Dado el aumento de proyectos de generación RER en construcción, se recomienda integrar baterías en el modelo matemático Perseo 2.0. Esto mejorará la eficiencia y precisión del modelo a largo plazo, optimizando la gestión de la energía generada.
3. Dado el abundante recurso de gas natural y la alta capacidad de generación solar en el sur de Perú, es aconsejable implementar un marco regulatorio que facilite una transición energética de forma segura y económica. Facilitando la utilización eficiente de los recursos nacionales y garantizando la firmeza del sistema mediante un mayor margen de reserva.

BIBLIOGRAFÍA

- Aita, P. G. (2023). *El gas natural y una transición energética justa y eficiente en el Perú*.
Lima.
- Arriagada, R. C. (1987). *Planeación de la operación de sistemas hidrotérmicos*.
Universidad de Antioquia. Recuperado de
<https://revistas.udea.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/325520/20782889>
- Banco Central de Reserva del Perú. (2023). *Encuesta de expectativas macroeconómicas*.
Recuperado de <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>
- Benito, A. (2010). *Operación económica y planificación de sistemas eléctricos de potencia*. Universidad Técnica de Oruro.
- COES. (2018). *Evaluación de la capacidad efectiva de transmisión centro-sur para el periodo 2019-2024*. Lima.
- COES. (2022). *Principales indicadores de operación del SEIN*. Lima.
- COES. (2023a). *Cálculo de los costos variables de las unidades de generación (PR-31)*.
- COES. (2023b). *Estudio de verificación del margen de reserva firme objetivo (MRFO) del SEIN periodo 2023-2026*. Recuperado de
<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/MargenReserva/#>
- COES. (2023c). *Mapa del SEIN*. Recuperado de
<https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN>

- COES-SINAC. (2018). *Evaluación de la necesidad de generación eficiente en el SEIN y prospectiva del suministro eléctrico del sur en el corto, mediano y largo plazo*. Lima. Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/planificacion/otroestudioslp>
- Congreso de la República del Perú. (2009). *Decreto Supremo N° 022-2009-EM*. Lima. Recuperado de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/893412/DS-022-2009-EM.pdf?v=1593224172>
- Damert, A., García Carpio, R., & Molinelli, F. (2013). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Dammert, A., Mollinelli Aristondo, F., & Cerbajal Navarro, M. A. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima.
- Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Nadal, G., & Contreras Lisperguer, R. (2019). *Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Echegaray Pacheco, O., & Montoya Benites, R. (2019). *Informe diagnóstico preliminar de la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad*.
- EGEMSA. (1996). *Operación económica de sistemas eléctricos de potencia*. Cusco.
- Expósito, A. G. (2010). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2014). *Metodología de la investigación* (6.^a ed.). McGraw-Hill.
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons.
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Power system economics*. Cambridge University Press.

- Medina Maçaira Louro, P., Castiñeiras Filho, S., Souza, R., de Almeida, F., & Fernandez, E. (2020). *Análise de sensibilidade do despacho termelétrico de gás natural no planejamento nacional: Efeitos e oportunidades*. Rio Oil & Gas Expo and Conference.
- Mendoza, J., Salvador, J., De la Cruz, R., & Zurita, V. (2021). *La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes*. Lima.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2024). *Henry Hub Natural Gas Spot Price*. Recuperado de <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>
- Okumura Suzuki, P. (2015). *El mercado mayorista de electricidad en el Perú*. THEMIS Revista de Derecho.
- Osinergr. (2006). *Metodología del modelo PERSEO*. Obtenido de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=766d7786-a247-40e1-9add-3bc16f1d4911>
- Osinergrmin. (2006). *Manual técnico metodología del modelo Perseo*. Recuperado de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=766d7786-a247-40e1-9add-3bc16f1d4911>
- Osinergrmin. (2012). *Reportes de análisis económico sectorial*. Recuperado de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1401173/RAES-Gas%20Natural-A%C3%B1o%201-N%C2%BA%201.pdf?v=1603726892>
- Osinergrmin. (2013). *GNL en mediana y gran escala y sus aplicaciones en el Perú*. La Revista del Gas Natural.

- Osinermin. (2014). *Masificación del gas natural en el Perú*. Lima.
- Osinermin. (2018). *Manual de usuario “Modelo PERSEO 2.0”*. Lima.
- Osinermin. (2019). *Energías renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*.
- Osinermin. (2022a). *Aspectos relevantes de la operación del SEIN III Trimestre 2022*. Recuperado de <https://www.gob.pe/institucion/osinermin/informes-publicaciones/4735547-aspectos-relevantes-de-la-operacion-del-sein-iii-trimestre-2022>
- Osinermin. (2022b). *Boletín estadístico de gas natural*.
- Osinermin. (2022c). *Fichas técnicas proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación*. Lima.
- Osinermin. (2022d). *Fichas técnicas proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación*.
- Osinermin. (2022e). *Procesamiento, producción y transporte de gas natural*.
- Osinermin. (2023a). *Proceso de fijación de tarifas en barra*. Recuperado de <https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/tarifas-en-barra/procedimiento-fijacion-mayo-2023-abril-2024>
- Osinermin. (2023b). *Portal Web*. Recuperado de <https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/informacion-tecnica/modelo-junin>

- Paján, P., Sifuentes, W., & Guerra, J. (s. f.). *Determinación de los costos marginales*. Lima.
- Pereira, M., Campodonimo, N., & Kelman, R. (1998). *Long-term hydro scheduling based on stochastic models*. EPSOM.
- Perúpetro. (2022). *Estadística anual de hidrocarburos*.
- Romeiro, D. (2020). *Contratação de térmicas a gás natural no Brasil em tempos de reformas*. Rio Oil & Gas Expo and Conference.
- Romero Torres, C. I., Sánchez Fernández, J., Chang Olivares, P., Buenalaya Cangalaya, S., & Maquin Obregón, P. (2019). *Informe Grupo de Generación CRSE*.
- Sifuentes, W. (2011). *El costo de oportunidad del agua en los mercados eléctricos competitivos*.
- Stoft, S. (2002). *Power system economics: Designing markets for electricity*. IEEE Press.
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & Carlo, V. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima.
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & García, R. (2014). *La industria del gas natural en el Perú a diez años del proyecto Camisea*. Lima.
- U.S. Bureau of Labor Statistics. (2023). *Latest numbers*. Recuperado de <https://www.bls.gov/data/>
- Stevenson, W. D., & Grainger, J. J. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill.
- Wood, A., Wollenberg, B., & Sheble, G. (2014). *Power generation, operation and control*.

RELACIÓN DE ANEXOS

Anexo 1: Integrantes del COES

Anexo 2: Costos marginales en barra de referencia

Anexo 3: Contratos de suministro de generadores eléctricos

Anexo 4: Cálculos de los Costos Variables de las Unidades de Generación

PR-31 (Anexo 3)

Anexo 5: Gas natural de Camisea

Anexo 6: Pliego tarifario del gas natural

Anexo 7: Diagrama unifilar del SEIN

ANEXO 1: INTEGRANTES DEL COES

1. Empresas generadoras

Empresas Generadoras			
Nro	Razón Social	Abreviatura	Fecha de ingreso
1	Agro Industrial Paramonga S.A.	Paramonga	11/03/2010
2	Agroaurora S.A.C.	Agroaurora	26/06/2015
3	Agroindustrias San Jacinto S.A.A.	San Jacinto	12/09/2018
4	Andean Power S.A.C.	Andean Power	23/05/2018
5	Atria Energía S.A.C.	Atria Energía	22/02/2011
6	Bioenergía Del Chira S.A.	Bioenergía del Chira	04/04/2019
7	Canteras Hidro Perú S.A.C.	Canteras Hidro Perú	19/03/2021
8	Celepsa Renovables S.R.L.	Celepsa Renovables	05/05/2017
9	Centrales Santa Rosa S.A.C.	Centrales Santa Rosa	07/05/2021
10	Chinango S.A.C.	Chinango	31/05/2009
11	Colca Solar S.A.C.	Colca Solar	27/08/2021
12	Compañía Eléctrica el Platanal S.A.	Celepsa	31/03/2009
13	Consortio Electrico de Villacuri S.A.C.	Coelvisac	17/03/2016
14	Electrica Yanapampa S.A.C.	Yanapampa	09/11/2012
15	Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C	Egejunin	06/10/2014
16	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños S.A.C.	Río Baños	13/06/2016
17	Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.A.C.	Santa Ana	04/12/2017
18	Empresa de Generación Huallaga S.A.	Huallaga	18/11/2015
19	Empresa de Generación Huanza S.A.	EgeHuanza	22/10/2012
20	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A.	Egasa	19/06/2008
21	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C.	Canchayllo	24/09/2014
22	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	Egesur	19/06/2008
23	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	Egemma	19/06/2008
24	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	San Gabán	19/06/2008
25	Empresa Eléctrica Agua AzuL S.A.	Agua Azul	24/02/2017
26	Empresa de Electricidad del Perú S.A.	Electroperú	12/06/2008
27	Empresa Eléctrica Río Doble S.A.	Río Doble	04/03/2013
28	Enel Generación Perú S.A.A	Enel Perú	13/06/2008
29	Enel Generación Piura S.A.	Enel Piura	10/06/2008
30	Enel Green Power Perú S.A.C	Enel Green	10/06/2028
31	Energía Eólica S.A.	Energía Eólica	31/03/2014
32	Engie Energía Perú S.A.	Engie	19/06/2008
33	Fenix Power Perú S.A.	Fénix Power	23/07/2012
34	Generación Andina S.A.C.	Generación Andina	28/10/2019
35	Generadora de Energía del Perú S.A.	Gepsa	11/09/2008
36	Gr Paino S.A.C	Gr Paino	29/10/2020
37	Gr Taruca S.A.C.	Gr Taruca	16/12/2020

38	Hidrocañete S.A.	Hidrocañete	13/12/2011
39	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	Huanchor	09/05/2013
40	Huaura Power Group S.A.	Huaura Power	12/07/2017
41	Illapu Energy S.A.	Illapu	18/08/2011
42	Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C.	Infraestructuras y Energías	22/07/2016
43	Inland Energy S.A.C.	Inland Energy	28/02/2018
44	Kallpa Generación S.A.	Kallpa	25/05/2016
45	La Virgen S.A.C.	La Virgen	06/11/2017
46	Maja Energía S.A.C.	Maja	16/02/2010
47	Majes Arcus S.A.C.	Majes Arcus	28/06/2012
48	Moquegua FV S.A.C.	Moquegua	26/09/2014
49	Orazul Energy Perú S.A.	Orazul Energy	17/08/2017
50	Panamericana Solar S.A.C.	Panamericana	30/10/2012
51	Parque Eólico Marcona S.A.C.	Marcona	05/02/2014
52	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Tres Hermanas	22/09/2015
53	Peruana de Inversiones en Energías Renovables S.A.	Peruana de Inversiones en Energías Renovables	09/12/2019
54	Petramás S.A.C.	Petramás	21/10/2011
55	Planta de Reserva Fría de Generación de Eten S.A.	Generación Eten	20/03/2015
56	Repartición Arcus S.A.C.	Reparticipación Arcus	28/06/2012
57	Samay I S.A.C.	Samay	14/01/2016
58	SDF Energia SAC	SDF Energía	03/07/2024
59	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	Shougesa	19/06/2008
60	Sindicato Energético S.A.	Sinera	26/03/2010
61	Statkraft Perú S.A.	Statkraft	17/07/2015
62	Tacna Solar S.A.C.	Tacna Solar	12/09/2012
63	Termochilca S.A.C.	Termochilca	15/07/2013
64	Termoselva S.R.L.	Termoselva	10/06/2008

Fuente. COES. (2022). Memoria Anual.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/#>

2. Empresas de Transmisión Eléctrica

Empresas de Transmisión Eléctrica			
Nro	Razón Social	Abreviatura	Fecha
1	Atlantica Transmisión Sur S.A.	ATS	29/11/2013
2	ATN 2 S.A	ATN 2	21/05/2015
3	ATN S.A.	ATN	12/10/2010
4	ATN1 S.A	ATN1	10/06/2014
5	Compañía Transmisora Andina S.A.	Transmisora Andina	15/04/2021
6	Compañía Transmisora Autónoma S.A.C.	Transmisora Autonomas	30/06/2022
7	Compañía Transmisora Norperuana S.A.C	Norperuana	19/06/2008
8	Concesionaria Línea de Transmisión S.A.C.	CCNCM	12/10/2016

9	Consortio Energético de Huancavelica S.A.	Conenhua	19/06/2008
10	Consortio Transmantaro S.A.	Transmantaro	10/06/2008
11	Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A.	ISA Perú	10/06/2008
12	Pomacocha Power S.A.C.	Pomacocha	31/10/2013
13	Red de Energía del Perú S.A.	REP	10/06/2008
14	Red Eléctrica del Sur S.A.	REDESUR	19/06/2008
15	Terna Perú S.A.C.	Terna Perú	30/03/2021
16	Transmisora Eléctrica del Sur 2 S.A.C.	TESUR 2	13/03/2018
17	Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A.C.	TESUR 3	13/05/2019
18	Transmisora Eléctrica del Sur 4 S.A.C.	TESUR 4	14/11/2022
19	Transmisora Eléctrica del Sur S.A.C	TESUR	31/03/2014

Fuente. COES. (2022). Memoria Anual.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/#>

3. Empresas de Distribución

Empresas de Distribución			
Nro	Razón Social	Abreviatura	Fecha
1	Electro Dunas S.A.A.	Electrodunas	19/06/2008
2	Electro Sur Este S.A.A	Electrosureste	19/06/2008
3	Electrocentro S.A.	Electrocentro	19/06/2008
4	Electronoroeste S.A.	Electronoroeste	18/06/2008
5	Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A.	Electro Ucayali S.A.	22/07/2016
6	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A.	Electropuno	24/04/2014
7	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A.	Electro Oriente	19/08/2016
8	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A.	Hidrandina	19/06/2008
9	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur S.A.	Electrosur	24/07/2008
10	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A.	Electronorte	19/06/2008
11	Enel Distribución Perú S.A.A	Enel Distribución	19/06/2008
12	Luz del Sur S.A.A.	Luz del Sur	19/06/2008
13	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	Seal	18/06/2008

Fuente. COES. (2022). Memoria Anual

4. Usuarios Libres

Usuarios Libres			
Nro	Razón Social	Abreviatura	Fecha
1	Administradora Jockey Plaza Shopping Center S.A.	Jockey Plaza	24/04/2014
2	Alpayana S.A.	Alpayana	23/05/2011
3	Anglo American Quellaveco S.A.	Anglo American Quellaveco	22/01/2021
4	Austral Group S.A.A	Austral Group	24/06/2021
5	Cal & Cemento Sur S.A.	Cementos Sur	10/12/2018
6	Cementos Pacasmayo S.A.A.	Cementos Pacasmayo	19/06/2008
7	Ceramica Lima S A	Ceramica Lima	28/12/2018
8	Compañía Minera Antamina S.A.	Minera Antamina	18/06/2008
9	Compañía Minera Ares S.A.C.	Minera Ares	19/06/2008
10	Compañía Minera Chungar S.A.C.	Minera Chungar	06/10/2016
11	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Buenaventura	19/06/2008
12	Compañía Minera Antapaccay S.A.	Minera Antapaccay	18/06/2008
13	Compañía Minera Condestable S.A.	Minera Condestable	13/06/2008
14	Compañía Minera Miski Mayo S.R.L.	Minera Miskimayo	12/08/2010
15	Compañía Minera San Ignacio de Morococha S.A.A.	San Ignacio de Morococha	24/07/2014
16	Consorcio Minero Horizonte S.A.	Minera Horizonte	05/09/2017
17	Corporación Aceros Arequipa S.A.	Aceros Arequipa	19/06/2008
18	Corporación Lindley S.A.	Lindley	17/10/2017
19	Corporación Pesquera Inca S.A.C.	Pesquera Inca	28/08/2018
20	Creditex S.A.A.	Creditex	18/06/2008
21	Eco - Acuicola S.A.C.	Ecosac	19/09/2018
22	Empresa Administradora Cerro S.A.C.	Administradora Cerro	15/05/2013
23	Empresa Minera los Quenuales S.A.	Minera los Quenuales	19/06/2008
24	Empresa Siderurgica del Perú S.A.A.	Siderperu	23/04/2009
25	Exsa S.A.	Exsa	19/06/2008
26	Fundicion Callao S.A.	Fundición Callao	19/06/2008
27	Fundicion Chilca S.A.	Fundición Chilca	12/06/2018
28	Gold Fields la Cima S.A.	Gold Fields	19/06/2008
29	Hipermercados Tottus S.A	Tottus	14/03/2019
30	Hudbay Perú S.A.C.	Hudbay	19/04/2016
31	Industrias Cachimayo S.A.	Industrias Cachimayo	08/01/2009
32	Inmuebles Panamericana S.A.	Inmuebles Panamericana	16/05/2018
33	Kimberly-Clark Perú S.R.L.	Kimberly Clark	24/04/2014
34	Leche Gloria S.A.	Gloria	19/06/2008
35	Mall Aventura S.A.	Mall Aventura	05/12/2018
36	Marcobre S.A.C.	Marcobre	11/04/2019
37	Metalurgica Peruana S.A.	Mepsa S.A.	18/06/2008
38	Minera Aurifera Retamas S.A.	Retamas	15/07/2014
39	Minera Boroo Misquichilca S.A.	Minera Boroo	23/10/2008

40	Minera Chinalco Perú S.A.	Minera Chinalco	06/09/2013
41	Minera las Bambas S.A.	Las Bambas	22/05/2014
42	Minera Shouxin Perú S.A.	Minera Shouxin	20/01/2017
43	Minera Yanacocha S.R.L.	Yanacocha	19/06/2008
44	Minsur S.A.	Minsur	19/06/2008
45	Moly-cop Adesur S.A.	Moly Cop	10/06/2014
46	Nexa Resources Cajamarquilla S.A.	Nexa Cajamarquilla	12/08/2014
47	Nexa Resources el Porvenir S.A.C.	Nexa el Porvenir	22/11/2016
48	Nexa Resources Perú S.A.A.	Nexa Perú	19/06/2008
49	Open Plaza S.A.	Open Plaza	20/02/2019
50	Opp Film S.A.	Opp Film	17/06/2014
51	Owens-Illinois Perú S.A.	Owens Illinois	19/08/2016
52	Pan American Silver Huaron S.A.	Silver Huaron	09/01/2020
53	Papelera Nacional S A	Panasa	19/06/2008
54	Peruana de Moldeados S.A.C	Peruana de Moldeados	05/12/2018
55	Pesquera Diamante S.A.	Pesquera Diamante	13/10/2016
56	Petroleos del Perú Petroperú S.A.	Petroperú	16/01/2019
57	Quimpac S.A.	Quimpac	19/06/2008
58	Real Plaza S.R.L.	Real Plaza	01/09/2017
59	Refinería la Pampilla S.A.A	Refinería la Pampilla	04/10/2019
60	Saga Falabella S A	Saga Falabella	20/02/2019
61	San Fernando S.A.	San Fernando	11/02/2019
62	San Miguel Industrias Pet S.A.	San Miguel Industrias Pet	17/03/2015
63	Shougang Hierro Perú S.A.A.	Shougang Hierro	18/06/2008
64	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Cerro Verde	19/06/2008
65	Sociedad Minera Corona S.A.	Minera Corona	19/06/2008
66	Sociedad Minera el Brocal S.A.A.	El Brocal	08/02/2018
67	Softys Perú S.A.C.	Softys Perú	19/06/2008
68	Southern Peru Copper Corporation Sucursal del Perú	Southern	19/06/2008
69	Supermercados Peruanos S.A.	Supermercados Peruanos	30/05/2018
70	Tecnologica de Alimentos S.A.	Tasa	19/06/2008
71	Tiendas del Mejoramiento del Hogar S.A.	Sodimac	25/02/2019
72	Tren Urbano de Lima S.A.	Tren Urbano de Lima	06/11/2017
73	Trupal S.A.	Trupal	08/05/2013
74	Unacem Perú S.A.	Unacem Perú	18/01/2022
75	Unión de Cervecerías Peruanas Backus y Johnston S.A.A.	Backus y Jhonston	19/06/2008
76	Volcán Compañía Minera S.A.A.	Minera Volcán	19/06/2008
77	Yura S.A.	Yura	19/06/2008

Fuente. COES. (2022). Memoria Anual.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/#>

ANEXO 2: COSTOS MARGINALES EN BARRA DE REFERENCIA

Fecha	Santa Rosa 220kV-Caso base			Santa Rosa 220kV-Caso I			Santa Rosa 220kV-Caso II			Santa Rosa 220kV-Caso III		
	bl_1	bl_2	bl_3	bl_1	bl_2	bl_3	bl_1	bl_2	bl_3	bl_1	bl_2	bl_3
Ene-23	31.6255	31.2412	31.0561	31.6254	31.2469	31.0599	31.6138	31.4238	31.1016	27.0451	26.8464	26.6522
Feb-23	31.5483	31.2110	30.9716	31.5218	31.2095	30.9694	31.4909	31.1704	31.0253	29.6484	24.5466	13.3242
Mar-23	31.8396	31.7353	31.5086	31.8435	31.7390	31.5112	31.8107	31.7456	31.6183	30.7398	30.2073	29.6515
Abr-23	32.4460	31.4822	31.3010	32.3458	31.4761	31.2981	31.7984	31.5534	31.1285	29.6630	6.2630	6.1170
May-23	34.0287	31.9807	31.8613	37.0405	32.6165	32.5021	33.0195	31.7589	31.6900	30.7883	30.1735	30.0848
Jun-23	32.3677	32.2087	32.0882	34.1311	33.7448	33.5912	32.3873	32.3704	32.2098	31.1559	31.0447	31.0509
Jul-23	33.0849	32.2924	32.2232	39.0604	34.8815	34.7518	38.0598	32.3372	32.2600	31.1316	30.8933	30.8193
Ago-23	33.0526	32.4509	32.3529	38.3720	35.5625	35.3758	36.5808	32.3612	32.3102	31.1537	31.0965	30.9531
Set-23	33.1472	32.4565	32.3297	37.7059	35.5567	35.2941	35.9075	32.4324	32.3053	31.1315	31.0564	31.0031
Oct-23	32.9928	32.2916	32.2023	38.0791	34.5423	34.0573	32.5173	32.3616	32.2038	31.0326	30.9142	30.8110
Nov-23	32.6146	32.2631	32.2094	35.2415	33.9388	33.6966	31.9911	31.9617	31.8377	30.7647	30.2313	30.1572
Dic-23	32.3102	31.8358	31.7421	33.2677	32.6913	32.5178	31.9922	31.6651	31.3073	30.2587	29.6560	20.3386
Ene-24	31.2285	31.0405	30.9268	31.7152	31.3538	31.1507	31.6657	31.3687	31.1349	29.8827	29.6645	24.2459
Feb-24	31.0849	30.9586	30.7451	31.3427	31.2561	30.9666	31.2957	31.2476	30.9866	26.7795	26.7732	6.1833
Mar-24	31.5641	31.2350	31.0419	31.8377	31.7257	31.2911	31.7840	31.6876	31.3552	30.1987	30.1332	29.6682
Abr-24	31.2757	30.9517	30.8100	31.7354	31.2642	31.1055	31.7043	31.0523	30.9672	29.7138	13.4149	6.1935
May-24	31.9467	31.7499	31.6455	34.1213	33.9257	33.7925	31.9700	31.8106	31.6704	30.3645	30.1723	30.0723
Jun-24	32.7720	32.6080	32.5195	43.1377	42.4014	42.2012	38.5163	38.1481	37.9774	31.2196	31.1036	31.0343
Jul-24	32.9696	32.6616	32.5990	46.7513	42.8637	42.6826	47.2108	37.9006	37.7935	31.2883	31.1249	30.9436
Ago-24	33.0467	32.7539	32.6583	46.6993	43.3676	43.0729	45.8235	38.1757	38.0222	31.3110	31.1918	31.0486
Set-24	33.0960	32.8240	32.7213	46.6668	43.8788	43.3169	45.4133	38.2395	38.1050	31.2958	31.2483	31.1060
Oct-24	32.6219	32.4451	32.3875	41.7609	40.9078	40.6686	33.5841	33.3665	33.1578	30.9477	30.7749	30.6704
Nov-24	32.3831	32.2207	32.1807	39.0385	38.7067	38.5154	32.8511	32.7974	32.6097	30.6935	30.1638	30.0755
Dic-24	32.3174	31.9702	31.9084	37.7417	36.1987	36.0409	33.2988	32.7380	32.5218	30.6933	30.0977	29.6874
Ene-25	31.6993	31.3182	31.1794	31.9166	31.7385	31.5310	32.8519	32.6656	32.4958	30.1732	30.1125	29.6337
Feb-25	31.6597	31.3170	31.0661	31.8530	31.7241	31.3445	32.6887	32.5862	32.4531	30.1434	30.1303	29.6146
Mar-25	31.7736	31.6468	31.2575	32.0151	31.9000	31.6185	33.4772	33.3873	33.1466	30.7208	30.2399	30.0938
Abr-25	31.6761	31.0117	30.9767	32.0036	31.7300	31.5058	33.3032	33.0899	32.3978	30.1823	28.8504	28.4346
May-25	32.1504	31.9023	31.8429	36.7949	36.3665	36.1859	33.7582	33.4048	33.2870	30.8639	30.2544	30.1253
Jun-25	33.4895	33.2352	33.1767	66.4265	65.8734	65.5474	48.4125	48.1542	48.0246	31.2598	31.1964	31.0427
Jul-25	37.4710	33.6478	33.6183	104.9580	83.1472	82.7336	57.0430	48.2456	48.1439	31.6578	31.2349	31.1304
Ago-25	36.7011	33.8558	33.7901	97.8692	88.3111	87.3381	55.5050	48.2418	48.1160	31.4547	31.2580	31.1439
Set-25	36.3238	34.0550	33.9805	94.3578	90.0853	88.7772	51.3734	48.3617	48.2808	31.4001	31.2892	31.1701
Oct-25	36.9185	33.5921	33.5690	94.8897	84.9471	84.2232	48.5458	48.1439	47.9941	31.1506	31.0594	30.9346
Nov-25	36.5941	33.5502	33.5479	82.2902	77.8072	77.2458	37.9851	33.7026	33.4700	30.8986	30.7042	30.5033
Dic-25	36.0728	32.5599	32.5552	67.5105	48.2766	48.0135	38.5269	33.4653	33.3365	31.0464	30.2685	30.0768

Ene-26	31.4295	31.0913	31.0326	31.8002	31.6464	31.3747	31.5812	31.5204	31.1012	30.1823	30.1252	29.6440
Feb-26	31.3742	31.1426	31.0246	31.7780	31.7204	31.3262	31.5931	31.5402	31.0255	30.1941	30.1337	29.6500
Mar-26	31.3605	31.0868	30.9479	31.7814	31.6972	31.2684	31.8880	31.1330	30.9740	30.1699	29.4556	29.3050
Abr-26	31.3735	30.9608	30.8836	31.8141	31.4275	31.2242	31.8664	30.9422	27.1696	30.1507	29.1464	25.0640
May-26	31.9439	31.7250	31.6578	36.5875	36.4502	36.2855	32.5233	31.9596	31.8278	30.6562	30.2659	30.1458
Jun-26	32.7738	32.6156	32.5428	91.5922	91.2436	90.7172	33.3250	33.2224	33.1227	31.3954	31.3051	31.1513
Jul-26	33.0094	32.7315	32.6891	116.1062	113.0027	112.4833	33.5649	33.3960	33.2688	31.5157	31.3678	31.2136
Ago-26	33.0004	32.7947	32.7285	117.4390	116.5162	115.5985	33.5403	33.4498	33.3155	31.6331	31.4709	31.3335
Set-26	33.0543	32.8253	32.7657	117.8571	117.0541	116.1377	33.5572	33.5134	33.3997	31.6364	31.4576	31.3227
Oct-26	32.7445	32.5540	32.5150	110.8432	109.8042	108.6015	33.4511	33.3797	33.0025	31.3615	31.2748	31.1821
Nov-26	32.4198	32.2153	32.1891	96.8280	96.0968	95.4701	32.7253	32.6088	32.4055	30.9555	30.8527	30.6676
Dic-26	32.1250	31.7921	31.7668	64.6930	50.0237	49.7568	32.6889	32.4830	31.8517	30.9288	30.2289	30.1305
Ene-27	31.7017	31.2781	31.1988	32.1116	31.9370	31.7462	32.5318	32.0430	31.8485	30.7375	30.2538	30.0996
Feb-27	31.6921	31.3498	31.1718	32.2366	32.1711	31.8820	32.5395	32.0538	31.8239	30.6879	30.2156	30.0963
Mar-27	31.7412	31.2590	31.0892	32.0011	31.9127	31.6070	32.8885	32.2574	32.0265	30.7666	30.2191	30.0029
Abr-27	31.6951	31.1238	31.0539	32.3729	31.9963	31.7581	32.8672	32.1629	31.6774	30.7490	30.1343	29.6808
May-27	32.3213	32.1248	32.0461	44.7513	44.4511	44.0952	33.1127	32.8908	32.7537	30.9676	30.7687	30.6374
Jun-27	35.3168	34.8724	34.7698	166.4234	165.3890	164.2632	33.8658	33.7936	33.6455	31.6804	31.5753	31.4051
Jul-27	36.4717	35.0573	34.9898	219.3106	208.4114	206.4237	34.0272	33.8889	33.7613	31.8313	31.6580	31.6193
Ago-27	36.0265	35.1626	35.0557	220.4356	215.3380	211.0801	34.0271	33.9528	33.8599	31.7856	31.7247	31.6388
Set-27	36.2660	35.2032	35.1060	223.2692	217.4455	212.7288	34.0296	33.9775	33.8174	31.8373	31.7439	31.6612
Oct-27	34.7898	34.4435	34.3704	191.5170	187.6697	183.6007	33.9445	33.8568	33.6178	31.7247	31.6418	31.3628
Nov-27	33.9531	33.6828	33.6368	159.0876	154.7384	153.3450	33.3678	33.1610	33.0512	31.2577	31.0830	30.9582
Dic-27	32.8951	32.5976	32.5530	118.8709	81.3556	79.6088	33.1700	32.9364	32.6928	31.0917	30.8538	30.6261
Ene-28	31.8066	31.4612	31.3641	32.4033	32.2244	32.0104	33.0040	32.8600	32.2065	30.9171	30.7414	30.1705
Feb-28	31.6825	31.3588	31.1659	32.2137	32.1648	31.8727	32.6152	32.3054	32.1440	30.4018	30.2190	30.0986
Mar-28	32.0015	31.4693	31.2376	33.0927	32.0274	31.7400	32.4385	32.0902	32.4654	29.9395	29.7690	30.1185
Abr-28	31.7600	31.2731	31.1714	32.9655	32.4435	32.2242	33.3452	32.5544	32.1504	30.9252	30.1627	29.9528
May-28	35.9302	35.7011	35.5872	59.1798	58.3050	57.7169	33.5233	33.3447	33.1750	31.1838	30.9991	30.7728
Jun-28	44.1256	42.9959	42.8505	218.3433	216.7193	214.6280	34.4305	34.3557	34.1475	31.8136	31.7346	31.6413
Jul-28	49.1334	45.2331	45.1064	236.6098	234.3413	232.8333	34.4341	34.2908	34.2372	32.0063	31.8653	31.7201
Ago-28	48.6400	45.4015	45.2635	239.7751	238.4156	234.4595	34.4396	34.3760	34.2452	31.9976	31.8893	31.7574
Set-28	49.0877	45.5050	45.3386	240.6373	239.3409	235.3897	34.4641	34.4209	34.2985	31.9915	31.9233	31.8175
Oct-28	44.2401	43.0686	42.9375	223.8961	221.8513	213.0639	34.3162	34.2357	33.9837	31.7961	31.6767	31.5521
Nov-28	42.3562	41.5752	41.4782	202.6708	194.7732	189.9397	33.9007	33.6286	33.4490	31.4197	31.2471	31.0402
Dic-28	39.7625	39.1606	39.0920	167.4009	112.5300	109.8622	33.7924	33.4879	33.1602	31.3433	31.0819	30.7155

Fecha	Moquegua 220kV-Caso base			Moquegua 220kV-Caso I			Moquegua 220kV-Caso II			Moquegua 220 kV-Caso III		
	bl_1	bl_2	bl_3	bl_1	bl_2	bl_3	bl_1	bl_2	bl_3	bl_1	bl_2	bl_3
Ene-23	32.3022	31.6015	31.7469	32.3023	31.6116	31.7511	32.3328	31.8044	31.9097	28.2187	23.2473	12.7904
Feb-23	32.2762	31.7723	31.8122	32.2505	31.7724	31.8150	32.1893	31.7785	31.8613	28.2187	23.2473	12.7904
Mar-23	32.5801	32.2302	32.2749	32.5885	32.2369	32.2919	32.5286	32.2119	32.4142	29.2042	28.5334	28.2467

Abr-23	33.3891	31.9668	32.0830	33.2910	31.9679	32.0818	32.7038	32.0617	31.9365	28.3383	5.9462	5.8987
May-23	34.9204	32.5941	32.7545	38.1258	33.3455	33.5114	33.9903	32.4347	32.6392	29.5099	28.7165	28.9141
Jun-23	33.3381	33.0061	33.1942	35.3055	34.7376	34.8704	33.5931	33.2976	33.3962	30.2586	29.9338	30.1947
Jul-23	34.3318	33.0220	33.4611	40.7442	35.9499	36.2479	39.7309	33.3375	33.7117	30.0748	29.5758	29.7406
Ago-23	34.1950	33.2542	33.6354	39.9608	36.7616	36.9398	38.0838	33.4520	33.7003	30.0055	29.8012	29.8918
Set-23	34.2855	33.2548	33.5789	39.1790	36.7626	36.8358	37.4347	33.5069	33.6508	30.3405	29.9703	30.1832
Oct-23	33.7521	32.7909	33.2247	37.9847	35.2682	35.3808	33.7510	33.2493	33.4523	29.9088	29.5351	29.7943
Nov-23	33.4424	32.7178	33.2107	36.0756	34.7902	34.9462	33.0843	32.6931	32.9318	29.6898	28.7437	29.1286
Dic-23	33.1514	32.2325	32.6754	34.3300	33.4329	33.5941	33.0895	32.3891	32.3679	29.1760	28.2726	19.6489
Ene-24	31.7263	31.1871	31.5161	32.4132	31.7814	31.8741	32.3981	31.8276	31.8719	28.4930	28.0591	23.1814
Feb-24	31.4936	31.1489	31.3344	31.9418	31.7101	31.6936	31.9131	31.7180	31.7060	5.9560	5.9362	5.9362
Mar-24	31.8962	31.2988	31.5286	32.3781	32.0901	31.9425	32.2921	32.0712	31.9941	28.6517	28.2495	28.2022
Abr-24	31.7703	31.0331	31.2879	32.4791	31.6460	31.7599	32.4610	31.4410	31.6185	28.3444	5.9270	5.9356
May-24	32.5159	32.0197	32.3040	35.0142	34.5843	34.7260	32.7549	32.3461	32.4642	29.0180	28.6225	28.8087
Jun-24	33.5631	33.1092	33.4304	44.6254	43.5984	43.7629	39.7961	39.2381	39.3373	29.9420	29.7068	29.8173
Jul-24	33.9781	33.2180	33.6236	48.8388	44.1876	44.4087	48.9772	38.9417	39.3363	30.1870	29.7654	29.8691
Ago-24	33.9480	33.2961	33.6666	48.4468	44.6843	44.7895	47.4061	39.3986	39.6170	30.1107	29.7958	29.9512
Set-24	34.1225	33.4783	33.8509	48.5750	45.4069	45.2374	47.0953	39.4941	39.8042	30.2001	29.9758	30.1790
Oct-24	33.7469	33.1687	33.6169	43.7409	42.3920	42.5729	35.0590	34.5812	34.6861	30.0239	29.6495	29.7938
Nov-24	33.4774	32.8630	33.3619	40.7155	40.0074	40.2232	34.1700	33.7588	33.9275	29.6917	28.9365	29.1348
Dic-24	33.3137	32.4719	32.8784	39.1992	37.1478	37.3268	34.5197	33.5308	33.5867	29.7318	28.8197	28.6658
Ene-25	32.2322	31.5114	31.7848	32.6962	32.2328	32.2905	33.6476	33.1331	33.2208	28.8562	28.5725	28.3861
Feb-25	32.0970	31.5249	31.6690	32.4965	32.2247	32.0986	33.3040	33.0459	33.1565	28.7248	28.5863	28.3530
Mar-25	32.1177	31.7277	31.7515	32.6199	32.3096	32.2894	34.0786	33.7621	33.7645	29.2169	28.6190	28.6767
Abr-25	32.1851	30.9589	31.4414	32.8058	32.1385	32.1781	34.0910	33.4513	33.0249	28.8616	17.5309	27.1629
May-25	32.7232	32.0515	32.4826	37.7658	37.0958	37.1927	34.6085	34.0112	34.1099	29.5468	28.7837	28.8894
Jun-25	34.2970	33.6210	34.0938	68.7086	67.7645	67.9347	50.0819	49.5338	49.8347	30.0662	29.8686	29.8943
Jul-25	38.6349	34.1077	34.6559	109.3357	85.8040	86.1152	59.4162	49.5261	49.8684	30.6127	29.9336	30.0447
Ago-25	37.7101	34.2560	34.8212	101.5654	91.0728	90.8807	57.5737	49.6588	49.9031	30.3407	29.9273	30.0603
Set-25	37.4503	34.5631	35.1256	98.2066	93.2357	92.6658	53.5019	50.0867	50.4588	30.3861	30.1074	30.2498
Oct-25	38.1063	34.0890	34.7267	98.9843	87.9228	87.9971	50.5904	49.8009	50.0127	30.2035	29.9190	30.1498
Nov-25	37.8052	34.0343	34.7212	85.7110	80.4955	80.6798	39.4999	34.7311	34.8527	29.9130	29.5291	29.5630
Dic-25	37.3705	32.9968	33.6251	70.4388	49.7787	49.9559	40.1250	34.3755	34.5252	30.1336	29.0384	29.1071
Ene-26	31.9499	31.1207	31.6011	32.5816	32.1700	32.1593	30.2570	29.9604	29.7866	28.8633	28.6026	28.3593
Feb-26	31.7932	31.1846	31.5894	32.4504	32.2499	32.1126	30.1728	29.9687	29.6913	28.8226	28.5635	28.3750
Mar-26	31.6463	30.9700	31.3663	32.3362	32.1056	31.9432	30.3379	23.3345	29.5293	28.6475	22.0699	27.9381
Abr-26	31.8442	30.8968	31.3301	32.5974	31.8674	31.9278	30.4765	22.6603	25.9738	28.8356	20.3175	23.9608
May-26	32.4847	31.8542	32.2841	37.5747	37.2048	37.3401	31.1405	30.4451	30.5122	29.3540	28.8281	28.9012
Jun-26	33.5383	32.9845	33.4261	94.8792	94.0451	94.2830	32.1299	31.9273	32.0272	30.2127	30.0571	30.1321
Jul-26	33.9007	33.0738	33.5749	129.2054	116.8307	117.3235	32.5762	32.0638	32.2687	30.5906	30.1387	30.2819
Ago-26	33.7679	33.0437	33.5641	124.5420	120.6749	121.1049	32.4895	32.2256	32.3589	30.5939	30.2748	30.4179
Set-26	33.8269	33.0826	33.6139	124.9820	121.8334	122.1732	32.5718	32.3557	32.5006	30.7295	30.4226	30.5043
Oct-26	33.4795	32.7566	33.3057	119.8736	114.7710	116.2924	32.6192	32.3475	32.3606	30.6166	30.3347	30.5567

Nov-26	33.0819	32.3005	32.9087	103.7103	100.0974	100.5296	31.8510	31.5457	31.6315	30.1315	29.8522	29.9269
Dic-26	32.8387	31.8754	32.4374	109.6383	51.8867	52.7372	31.8905	31.3822	31.0388	30.1734	29.1514	29.3013
Ene-27	32.2857	31.3739	31.8597	32.9999	32.5524	32.6298	31.1990	30.5550	30.5839	29.4787	28.7872	28.8586
Feb-27	32.1722	31.4562	31.8204	33.0162	32.7908	32.7711	31.0952	30.5504	30.5399	29.3204	28.7440	28.8805
Mar-27	31.9645	31.2065	31.5940	32.6651	32.4032	32.3666	31.3187	30.5794	30.6296	29.2981	28.6471	28.6942
Abr-27	32.2311	31.1141	31.5597	33.2892	32.5282	32.5619	31.5082	30.5543	30.3243	29.4797	28.6324	28.4105
May-27	32.9418	32.3104	32.7509	46.1283	45.5432	45.5495	31.7681	31.3685	31.4887	29.7100	29.3423	29.4570
Jun-27	36.2178	35.3347	35.7806	172.6662	170.7644	170.9586	32.6899	32.4702	32.5385	30.6467	30.3862	30.3890
Jul-27	37.5456	35.5013	36.0213	250.8827	217.9211	219.5651	33.0422	32.5975	32.7273	30.9207	30.4201	30.7273
Ago-27	36.9393	35.5185	36.0383	239.2584	224.5799	225.8021	32.9776	32.7041	32.9156	30.8116	30.5647	30.7828
Set-27	37.2066	35.5548	36.1087	238.1218	228.2532	229.0586	33.1284	32.9400	33.0853	30.9661	30.7295	30.9047
Oct-27	35.6713	34.7358	35.3102	222.8893	207.6183	211.8737	33.1813	32.8555	33.0831	31.0103	30.7947	30.7946
Nov-27	34.7425	33.8536	34.4758	196.0520	172.2727	185.1135	32.5868	32.1392	32.3222	30.5009	30.1172	30.2963
Dic-27	33.7151	32.7440	33.3027	262.8453	86.2666	92.8166	32.4489	31.8383	31.8808	30.4158	29.8252	29.8652
Ene-28	32.3337	31.5054	31.9495	33.3133	32.8060	32.8607	31.6257	31.2447	30.8897	29.6260	29.2304	28.9017
Feb-28	32.0651	31.3926	31.7072	32.8728	32.6949	32.6659	31.0900	30.6690	30.7670	28.9936	28.6808	28.7798
Mar-28	31.8785	31.3630	31.6709	32.8437	32.4888	32.4616	31.0649	30.9815	30.9731	28.7421	28.7397	28.7878
Abr-28	32.2570	31.2090	31.6222	33.8686	32.9298	32.9947	31.9396	30.8473	30.6940	29.6204	28.6353	28.6409
May-28	36.5807	35.8776	36.3258	60.8483	59.5769	59.5208	32.1198	31.7667	31.8418	29.8783	29.5306	29.5377
Jun-28	45.2066	43.5560	44.0877	225.7424	223.0512	222.7618	33.1914	32.9709	33.0152	30.7004	30.4576	30.6335
Jul-28	50.9265	45.7855	46.4291	257.0849	250.1113	252.7759	33.4134	32.9251	33.2248	31.1039	30.6474	30.7520
Ago-28	49.8390	45.8756	46.5347	256.5077	254.0381	254.5708	33.3507	33.1195	33.2540	30.9859	30.6894	30.8462
Set-28	50.3162	45.9431	46.5889	256.6818	255.2488	255.2173	33.5093	33.3075	33.5156	31.0540	30.9245	31.0138
Oct-28	45.3458	43.4389	44.1060	259.0307	255.0543	255.1974	33.4997	33.2619	33.3897	31.0604	30.8072	30.9620
Nov-28	43.3238	41.7842	42.4898	261.1004	244.9845	245.4118	33.0399	32.5746	32.6859	30.6219	30.2493	30.3544
Dic-28	40.7501	39.3274	39.9718	266.8993	152.1735	153.6778	33.0227	32.3349	32.3082	30.6294	30.0202	29.9160

CONTRATO DE TRANSPORTE

N°	Empresa Operadora Generador Eléctrico	Fecha de Término de Contrato de Suministro	Capacidad Reservada Diaria (CRD) Dic-19 MMPCD	CRD al Término de Contrato MMPCD	Ship or Pay (Firme)	Reventa de Capacidad	Obligación del Concesionario	Obligación del Concesionario Tarifa de Transporte Setiembre 2019 USD/MMBTU
1	Kallpa Generación	01/12/2033	172,4	142,3	SI (100% CRD)	SI	Máximo Volumen de Gas que el concesionario está obligado a Transportar hasta el punto de entrega = CRD	1,0051
2	Engie Energía Perú	01/04/2033	139,2	17,8	SI (100% CRD)	SI		
3	Enel Generación Perú	31/12/2025	91,4	74,2	SI (100% CRD)	SI		
4	Fénix Power Perú	01/05/2032	84,1	84,1	SI (100% CRD)	SI		
5	Termochilca	30/12/2026	45	45	SI (100% CRD)	SI		
6	SDF Energía	01/10/2033	9,3	9,3	SI (100% CRD)	SI		
7	Egasa (*)	01/04/2019	0	0	SI (100% CRD)	SI		
8	Egesur	01/04/2033	4,6	1,41	SI (100% CRD)	SI		
TOTAL			546,0					

CONTRATO DE DISTRIBUCIÓN

N°	Empresa Operadora Generador Eléctrico	Fecha de Término de Contrato de Suministro	Capacidad Contratada (CC) Dic-19 MMPCD	Ship or Pay (Firme)	Obligación del Concesionario	Tarifa Media de Distribución Septiembre - 2019 USD/MMBTU
1	Kallpa Generación	31/12/2033	172,0 (*)	SI (100% CC)	Máximo volumen de Gas que el Concesionario está obligado a Distribuir hasta el punto de entrega = CRD	Lima y Callao 0,4949
2	Engie Energía Perú	31/12/2033	139,2	SI (100% CC)		
3	Enel Generación Perú	31/12/2025	113,0	SI (100% CC)		
4	Fenix Power Perú	9/12/2022	82,3	SI (100% CC)		
5	Termochilca	21/04/2031	45,0	SI (100% CC)		
6	SDF Energía	8/12/2033	9,3	SI (100% CC)		
7	Egasa **	-	-	-		Ica Se compensa la tarifa de distribución (DS 035-2013-EM)
8	Egesur	01/01/2033	4,6	SI (100% CC)		
Total			565,4			

ANEXO 4: CÁLCULOS DE LOS COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN PR-31 (ANEXO 3)

Es preciso indicar que, mediante el artículo 2 de la Resolución N° 092-2021-OS/CD, dispone que la primera presentación de información a que se refiere el Anexo 3 del PR-31 modificado, deberá remitirse al COES hasta el 20 de junio de 2021 y tendrá efectos dentro del cálculo a cargo del COES a partir del 01 de julio de 2021.

ANEXO 3⁸⁹

SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES GASEOSOS

1. GENERALIDADES

- 1.1. Los Generadores que utilizan combustibles gaseosos, a excepción de las centrales termoeléctricas RER; entregarán mensualmente al COES la información a la que se refiere el Anexo 3 y el Formato 3, que forman parte integrante del presente procedimiento. El Formato 3 se encuentra disponible en el portal internet del COES.
- 1.2. Para tal efecto, los Participantes Generadores realizarán los cálculos para determinar la información antes referida según lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo. Asimismo, entregarán obligatoriamente un informe sustentatorio, en medio digital, conforme al numeral 2.5.
- 1.3. Los precios unitarios a los que se refiere la fórmula (7) del presente procedimiento, serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

2. INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS

La información a ser determinada y presentada en la oportunidad indicada en el numeral 4 del presente anexo por los Participantes Generadores termoeléctricos, es la siguiente:

- 2.1. El Precio unitario por suministro del combustible gaseoso expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior, deberá corresponder al cociente del monto del pago por la energía consumida o la energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor entre la cantidad de la misma energía según corresponda, de acuerdo a lo indicado en el comprobante de pago emitido por el (los) proveedor(es).

Sólo cuando se presente más de un comprobante de pago en los que se registre energía consumida, el precio unitario por suministro es determinada mediante la fórmula 14 siguiente:

$$ps = \frac{ps1 \times ec1 + ps2 \times ec2 + \dots + psN \times ecN}{ec1 + ec2 + \dots + ecN} \dots \dots (14)$$

Donde:

ps	:	Precio unitario del suministro de combustible (S/GJ o USD/GJ)
ps1, ps2, ..., psN	:	Precio unitario del suministro de combustible de cada comprobante de pago (S/GJ o USD/GJ)
ec1, ec2, ..., ecN	:	Cantidad de energía consumida o de energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor e indicado en cada comprobante de pago (GJ)

En el caso que la energía consumida sea cero (0), se mantendrá como precio unitario por suministro el último valor del mes que registró consumo de combustible.

Para la determinación de precio unitario por suministro de combustible, no se deberá considerar la información contenida en los comprobantes de pago, referidas a cláusulas

⁸⁹ Anexo modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmín N° 092-2021-OS/CD, publicado el 04.05.2021.

Es preciso indicar que, mediante el artículo 2 de la Resolución N° 092-2021-OS/CD, se dispone que la primera presentación de información a que se refiere el Anexo 3 del PR-31 modificado, deberá remitirse al COES hasta el 20 de junio de 2021 y tendrá efectos dentro del cálculo a cargo del COES a partir del 01 de julio de 2021.

Take or Pay.

- 2.2. Precio unitario por servicio de transporte del combustible gaseoso, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior. Deberá corresponder a la aplicación de la fórmula siguiente:

$$pt = \frac{TA \times CRD \times \frac{365}{12} + \frac{TA}{FU} \times V_{int} + CMS}{\left(CRD \times \frac{365}{12} + V_{int} + VMS \right) \times PCS} \dots (15)$$

$$CMS = \sum [T_n \times VMS_n] \dots (15a)$$

$$VMS = \sum [VMS_n] \dots (15b)$$

Donde:

pt	:	Precio unitario del transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)
TA	:	Tarifa Aplicable por el servicio de transporte firme (USD/ m ³), incluye el Factor de Descuento Aplicable (FDA), el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) u otros de aplicación en el servicio de transporte
CRD	:	Capacidad Reservada Diaria contratada con el transportista (m ³ /d)
V _{int}	:	Volumen mensual en modalidad interrumpible (m ³)
PCS	:	Poder Calorífico Superior en el servicio de Transporte (GJ/m ³)
FU	:	Factor de Uso de la capacidad de transporte
CMS	:	Costos por las compras de capacidad de transporte en el Mercado Secundario, valorizados a la Tarifa (T _n) y Volumen (VMS _n) de la operación "n" en el Mercado Secundario (USD). El valor de T _n no debe superar el valor de TA
VMS	:	Capacidades de transporte compradas en la operación "n" en el Mercado Secundario (m ³)

En caso el generador no cuente con el tipo de servicio firme y no se haya registrado consumo durante el mes, se mantendrá como precio unitario el último valor del mes que utilizó el servicio de transporte de combustible⁹⁰.

- 2.3. Precio unitario por servicio de distribución del combustible gaseoso, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior, deberá corresponder a la aplicación de la fórmula siguiente:

⁹⁰ Numeral modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 224-2021-OS/CD, publicado el 30.10.2021.

Es preciso indicar que, mediante el artículo 2 de la Resolución N° 092-2021-OS/CD, dispone que la primera presentación de información a que se refiere el Anexo 3 del PR-31 modificado, deberá remitirse al COES hasta el 20 de junio de 2021 y tendrá efectos dentro del cálculo a cargo del COES a partir del 01 de julio de 2021.

$$pd = \frac{mdFirme + mdInterrumpible + mdGNC_GNL}{PCS \times \left[CC \times \left(\frac{365}{12} \right) + V_{Int} \right] + PCS_{GNC_GNL} \times V_{GNC_GNL}} \dots (16)$$

Donde:

- pd : Precio unitario de distribución del combustible (S/GJ o USD/GJ)
- CC : Capacidad Contratada Diaria (CC o CCD) contratada con el distribuidor (m³/d)
- mdFirme : Monto del servicio de distribución firme del comprobante de pago (S/ o USD)
- mdInterrumpible : Monto del servicio de distribución interrumpible del comprobante de pago (S/ o USD)
- mdGNC_GNL : Monto del servicio de distribución por GNC o GNL (S/ o USD)
- V_{Int} : Volumen mensual interrumpible o variable entregado por el distribuidor (Sm³)
- Para su aplicación se tendrá en cuenta lo siguiente:
- Si (V_S - CC × ND) > 0, entonces V_{Int} = V_S - CC × ND
- Si (V_S - CC × ND) < 0, entonces V_{Int} = 0
- Siendo:
- V_S : Volumen de gas natural consumido y corregido a condiciones estándar (Sm³)
- ND : Número de días del mes
- V_{GNC_GNL} : Volumen mensual por GNC o GNL entregado por el distribuidor (m³)
- PCS : Poder Calorífico Superior en el servicio de Distribución (GJ/m³)
- PCS_{GNC_GNL} : Poder Calorífico Superior en el servicio de Distribución por GNC o GNL (GJ/m³)

En caso solo cuente con el tipo de servicio interrumpible o solo con el tipo de servicio por GNC o GNL, y no se haya registrado consumo, se mantendrá como precio unitario el último valor del mes que utilizó dicho servicio de distribución de combustible.

En caso el Participante Generador cuenten con la aplicación del Mecanismo de Compensación regulado por el Decreto Supremo N° 035-2013-EM y/o sus modificatorias, el valor "pd" será igual a cero (0)⁹¹.

- 2.4. En los costos de suministro, transporte y distribución no deben incluir tributos.
- 2.5. El informe sustentatorio deberá incluir:
 - 2.5.1. Todos los comprobantes de pago del mes anterior correspondientes al suministro, transporte y distribución, así como de las compras de capacidades de transporte en el Mercado Secundario.

⁹¹ Numeral modificado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 171-2022-OS/CD, publicado el 18.09.2022.

Es preciso indicar que, mediante el artículo 2 de la Resolución N° 092-2021-OS/CD, se dispone que la primera presentación de información a que se refiere el Anexo 3 del PR-31 modificado, deberá remitirse al COES hasta el 20 de junio de 2021 y tendrá efectos dentro del cálculo a cargo del COES a partir del 01 de julio de 2021.

2.5.2. La información sobre la calidad del combustible gaseoso referida al poder calorífico del combustible.

2.5.3. Los cálculos efectuados para la obtención de la información del Formato 3.

3. INFORMACIÓN A SER REVISADA Y EVALUADA POR EL COES

3.1. Información a ser revisada:

3.1.1. Revisar la información entregada en el plazo, definido en el numeral 4.1 del presente anexo.

3.2. Información a ser evaluada:

3.2.1. El precio unitario por suministro de combustible (ps), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.1. del presente anexo.

3.2.2. El precio unitario por transporte de combustible (pt), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.2. del presente anexo.

3.2.3. El precio unitario por distribución de combustible (pd), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.3. del presente anexo.

4. MODO Y OPORTUNIDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS

4.1. Todos los componentes del costo de combustible gaseoso (ccg) determinados de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del presente Anexo, deberán ser entregados conforme al Formato 3 para cada central, por el medio que el COES establezca hasta el día 20 de cada mes. Dicha información corresponderá a la facturación efectuada por sus proveedores en el mes inmediato anterior.

4.2. Los Participantes Generadores termoeléctricos que tuviesen proyectado incorporar al SEIN nuevas Centrales o Unidades de Generación, presentarán la información correspondiente al precio del combustible según el Formato 3 del presente anexo en la oportunidad de su solicitud de operación comercial. De no efectuarlo, se aplicará como precio de combustible, el mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios considerando el $(100/90)^{92}$ de la tarifa de transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al Poder Calorífico Inferior, hasta que la información sea presentada y revisada.

5. DETERMINACIÓN POR PARTE DEL COES DE LOS COSTOS VARIABLES

5.1. Basado en el Formato 3 y el informe sustentatorio remitidos por el Participante Generador, el COES revisará y evaluará la consistencia de los cálculos en un plazo de cinco (05) días calendarios. En caso existan observaciones, el Participante Generador tendrá tres (03) días calendarios desde la comunicación de la observación para absolverla.

En los casos que los Participantes Generadores termoeléctricos no presenten la información indicada en los numerales 1.1 y 1.2, en la forma y oportunidad establecida en el presente Anexo o no subsanen las observaciones en el plazo indicado, no se actualizará el costo de combustible por lo que se mantendrá el valor vigente del mes

⁹² Corregido por el Fe de Erratas de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 092-2021-OS/CD, publicado el 07.05.2021.

Es preciso indicar que, mediante el artículo 2 de la Resolución N° 092-2021-OS/CD, dispone que la primera presentación de información a que se refiere el Anexo 3 del PR-31 modificado, deberá remitirse al COES hasta el 20 de junio de 2021 y tendrá efectos dentro del cálculo a cargo del COES a partir del 01 de julio de 2021.

anterior.

- 5.2. De no haber observaciones o subsanadas éstas en el plazo indicado en el numeral anterior, el COES actualizará el costo de combustible gaseoso, conforme al numeral 6.2.1.2.3 del presente procedimiento. Para referenciar al poder calorífico inferior cada componente de precio unitario por suministro, transporte y distribución, se utilizará el valor poder calorífico superior informado por el (los) proveedor (es) en el (los) correspondiente(s) comprobante(s) de pago, de no encontrarse dicha información en el (los) comprobante(s) de pago deberá utilizar el reporte mensual de calidad de combustible entregado por el (los) proveedor (es) de combustible, que forman parte del Formato 3 y como valor del poder calorífico inferior al aprobado en el último EPEyR efectuado a cualquier Unidad de Generación o modo de operación de la Central Termoeléctrica.

Finalmente, se determinará el CVC expresado en S/ /kWh, conforme a la fórmula 3 del presente procedimiento, multiplicando el costo de combustible gaseoso con el Cec. Este valor entrará en vigencia día uno (01) del mes siguiente.

ANEXO 5: GAS NATURAL DE CAMISEA



Pluspetrol Perú Corporation S.A.
Calle Las Begonias 415 – Piso 11, San Isidro
Lima – Perú
Telf. : (51-1) 411-7100

PPC-COM-23-0061

Lima, 31 de enero de 2023

Señores
OSINERGMIN
Av. Canadá N° 1460
San Borja

Atención: Sr. Severo Buenalaya Cangalaya
Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a ustedes en respuesta a su Oficio N° 0010-2023-GRT, en el cual nos comunican que se encuentran realizando el estudio de generación de electricidad para la fijación de tarifas eléctricas, periodo mayo 2023 – abril 2024 y la vez nos solicitan la información relativa al gas natural de Camisea.

Al respecto cumplimos en brindarles la información solicitada:

1. El poder calorífico superior promedio de diciembre de 2022 fue de 1069.5 BTU/PC medido a 15°C y 1 atm.
2. Por cada empresa de generación eléctrica, los siguientes datos conforme a lo pactado a la fecha:

a. Precio Base: 1.00 USD/MMBTU

Factor de Ajuste = $0.6 (WPU1191i / WPU11910) + 0.4 * (WPU05i / WPU050)$

- Si el Factor de Ajuste resulta ser menor que uno (1), dicho Factor se igualará a uno (1).
- Precio del Gas Natural Final = Precio Base x Factor de Ajuste x Factor A x Factor B.

WPU1191i: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPU11910: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

WPU05i: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPU050: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

b. La información solicitada para cada empresa de generación, así como los Factores A y B aplicables y otros descuentos se encuentra adjunta en el anexo.

3. Actualmente estamos conversaciones con la empresa Kipaq Energía S.A.C., la cual se encuentra desarrollando un proyecto de ciclo combinado en la zona de Humay, para la provisión de un volumen estimado de gas natural de 80 MMPCD, a partir del año 2026.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Pablo Campana
Gerente Comercial de Gas Natural de Grandes Clientes

ANEXO:
Información Contractual
Clientes de Gas Natural de Camisea - Generadores eléctricos operativos
Información al 31 de enero de 2023

EMPRESA Y CONTRATO	CDC (MMPCD)	TOP %		PRECIO BASE AJUSTADO AL 2023 ¹ (USD/MMBTU)	DESCUENTO AL PRECIO BASE ² (% del precio)	PRECIO CONTRACTUAL ³ (USD/MMBTU)
		Avenida	Estiaje			
ENEL - Central Térmica Ventanilla	74.16	15	75	2.1684	10.8%	1.9342
ENEL - Central Térmica Santa Rosa	63.57	0	10			
ENGIE - Chilca 1	122.00	0	0			
ENGIE - Chilca 2	18.00	0	0			
KALLPA	180.96	15	60			
SDF ENERGÍA ⁴	7.416	90	90			
EGESUR	4.59	11	15			
TERMOCHILCA	45.026	0	0			
FENIX POWER	85.90	15	75			

¹ Precio Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural del Consorcio Camisea con las empresas generadoras, vigente a partir del 1º de enero de 2023, hasta el 31 de diciembre de 2023.

² Descuento en el Precio Contractual, realizado por el Consorcio Camisea a todos sus clientes, y aceptado posteriormente por dichos clientes. Este descuento se aplica a las entregas y ventas de gas natural desde el 1-ene-23 hasta el 30-abr-23.

³ Precio Contractual neto luego de aplicar el descuento mencionado en la nota 2, aplicable a las entregas y ventas de gas natural a generadores eléctricos desde el 1º de enero de 2023 hasta el 30 de abril de 2023.

⁴ De los cuales: Base firme de 2.649 MMPCD e Intermitente 4.767 MMPCD.

ANEXO 6: PLIEGO TARIFARIO DEL GAS NATURAL

Concesión Sur Oeste

Tarifas Vigentes desde el 01 de Diciembre 2022



CATEGORÍAS	RANGOS DE CONSUMO		SUMINISTRO GNL (1)		TRANSPORTE VIRTUAL (2)	DISTRIBUCIÓN POR DUCTOS (3)			
	Desde	Hasta	Precio GNL \$/m ³	Recargo FISE \$/m ³	\$/m ³	Margen Comercial \$/ mes	Margen Capacidad \$/ (Sm ³ /día)	Margen Promoción \$/ mes	Margen Distribución \$/m ³
A	0	100	0.74781	0.00755	0.61249	2.08325		18.41012	0.26152
B1	101	300	0.74781	0.00755	0.61249	653.80146			1.09521
B2	301	19,000	0.80632	0.00755	0.61249	653.80146			1.09521
C	GNV		0.80632	0.00755	0.61249		1.59877		0.10683
D	19,001	900,000	0.80632	0.00755	0.61249		10.07712		0.66465

Cargos Complementarios

CATEGORÍAS	CARGOS POR CORTE (4)			CARGOS POR RECONEXIÓN (4)			CARGO	CARGOS POR INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN	
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3		Comercial	Industrial
A	24.59	33.84	550.48	28.40	55.21	611.91	INSPECCIÓN	276.17	622.32
B	24.59	33.84	561.56	28.40	55.21	611.91	SUPERVISIÓN	201.26	519.98
C	281.38	361.19	615.95	179.86		718.33	HABILITACIÓN	270.66	1428.23
D	281.38	361.19	615.95	179.86		718.33	TOTAL	748.09	2570.54

Otros Cargos Regulados

Tipo de Acometida	CARGOS POR ACOMETIDA (6)		CARGOS POR DERECHO DE CONEXIÓN (7)	
	Muro Existente \$/	Murete Construido \$/	Categoría	Derecho de Conexión \$/ (m3/d)
G1.6	499.53	625.12	A	455.60
G4	602.75	728.34	B	32.89
G6	1061.50	1295.27	C	87.03
			D	17.41

Todos los valores descritos no incluyen IGV

Tipo de Cambio Aplicable

Periodo	\$/US\$
Dic-2022	3.8854

Poder Calorífico

Periodo	BTU/SCF
Dic-2022	1075.6155

Factores de Actualización Aplicados

Suministro GNL				
Serie	Base	Valor	FA	Vigencia
WPU1191	128.00	220.81	1.80831	01/01/2022 - 31/12/2022
WPU05	101.075	195.394		
PPL: WPSFD4131	149.80	227.56	1.51907	01/03/2022 - 28/02/2023
FDA	-	0.95321	0.95321	01/05/2022 - 30/04/2023
WPSFD4131	184.7	219.24	1.187	01/01/2022 - 31/12/2022
Transporte Virtual				
Serie	Base	Valor	FA	Vigencia
WPSFD4131	185.3	223.85	1.229	01/01/2022 - 31/12/2022
IPM	100.41	124.98		
Distribución por Ductos - Acometida				
Serie	Base	Valor	FA	Vigencia
IAC: WPU101706	252.4	471.119		
IPE: WPU07110224	172.8	194.433	1.217	01/01/2022 - 31/12/2022
PPL: WPSFD4131	185.4	223.854		
IPM	100.41	124.978		
Derecho de Conexión				
Serie	Base	Valor	FA	Vigencia
IAC: WPU101706	252	471.12	CAT CyD: 1.867	01/01/2022 - 31/12/2022
IPM	100.4	124.98	CAT AyB: 1.245	
Corte y Reconexión - Inspección, Supervisión y Habilitación > 300m ³ /mes				
Serie	Base	Valor	FA	Vigencia
IPM	105.5312	135.8176	1.287	01/12/2022 - 28/02/2023

Notas

- (1) Precio de Suministro de Gas Natural Licuado. Se incluye el cargo por el Fondo de Inclusión Social (FISE) Ley 29852 y Reglamento Aprobado D.S N° 21-2012-EM
- (2) Tarifa de servicio de Transporte Virtual
- (3) Tarifa de servicio de Distribución por Ductos
- (4) Cargos por Corte y Reconexión. Aprobados por Resolución OSINERGMIN N° 092-2017-OS/CD del 31 de mayo de 2017, modificados por Resolución OSINERGMIN N° 170-2017-OS/CD del 10 de agosto de 2017
- (5) Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación. Aprobados por Resolución OSINERGMIN N° 092-2017-OS/CD del 31 de mayo de 2017, modificados por Resolución OSINERGMIN N° 170-2017-OS/CD del 10 de agosto de 2017
- (6) Cargos por Acometida
- (7) Cargos por Derecho de Conexión
- (8) El valor por un Punto Adicional para los clientes categoría A del primer plan de conexiones no podrá exceder de US\$199.17 x Tipo de Cambio. No incluye IGV.

(9) Poder Calorífico Aplicado: 1075.615 (BTU/SCF)

ANEXO 7: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIN

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIN PARA EL MODELO PERSEO
FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRAS EN MAYO 2022**

