

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



**Análisis de la Reserva de Generación Termoeléctrica en la  
cobertura de la máxima demanda del SEIN**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO EN ENERGÍA**

**AUTORES:**

Bach. Ramos Aguilar, Ernesto Gregorio

Bach. Moncada Vásquez, José Luis

**ASESOR:**

Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian

DNI 32788460

Código ORCID: 0000-0002-3579-3771

**Nuevo Chimbote-Perú**

**2025**

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



**CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

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

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN  
ENERGÍA**

**Análisis de la Reserva de Generación Termoeléctrica en la cobertura de  
la máxima demanda del SEIN**

**AUTORES :**

Bach. Ramos Aguilar, Ernesto Gregorio  
Bach. Moncada Vásquez, José Luis

-----  
Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian  
DNI 327888460  
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771



# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA E.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA

---

## ACTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°580-2022-CU-R-UNS); titulado:

Análisis de la Reserva de Generación Termoeléctrica en la cobertura de la máxima demanda del SEIN

Autores:

Bach. Ramos Aguilar, Ernesto Gregorio  
Bach. Moncada Vásquez, José Luis

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.

.....  
Dr. Mariños Castillo, Gualberto Antenor  
Presidente  
Código ORCID: 0000-0001-7514-9908  
DNI 17890841

.....  
Mg. Perez Pinedo, Oscar Fernando  
Integrante  
DNI 32739412  
Código ORCID: 0000-0002-5780-6115

.....  
Mg. Guevara Chinchayán, Robert Fabian  
Secretario  
DNI 32788460  
Código ORCID: 0000-0002- 3579-3771



### ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las 11:00 a.m., del día lunes 19 del mes de mayo del año dos mil veinticinco, en el Aula E-4 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 098-2025-UNS-CFI** de fecha 27.03.25., integrado por los siguientes docentes:

- Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo : Presidente
- Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán : Secretario
- Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo : Integrante

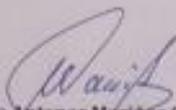
Y según la **Resolución Decanal N°194-2025-UNS-FI** de fecha **07.05.25.**, se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis, titulada: **"ANÁLISIS DE LA RESERVA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN LA COBERTURA DE LA MÁXIMA DEMANDA DEL SEIN"**, perteneciente a los bachilleres: **RAMOS AGUILAR ERNESTO GREGORIO** con código de matrícula N°0201511035 y **MONCADA VÁSQUEZ JOSÉ LUIS** código de matrícula N°0201511040, teniendo como asesor al docente **Mg. ROBERT FABIÁN GUEVARA CHINCHAYÁN**, según Resolución Decanal N°146-2024-UNS-FI de fecha 01.04.24.

Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

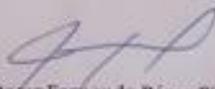
El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
RAMOS AGUILAR ERNESTO GREGORIO	Decisive (17)	BUENO

Siendo las 11:30 a.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

  
Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo  
PRESIDENTE

  
Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán  
SECRETARIO

  
Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo  
INTEGRANTE



**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

**FACULTAD DE INGENIERIA**  
Dirección I.P. de Ingeniería en Energía

## ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las 11:00 a.m., del día lunes 19 del mes de mayo del año dos mil veinticinco, en el Aula E-4 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 098-2025-UNS-CFI de fecha 27.03.25., integrado por los siguientes docentes:

- > Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo : Presidente
- > Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán : Secretario
- > Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo : Integrante

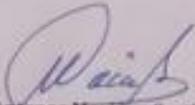
Y según la Resolución Decanal N°194-2025-UNS-FI de fecha 07.05.25., se DECLARA EXPEDITO a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis, titulada: "ANÁLISIS DE LA RESERVA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN LA COBERTURA DE LA MÁXIMA DEMANDA DEL SEIN", perteneciente a los bachilleres: RAMOS AGUILAR ERNESTO GREGORIO con código de matrícula N°0201511035 y MONCADA VÁSQUEZ JOSÉ LUIS código de matrícula N°0201511040, teniendo como asesor al docente Mg. ROBERT FABIÁN GUEVARA CHINCHAYÁN, según Resolución Decanal N°146-2024-UNS-FI de fecha 01.04.24.

Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

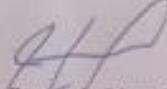
El jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
MONCADA VÁSQUEZ JOSÉ LUIS	Diecisiete (17)	Bueno

Siendo las 11:30 a.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

  
Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo  
PRESIDENTE

  
Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán  
SECRETARIO

  
Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo  
INTEGRANTE



## Recibo digital

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

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Ernesto RAMOS AGUILAR  
Título del ejercicio: REVISION  
Título de la entrega: Análisis de la Reserva de Generación Termoeléctrica en la cob...  
Nombre del archivo: TESIS\_RAMOS\_MONCADA.docx  
Tamaño del archivo: 9.34M  
Total páginas: 128  
Total de palabras: 28,842  
Total de caracteres: 157,805  
Fecha de entrega: 28-ago-2025 07:58p. m. (UTC-0500)  
Identificador de la entrega: 2737256364

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



Análisis de la Reserva de Generación Termoeléctrica en la  
cobertura de la máxima demanda del SEIN

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO EN ENERGÍA

**AUTORES:**

Bach. Ramos Aguilar, Ernesto Gregorio  
Bach. Moncada Vásquez, José Luis

**ASESOR:**

Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian  
DNI 32788460  
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771

Nuevo Chimbote-Perú  
2025

# Análisis de la Reserva de Generación Termoeléctrica en la cobertura de la máxima demanda del SEIN

## INFORME DE ORIGINALIDAD

24%

INDICE DE SIMILITUD

24%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

## FUENTES PRIMARIAS

1	<a href="http://repositorio.uns.edu.pe">repositorio.uns.edu.pe</a> Fuente de Internet	10%
2	<a href="http://hdl.handle.net">hdl.handle.net</a> Fuente de Internet	2%
3	<a href="http://docplayer.es">docplayer.es</a> Fuente de Internet	1%
4	<a href="http://www2.osinergmin.gob.pe">www2.osinergmin.gob.pe</a> Fuente de Internet	1%
5	<a href="http://cdn.www.gob.pe">cdn.www.gob.pe</a> Fuente de Internet	1%
6	<a href="http://www.ceare.org">www.ceare.org</a> Fuente de Internet	1%
7	<a href="http://dspace.ups.edu.ec">dspace.ups.edu.ec</a> Fuente de Internet	1%
8	<a href="http://www.osinergmin.gob.pe">www.osinergmin.gob.pe</a> Fuente de Internet	1%

[www.scielo.org.bo](http://www.scielo.org.bo)

## DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de  
realizar este proyecto  
que es la culminación  
de la formación de mi etapa profesional.  
A mis padres el Sr. Eulalio Ramos Loyola y a la  
Sra. Madre Flor Aguilar Torres.  
Con mucho cariño para ellos.

E.G.R.A

## DEDICATORIA

A Dios primero, por darme las fuerzas y  
entregarme sus bendiciones durante este  
largo camino

Con mucho cariño para el Sr. José Moncada Cotrina  
y para la Sra. Teresa Vásquez Oliveros.

J.L.M.V

## RECONOCIMIENTO

Agradecimiento a mi asesor Mg. Robert Guevara Chinchayan bajo su tutoría y dirección en la ejecución de este informe, se logró este objetivo.

También un profundo agradecimiento a mis profesores de la Universidad Nacional del Santa y de la Escuela de Ingeniería en Energía por sus enseñanzas invaluable, en realizar de mi un profesional de ética y competente.

Y con mucho afecto para mis compañeros de labores en la empresa donde me desempeño.

E.G.R.A

## RECONOCIMIENTO

Agradecimiento a mi asesor Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan por su asesoría y brindarme sus conocimientos en la elaboración de mi informe de tesis.

Agradecer a mis docentes de la Universidad Nacional del Santa y de la Escuela de Ingeniería en Energía por las enseñanzas invaluable, en realizar de mi persona, un profesional para el servicio de mi país. Para mis compañeros de promoción y de trabajo que de cierta manera contribuyeron con esta investigación.

Atentamente,

J.L.M.V

## INDICE GENERAL

### INDICE

### RESUMEN

I.	INTRODUCCIÓN.	1
1.1	Realidad Problemática	1
1.2	Antecedentes	2
1.3	Justificación	5
1.4	Hipótesis	5
1.5	Objetivos	6
II.	MARCO TEÓRICO.	7
2.1	Sistemas de generación de energía	7
2.2	Centrales termoeléctricas	18
2.3	Reservas de generación	29
2.4	Cobertura de la demanda de energía	36
III.	MATERIAL Y MÉTODO	42
3.1	Material	42
3.2	Método	52
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	56
4.1	Características de la reserva de generación termoeléctrica	56
4.2	Estimación del comportamiento de la oferta y demanda futura	72
4.3	Características del comportamiento de la reserva termoeléctrica	77
4.4	Discusión de resultados	85
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88
5.1	Conclusiones	88
5.2	Recomendaciones	89
VI.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
VII.	ANEXOS	97

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Cadena de suministro de la generación de energía	8
Figura 2 Sección parcial del diagrama unifilar del SEIN-Perú	9
Figura 3 Procedimiento de la planificación de la confiabilidad de un sistema de generación	13
Figura 4 Curva de comportamiento de volumen útil de agua del Lago Junín que suministra al Complejo Hidroenergético del Mantaro (1 800 MW)	17
Figura 5 Curva de carga de generación de la Central Solar FV Moquegua	18
Figura 6 Estructura Interna de la Generación de Energía	20
Figura 7 Centrales Termoeléctricas del Nodo Energético del Sur	22
Figura 8 Rendimiento de planta vs porcentaje de carga de CTG UTI5	23
Figura 9 Central Termoelectrica de Santa Rosa TG8	24
Figura 10 Central Termoelectrica San Nicolas	25
Figura 11 Central Termoelectrica Independencia	26
Figura 12 Central Termoelectrica Ciclo Combinado de Kallpa	27
Figura 13 Clasificación de la Reserva de Generación	30
Figura 14 Cobertura de la demanda en el SEIN	37
Figura 15 Factores de Planta de Centrales Hidroeléctricas 2023	51
Figura 16 Factores de Planta de Centrales Solares FV 2023	52
Figura 17 Factores de Planta de Centrales Eólicas 2023	52
Figura 18 Distribucion por zona geográfica de la reserva de energía.	59
Figura 19 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda I Cuatrimestre 2024.	62
Figura 20 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda II Cuatrimestre 2024.	63
Figura 21 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda III Cuatrimestre 2024.	64
Figura 22 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda I Cuatrimestre 2023.	65
Figura 23 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda II Cuatrimestre 2023.	67

Figura 24 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda III Cuatrimestre 2023.	68
Figura 25 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda I Cuatrimestre 2022.	69
Figura 25 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda II Cuatrimestre 2022.	70
Figura 26 Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda III Cuatrimestre 2022	71
Figura 27 Proyección del comportamiento de la oferta efectiva de generación mensual 2025-2027	73
Figura 28 Proyección del comportamiento de la máxima demanda mensual, oferta de generación y reserva total 2025-2027	77
Figura 29 Proyección del comportamiento de la máxima demanda mensual, oferta de generación y reserva total 2025-2027	77
Figura 30 Proyección del comportamiento de la máxima demanda mensual, oferta de generación efectiva y reserva total 2025-2027	78
Figura 31 Proyección del comportamiento de la reserva efectiva de generación años 2025-2027	81
Figura 32 Proyección del comportamiento de la reserva efectiva de generación años 2025-2027	83

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Parque de generación hidroeléctrica SEIN-A	43
Tabla 2 Parque de generación hidroeléctrica SEIN-B	44
Tabla 3 Parque de generación Termoelectrica SEIN	45
Tabla 4 Parque RER conformante del SEIN	46
Tabla 5 Evolución de la máxima demanda del SEIN 2017- 2024	47
Tabla 6 Evolución de la producción de energía 2017-2024 SEIN (GWh)	48
Tabla 7 Evolución anual de la producción de energía 2017-2024 SEIN (GWh) según recursos convencionales	48
Tabla 8 Relacion de Centrales de Energia ingresantes al SEIN por años 2025-2027	49
Tabla 9 Evolución de la potencia efectiva en el SEIN por años según fuente de energía	50
Tabla 10 Evolución del factor de planta global por tecnología de generación	50
Tabla 11 Evolución porcentual de la generación de energía para centrales termoeléctricas con factor de planta mayor a 10%	56
Tabla 12 Evolución porcentual de la generación de energía por centrales termoeléctricas con gas natural, petróleo BD5 y R500 con factor de planta menor a 10%	57
Tabla 13 Potencia efectiva de centrales termoeléctricas de reserva zona sur-norte	58
Tabla 14 Potencia efectiva de centrales termoeléctricas de reserva otras zonas	59
Tabla 15 Energia anual generada en GWh por centrales termoeléctricas de reserva por Zonas	60
Tabla 16 Energia total anual generada en GWh según tipo de centrales incluyendo reserva termoeléctrica	61
Tabla 17 Oferta de generación con nuevos ingresos de centrales de energía 2025-2027	72
Tabla 18 Oferta efectiva de generación con nuevos ingresos de centrales de energía 2025-2027	74
Tabla 19 Valores de la tasa de crecimiento promedio mensual de la máxima demanda	76
Tabla 20 Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación, pero no a las centrales termoeléctricas	79
Tabla 21 Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación y sin generación fotovoltaica	80
Tabla 22 Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación, sin generación fotovoltaica y aplicando una indisponibilidad de 95% en centrales termoeléctricas	82

Tabla 23 Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación, sin generación fotovoltaica, aplicando una indisponibilidad de 95% en centrales termoeléctricas e indisponibilidad del ducto de gas natural de Camisea	84
Tabla 24 Comparación de los % de reserva termoeléctrica con el MRFO 2025-2027	85

## RESUMEN

La tesis tiene por objetivo general el análisis de las características operativas y comportamiento de la reserva de generación termoeléctrica en la cobertura de la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, con el fin de evaluar la sostenibilidad de la máxima demanda futura.

El presente trabajo de investigación es del tipo experimental, de naturaleza exploratoria, es un tipo de investigación que se utiliza para estudiar problemas poco conocidos o poco estudiados, con el fin de obtener una comprensión general y orientar investigaciones posteriores. El SEIN está conformado por centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y con recursos energéticos renovables, donde operan un total de 36 centrales termoeléctricas, donde estas últimas forman parte de la reserva de generación.

Dentro de los resultados obtenidos, tenemos que en la zona sur del Perú el año 2023 se generó 816,45 GWh con la participación de las centrales termoeléctricas Nodo Energético Puerto Ilo, Nodo Energético Puerto Bravo y Reserva fría de Ilo operando con petróleo Diesel BD5, siendo el año con mayor participación de las centrales de reserva. Mientras que en la zona norte se generó 226,23 GWh. Generando en total 1108,37 GWh brindando confiabilidad al SEIN. Se evaluó el comportamiento de la reserva de generación termoeléctrica, teniendo en 4 casos: aplicando los factores de planta, sin generación solar fotovoltaica, con una tasa de indisponibilidad para las centrales termoeléctricas y con la indisponibilidad del ducto del gas natural de Camisea, siendo en este último caso en el cual la reserva de generación presenta problemas de déficit.

**PALABRA CLAVE:** Reserva de energía, centrales termoeléctricas, contingencias.

## **ABSTRACT**

The general objective of this thesis is to analyze the operating characteristics and behavior of the thermoelectric generation reserve to cover the peak demand of the National Interconnected Electric System, in order to evaluate the sustainability of future peak demand.

This research is experimental and exploratory in nature. It is a type of research used to study little-known or understudied problems, with the aim of obtaining a general understanding and guiding further research. The SEIN is made up of hydroelectric, thermoelectric, and renewable energy plants, where a total of 36 thermoelectric plants operate, the latter being part of the generation reserve.

Among the results obtained, we find that in southern Peru, 816.45 GWh were generated in 2023 with the participation of the thermoelectric plants Nodo Energético Puerto Ilo, Nodo Energético Puerto Bravo, and Reserva fría de Ilo operating on BD5 diesel fuel, being the year with the highest participation of the reserve plants. In the northern zone, 226.23 GWh were generated, generating a total of 1,108.37 GWh, providing reliability to the SEIN. The behavior of the thermoelectric generation reserve was evaluated in four cases: applying plant factors, without solar photovoltaic generation, with a rate of unavailability for thermoelectric plants, and with the unavailability of the Camisea natural gas pipeline. In the latter case, the generation reserve presents deficit problems.

**KEYWORD:** Energy reserve, thermoelectric plants, contingencies.

## **I. INTRODUCCIÓN.**

### **1.1 Realidad problemática**

La capacidad de reserva mantiene la confiabilidad de un sistema eléctrico ya que garantiza junto con las centrales de generación operativa una oferta disponible superior a la demanda. Un sistema de generación puede llegar a colapsar cuando la oferta disponible no cuenta con una reserva de generación lo suficiente que garantice la cobertura de la demanda. Esta última sometida a variaciones según el nivel de consumo de los usuarios. (Luis, 2020)

La cobertura de la demanda de un sistema energético está cubierta por la operación y despacho económico de un pool de centrales de generación de diversa tecnología, para el caso peruano el sistema eléctrico interconectado nacional es el sistema energético mayor formado por un conjunto de redes de transmisión de 550, 220 y 110 kV, a la cual están acopladas centrales térmicas, hidráulicas y con recursos energéticos renovables operando en forma coordinada por el COES.

La prioridad de generación en el Perú lo tienen las centrales hidráulicas, las de recursos energéticos renovables y ciertas centrales termoeléctricas de ciclo simple y ciclo combinado con gas natural, con cuyo despacho, teóricamente debe cubrirse la demanda de energía. Quedando un 45 % del parque de generación total de características termoeléctricas en condición de reserva.

En forma real el sistema energético está sometido continuamente a contingencias y fallas en la operación. Según el Ministerio de Energía y Minas (2023) tal es el caso, por fuertes problemas de sequía en las cuencas hidrográficas peruanas, la generación de energía de las plantas hidráulicas se redujo a un 29% en diciembre del año 2023 comparado con diciembre de 2021, mientras que en las centrales termoeléctricas a gas natural aumentó un 76% y la producción de las centrales termoeléctricas con petróleo DB5 se incrementó en 208%. Cuando las centrales hidráulicas no produzcan lo suficiente, se tiene que recurrir a la combustión de diésel para la producción energética, lo cual resulta costosa y contaminante, pero que salva el hipotético déficit de energía en el supuesto de que no se contase con centrales termoeléctricas.

Tamayo, R. (2023) recalca que el retraso de lluvias ha generado que se opere durante un mes con centrales las centrales de reserva de generación termoeléctrica con diésel DB5 en la cobertura de la demanda y eso ocasiono que los grandes usuarios que han contratado el suministro de forma directa con las empresas de generación en el

mercado libre de electricidad, llegaron a facturar 86.3 U\$/MWh por el precio de la energía promedio, lo que equivale al triple de lo que se facturaba entre junio a agosto de 2021, cuando el precio promedio de la energía era 30 U\$/MWh, por el efecto de la operación de las centrales termoeléctricas de alto costo variable combustible.

Las centrales con recursos energéticos renovables ha tenido un considerable incremento en su producción energética en los últimos años con centrales solares fotovoltaicas Rubí y Clemesi y la Central Eólica Wayra I, pero están sometidas a bajos factores de planta entre 30-35 % para las centrales solares y 45-48% para las centrales eólicas, motivo por el cual no presenta una garantía para poder cubrir casos de déficit de energía en periodos de emergencia, a diferencia de las centrales termoeléctricas que son de muy rápida respuesta para cubrir una demanda instantánea requerida con urgencia.(Espinoza, 2022)

Rodríguez, H. (2023), la crisis energética que se avecina en Perú no es un fenómeno aislado, sino el resultado de años de falta de planificación y una visión cortoplacista. La preocupante cobertura de la demanda ante la insuficiente producción de energía hidroeléctrica en Perú por la reducción de la provisión de agua conlleva a pensar que se requiere la necesidad de incrementar la producción de generación con centrales termoeléctricas, principalmente operadas con gas natural y diésel, siendo estas últimas unidades de generación de reserva, las que han cubierto este enorme déficit energético. Siendo los costos variables combustibles de las centrales termoeléctricas con DB5 superiores a 200 U\$/MWh, siendo nuestra reserva de generación de alto costo.

Según lo detallado en la realidad problemática se plantea lo siguiente:

¿Cuál es el efecto en la cobertura de la máxima demanda del SEIN mediante un análisis de la reserva de generación termoeléctrica?

## **1.2 Antecedentes:**

Se enuncian los antecedentes que fundamentan la tesis:

Exebio, V. & Prieto, M. (2013) en su tesis Impacto económico de las emisiones de gases efecto invernadero de las centrales termoeléctricas en el Perú para la Universidad Santo Toribio de Mogrovejo en Perú concluyen que los beneficios de orden económico generados por el aumento de la generación de energía eléctrica, determinados por el empleo del costo marginal de corto plazo, estos beneficios son de 6 mil millones de dólares, mientras que los costos privados, que son los costos fijos y variables (no

combustible y combustible), bordean los 3 mil millones de dólares y en el caso de los costos asociados al medio ambiente, se estimaron en 690 millones de dólares. Según lo enunciado los beneficios económicos son mayores a los costos económicos tanto privados como públicos. Cuando los beneficios y costos económicos se calculan, las centrales termoeléctricas generan beneficios equivalentes a 1,65 veces más que la suma de los costos, lo que contradice la hipótesis planteada.

Flores, J. & Vega, T. (2014) en su investigación Análisis de la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia de la zona norte Piura-Tumbes con la central de reserva fría de Talara de 200 MW concluyen que la Central de Reserva fría de Talara tiene una eficiencia de 36,95 % y un costo variable total de 263,88 U\$/MWh; realizando la simulación de los escenarios realizados, la Central de Reserva fría de Talara justifica su presencia en el Sistema Eléctrico del Norte-Piura y Tumbes, suministrando con porcentajes de carga distintas la demanda según los escenarios propuestos. Se establecieron las situaciones de cobertura normal, alerta, extrema emergencia, restauración y de emergencia.

Garayar, H. (2018) en su tesis Comportamiento de la central de reserva fría de Ilo para la cobertura de la demanda de energía en situaciones de emergencia para la Universidad Nacional del Santa concluye que según la simulación planteada en las diversas condiciones de operación, es necesaria su presencia por parte de la Central Termoelectrica de Reserva Fría de Ilo de 500 MW en el Subsistema Eléctrico del Sur, brindando seguridad al sistema eléctrico y dando cobertura a la totalidad de la demanda requerida para las diversas contingencias analizadas.

Gutarra, G. et al. (2018) en su tesis Revisión de los mecanismos para la determinación del Margen de Reserva del SEIN y propuestas de mejora para la Universidad ESAN concluyen que el tratamiento de la Reserva es relevante para programar un exceso de generación (margen de reserva) que pueda suplir con rapidez el desbalance entre la oferta y la demanda. La desconexión de una parte de la carga, implica dejar de suministrar energía a un área, hasta que se supere el imprevisto, lo cual impacta de forma negativa a la producción. En este caso las centrales termoeléctricas con su alto factor de disponibilidad cubren en la actualidad los desbalances de energía.

Meléndez, D. (2018) en su tesis Metodología de Cálculo de las Curvas de Demanda de Reserva en el Mercado Eléctrico Mexicano para el Instituto Tecnológico de Monterrey concluye que la penetración de generación con energías renovables, eólica y solar

fotovoltaica, genera graves problemas de operación debido a la alta incertidumbre de generación de estos recursos lo cual, al no ser cubierto de manera oportuna, se deriva en grandes problemas con respecto a la confiabilidad del sistema eléctrico de generación, las Curvas de operación de Reserva Termoelectrica tienen por finalidad la optimización de la confiabilidad sometido a contingencias de alta incidencia, con lo cual este tipo de centrales de generación ofrecen servicios como reserva complementaria para el incremento de la confiabilidad del sistema, para ello las centrales termoeléctricas se ajustan para dar confiabilidad al sistema, con lo cual son necesarias su presencia en los sistemas de generación hasta que existan tecnologías que puedan reemplazarlas.

Palomino, C. & Pumay, E. (2015) en su tesis Estudio de proyección de la reserva de generación de energía para confiabilidad del sistema eléctrico interconectado del Perú para la Universidad Nacional del Santa concluyen que la falta de disponibilidad del gasoducto de gas Natural desde Camisea a Pisco, genera la desestabilización la seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el cual es la principal contingencia en magnitud, debido a que involucra la operación de 2 279 MW generándose un desabastecimiento en el corto plazo, que debe ser analizada y cubierta por quemadores duales con combustible líquido. De otro la probabilidad de ocurrencia del resto de contingencias solo genera una reducción de la Reserva Firme.

Sánchez, F. & Treviño, P. (2012) en su tesis Propuesta de método para la determinación de la reserva en giro en el SEIN para la Universidad Sant Antonio de Abad, Perú concluyen que el valor de la reserva es el adecuado para dar confiabilidad al SEIN. Al determinarse las demandas en los periodos de avenida y estiaje máxima y mínima, y de acuerdo a su magnitud, naturaleza y volumen de impacto logra desestabilizar al SEIN. El costo de tener altos valores de reserva rodante se determina según la diferencia entre un escenario base y un escenario con un porcentaje de nivel de reserva establecido en este caso el de reserva firme objetivo, el costo de incrementar la reserva rodante en 1% es cerca de 1 ,5 millones de dólares aproximadamente.

Vallejos, S. (2016) en su tesis Cálculo del Margen de Reserva Operativa en el Sistema Eléctrico para cumplir con los Estándares del Mercado Eléctrico Mayorista para la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, México concluye el fin de poder calcular un valor de reserva operativa es poder mantener la cobertura de energía lo más equilibrado al momento de suscitarse una contingencia imprevista. La reserva debe

estar en condiciones de operatividad y disponible para entrar en servicio y debe tener la capacidad de poder sustituir la generación presente ante una falla fortuita. El principal objetivo de la reserva es incrementar el índice de confiabilidad, ya que se garantiza la reducción de las fallas, y además puede ingresar a opera en forma inmediata. Para ello las centrales de rápida respuesta y alta confiabilidad son las centrales termoeléctricas.

### **1.3 Justificación:**

Se justifica por lo siguiente:

Los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad son empleados en los sistemas de generación de cualquier país en el mundo independientemente del tamaño del sistema. Para el caso peruano en un proceso incipiente de transición energética y sometida a la variabilidad climática (para la garantía hidrológica de las Centrales Hidroeléctricas) y meteorológica (para las centrales RER con un bajo factor de carga) es necesario e imperativo contar con un pool de centrales de energía que brindad la confiabilidad del sistema y que posean un alto factor de disponibilidad para cubrir las contingencias en el Perú. Esta labor (al margen de su efecto contaminante) la cumplen las centrales térmicas con gas natural y con Petróleo DB5 y en pocos casos con Petróleo R500. La rapidez de su rampa de arranque le permiten entrara cubrir los déficits de cobertura de energía que se han evidenciado en casos de emergencia, o en la cobertura de periodos de baja disponibilidad de generación de las centrales hidroeléctricas con u factor de carga de 60 % este 2022 y 2023, lo cual hubo generado un desabastecimiento total de la energía, sino se hubiese contado con las centrales termoeléctricas que cuenta el SEIN en condición de reserva disponible y rodante. Del mismo modo los servicios complementarios para dar calidad técnica a un sistema de generación como son la regulación de frecuencia lo realizan las centrales termoeléctricas en condición de reserva rodante. Es por ello necesario conocer cuál es su grado de importancia real dentro del grupo de centrales de reserva que dan la sostenibilidad técnica al sistema interconectado que no lo pueden brindar otro tipo de centrales de energía, y que si está en capacidad de brindar una central termoeléctrica.

### **1.4 Hipótesis:**

Mediante un análisis proyectado de la Reserva de Generación Termoeléctrica se determina que la cobertura de la máxima demanda del SEIN a corto plazo tendrá una reserva de 25%.

## **1.5 Objetivos:**

### **Objetivo general**

Analizar las características operativas y comportamiento de la reserva de generación termoeléctrica en la cobertura de la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, con el fin de evaluar la sostenibilidad de la máxima demanda futura.

### **Objetivos específicos:**

- Caracterizar la reserva de generación termoeléctrica en el SEIN.
- Estimar las características operativas y de confiabilidad de la reserva de generación termoeléctrica en el SEIN.
- Evaluar el comportamiento de la oferta y la demandada en el SEIN.
- Evaluar el comportamiento de la reserva termoeléctrica de generación para una sostenibilidad de la cobertura de la máxima demanda futura.

## **II. MARCO TEÓRICO.**

### **2.1 Sistemas de generación de energía.**

Un sistema eléctrico de potencia está conformado por diversos componentes cuya finalidad es generar, transportar y distribuir energía eléctrica a los usuarios de una zona, región o país, garantizando estándares de calidad, seguridad y confiabilidad, todo ello al menor costo posible. Este tipo de sistema incluye centrales de generación, tanto convencionales como no convencionales, donde se produce la energía; redes de transmisión que permiten trasladarla en grandes volúmenes y a largas distancias; y, finalmente, redes de distribución. (Montalbán, 2021)

La generación de energía es la primera actividad de la cadena de suministro de energía eléctrica. La energía eléctrica es producida en centrales eléctricas. Una central eléctrica está conformada por equipos e instalaciones que tienen la función de generar energía eléctrica a partir de recursos de energía primarios como el viento, sol, agua, gas natural, entre otros. En la actualidad, las plantas de generación eléctrica más empleadas en el mundo son las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas y nucleares, las cuales por lo general y por seguridad se encuentran distantes de los centros de consumo. (Alarcón, 2021)

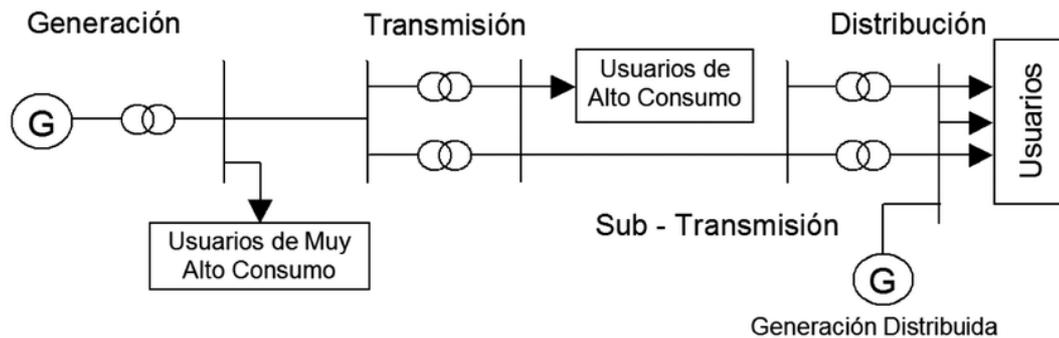
La función de todo sistema eléctrico de potencia es cubrir la demanda total de un conjunto de usuarios con energía eléctrica de manera económica y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad”. Estas características son consideradas como las condiciones principales que todo sistema de generación debe tener. (Alarcón, 2021)

El generador eléctrico inyecta electricidad mediante un generador eléctrico trifásico de tensiones equilibradas a diversos niveles de tensión. El transformador incrementa el voltaje a varias decenas o centenares de kilovoltios, para que la transmisión de energía eléctrica por la línea se realice mediante un sistema trifásico con corrientes relativamente pequeñas. De esta forma se transmiten grandes cantidades de energía a grandes distancias, que son las que separan las centrales eléctricas de los centros de consumo. Al final de la línea de transmisión, otro transformador reduce el nivel de tensión a niveles de distribución según la carga conectada, que es la que consume la energía eléctrica transformándola en otro tipo de energía según necesidad. Las altas tensiones permiten

emplear intensidades pequeñas, lo que minimiza las pérdidas por efecto joule o calentamiento de conductores y mejora el rendimiento de la transmisión de energía del generador hasta los puntos de consumo. (Bringas & Rodríguez, 2021)

Figura 1

*Cadena de suministro de la generación de energía*



*Nota.* Imagen tomada de Artículo de Investigación Acevedo (2013)

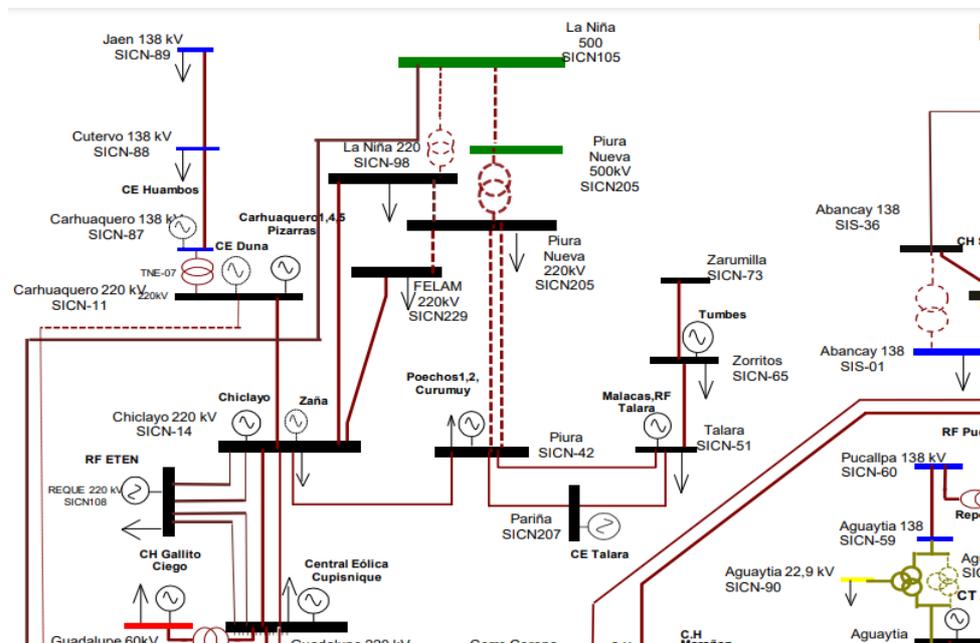
Un sistema de generación deberá contar con la infraestructura necesaria para cubrir una determinada demanda en diversos sitios de ubicación. Se debe atender a todos los usuarios de forma simultánea y segura. Se debe minimizar el racionamiento. Su operación debe ser tan económicamente como sea posible, por lo tanto, se deben reducir los costos de inversión CAPEX y operación OPEX. La demanda de los usuarios debe suministrarse en cada instante del tiempo. Esto implica tener reserva para atender el crecimiento vegetativo de la demanda y el exceso de demanda temporal. (Zapata, 2011)

La generación es el proceso responsable de transformar una fuente primaria de energía en energía eléctrica. Esto se logra mediante el principio de conversión electromecánica, el cual establece que al mover un conductor que forma parte de un circuito cerrado dentro de un campo magnético, se genera una corriente eléctrica. En este proceso, la energía utilizada para producir el movimiento mecánico se transforma en energía eléctrica, manifestada en el desplazamiento de los electrones. Sin embargo, como ocurre en cualquier fenómeno físico, esta conversión no es completamente eficiente y conlleva ciertas pérdidas. (Matulic, 2003)

La disponibilidad de energía eléctrica en una red de transmisión cumple las normas de calidad, exigiendo que la oferta sea igual a la demanda más las pérdidas de transmisión en cada instante de tiempo. Si la oferta o potencia entregada a la red por los generadores, superase a la demanda, entonces la tensión de la red aumenta y la frecuencia tiende a incrementarse. Si la oferta es menor que la demanda, la tensión disminuye y la frecuencia se reduce. El límite de variación permitido es muy pequeño, distinto para cada escalón de tensión, por lo que la red funciona sobre la base de que la tensión sea prácticamente constante para cualquier intensidad que circule por ella. (Bringas & Rodríguez, 2021)

Figura 2

*Sección parcial del diagrama unifilar del SEIN-Perú*



*Nota.* Imagen tomada de Informe precios en Barra 2024-2025 Osinermin (2024)

La calidad del sistema de generación se refiere a la magnitud y forma de la onda eléctrica que se suministra a la red, para la cual se establecen: La regulación de tensión y de frecuencia, el contenido de armónicos, la presencia de fenómenos de distorsión de onda. (Zapata, 2011)

La seguridad del servicio comprende: La seguridad inherente (Safety), minimizar las situaciones originadas en el sistema de potencia que impliquen riesgos para las personas, el medio ambiente, el sistema mismo o los equipos del usuario. Se regula mediante

normas constructivas y operativas de los componentes del sistema de potencia; por ejemplo, los valores nominales operativos (MVA, MW, A, etc.). La seguridad operativa (Security): Es la cualidad del sistema para responder adecuadamente a los disturbios; está directamente relacionada con la estabilidad eléctrica del sistema. (Zapata, 2011)

La confiabilidad se refiere a la capacidad del sistema para mantener la continuidad del servicio, cumpliendo con los estándares de calidad y seguridad establecidos. Sin embargo, no es posible garantizar un suministro ininterrumpido en todo momento, ya que existen diversos factores que lo dificultan, como fallas aleatorias tanto internas como externas que pueden afectar los componentes del sistema, restricciones económicas que limitan las mejoras en calidad y redundancia, así como la incertidumbre asociada a los recursos de generación y a la demanda de los usuarios. Por esta razón, es necesario aceptar la ocurrencia de ciertas fallas, siempre que estas no sean demasiado frecuentes ni de larga duración. (Zapata, 2011)

El análisis de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia implica un enfoque probabilístico debido a:

- La naturaleza aleatoria de las salidas no planificada que afectan a las instalaciones del sistema de potencia hace que no sea posible predecible de antemano.
- La duración de las salidas programadas y no programadas también es una variable aleatoria que dependen del tipo de falla, la ubicación del componente que falló, la cantidad de personal y logística para las actividades de mantenimiento, los recursos económicos, etc.
- La incertidumbre sobre la disponibilidad de los recursos energéticos.
- La incertidumbre en el pronóstico de la demanda en el corto como en el largo plazo. (Zapata, 2011)

La interconexión entre sistemas de generación permite garantizar el suministro eléctrico en una determinada área operativa cuando un sistema en concreto no puede generar energía suficiente para cubrir la demanda. Esto sucede cuando se produce una punta extraordinaria e imprevista de consumo (por ejemplo, una ola de frío), o cuando algún o algunos centros de producción dejan de estar operativos temporalmente y no suministran energía al sistema. Por este motivo, cuanto más interconectados estén los sistemas

eléctricos y mayor sea su capacidad de intercambio de energía, mayor será también la seguridad y calidad de servicio proporcionado. (Junta de León y Castilla, 2023)

Por ejemplo, el sistema eléctrico español está interconectado con los sistemas más próximos: el portugués (conformando así el sistema eléctrico ibérico), el europeo a través de la frontera con Francia y el del norte de África a través del estrecho de Gibraltar. A su vez, el sistema eléctrico europeo continental está conectado con el de los países nórdicos, con los del este y con las Islas Británicas. (Junta de León y Castilla, 2023)

En la actualidad, la energía eléctrica representa la principal fuente energética, siendo esencial para el desarrollo de un país. Su utilización resulta indispensable para impulsar el progreso social, tecnológico, económico, entre otros aspectos. Dada su relevancia, es evidente su papel fundamental en la sociedad, lo que justifica la existencia de una regulación orientada a asegurar un servicio de calidad para los usuarios. El desafío actual en el ámbito de la generación eléctrica radica en la elección de las fuentes utilizadas, las cuales se agrupan en dos categorías principales: generación convencional y no convencional. Hoy en día, la mayor parte de la electricidad se produce en grandes centrales que operan principalmente con combustibles fósiles como gas natural, carbón y diésel, además de importantes centrales hidroeléctricas. Estas instalaciones suministran energía al sistema interconectado a través de un flujo unidireccional. (Montalbán, 2021)

El análisis de Flujos de Potencia consiste en expresar numéricamente la transferencia de energía dentro de una red eléctrica que se está evaluando. Este estudio es fundamental para garantizar el funcionamiento eficiente de los sistemas eléctricos, facilitar su control y permitir una adecuada planificación de futuras ampliaciones. Las pérdidas de energía más relevantes suelen producirse en las líneas de distribución, debido a la resistencia que estas ofrecen al paso de la corriente eléctrica. Dichas pérdidas pueden ser estimadas y presentadas de manera cuantificable. La estabilidad de tensión, es la capacidad de un sistema eléctrica de mantener, en condiciones normales de funcionamiento, la tensión en los nodos existentes, tomando en cuenta los límites aceptables de acuerdo a las normas correspondientes. Las fallas existentes dentro del funcionamiento de un sistema pueden estar ocasionados por distintas causas. Sin embargo, estos eventos ocasionan variaciones

generalmente en la corriente de línea y una variación en la frecuencia y en la tensión. (Montalbán, 2021)

La energía eléctrica es en la actualidad un elemento indispensable para todas las actividades de la vida contemporánea (industrial, servicios y residencial) en el mundo por ello debe estar garantizado un suministro eléctrico con calidad, precios competitivos y, especialmente, con un bajo índice de impacto sobre el medio ambiente. El consumo de energía está íntimamente unido al desarrollo tecnológico industrial, lo cual representa ser uno de los indicadores relevantes de desarrollo económico de un país. (Garzón, 2010)

Actualmente más del 70,6 % de la producción de energía eléctrica generada a nivel mundial se basa en la utilización de combustibles fósiles como fuente primaria; el 19,7 % es a base de energía nuclear; el 6,9 % mediante energía hidráulica; un 0,4 % de energía que se produce con otros gases y sólo un 2,4 % se obtiene mediante energías renovables; la realidad es que se seguirá dependiendo de los combustibles fósiles si no hay una participación consiente y efectiva de la industria eléctrica para la implantación de programas de energías renovables, y cabe mencionar que existen más de 2 mil millones de personas en el mundo que no cuentan con electricidad. (Garzón, 2010)

Un sistema de generación está en falla en la situación en que la capacidad de generación disponible es menor a la demanda requerida. En un instante de tiempo dado, la capacidad de generación disponible está compuesta por:

La disponibilidad de recursos primarios de energía (agua, gas, viento, sol, etc.)

La disponibilidad de las instalaciones electromecánicas de generación. (Zapata, 2011)

El planeamiento de los sistemas eléctricos forma parte de un problema más general, la planificación de la energía y del desarrollo económico. Su objetivo es, pues, definir una estrategia de costes mínimos para la planificación a largo plazo de los sistemas de generación, transmisión y distribución para atender a la demanda pronosticada, en unas condiciones técnicas, económicas y políticas dadas. Tradicionalmente, por planificación de los sistemas eléctricos se entiende sobre todo la planificación del aumento de la capacidad de generación. Ello se debe principalmente a que la inversión que exigen las líneas de transmisión es una parte relativamente pequeña del capital necesario para la

construcción de centrales, y a que las inversiones requeridas para la distribución de electricidad a los abonados, si bien importantes, son en gran medida independientes del sistema de generación y transmisión. (Covarrubias, 2013)

Figura 3

*Procedimiento de la planificación de la confiabilidad de un sistema de generación*

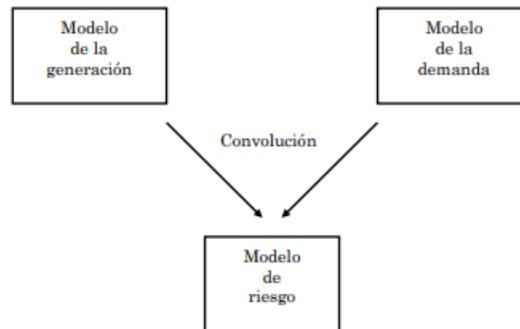


Figura 2.2 Procedimiento para valorar la adecuación de un sistema de generación

El procedimiento general para valorar la confiabilidad de un sistema de generación es:

1	Establecer un modelo para la demanda total del sistema
2	Establecer un modelo para la capacidad de generación total del sistema
3	Combinar estos dos modelos (Convolución) para establecer el modelo de riesgo

La Figura 11.2 presenta un diagrama conceptual de este procedimiento.

*Nota.* Imagen tomada de tesis de Zapata. (2011)

Las principales etapas de la planificación de un sistema eléctrico se pueden resumir como sigue:

- Estudio para pronosticar la carga eléctrica en un período futuro de cinco a treinta años, basado en la información más fidedigna.
- Evaluación de los recursos energéticos disponibles en el futuro para la generación de electricidad y de las tendencias previsibles en los aspectos técnico y económico.
- Evaluación de las características económicas y técnicas de las unidades generadoras existentes y de las centrales que se consideren interesantes para la ampliación del sistema. Esas características son en particular los gastos de instalación, los gastos de combustible, los gastos de explotación y mantenimiento, el rendimiento, el tiempo de construcción, etc. (Covarrubias, 2013)
- Determinación de las características técnicas y económicas de las centrales disponibles para la ampliación.

- Determinación de los parámetros económicos y técnicos que influyen en las decisiones, por ejemplo, el tipo de descuento, el nivel de fiabilidad que haya de tener el sistema generador, etc.
- Elección de un procedimiento para determinar la estrategia óptima de ampliación teniendo en cuenta los factores restrictivos existentes.
- Examen cualitativo de los resultados para juzgar la viabilidad de la solución propuesta. (Covarrubias, 2013)

En la planificación de la operación de los sistemas de generación, la incertidumbre es un elemento inherente al proceso de planificación. Hay incertidumbre en el crecimiento y distribución de la demanda, así como en la evolución de los precios y en la disponibilidad de los combustibles, y también en la evolución de los costos de las diversas tecnologías de generación y transmisión de energía eléctrica. La incertidumbre impacta en los planes de expansión, dando lugar a posibles consecuencias indeseables (riesgos de la cobertura durante la generación para una determinada demanda). (Hernández & Nieva, 2007)

El Horizonte de planificación se divide en varios años, dentro de los cuales la conformación del sistema no cambia. Las decisiones de expansión se toman al inicio de cada año. Los años pueden subdividirse a su vez en estaciones de duración variable, lo cual permitirá reflejar las variaciones estacionales de la demanda y de las condiciones hidráulicas. Cada estación reconoce varias condiciones de demanda representativas de la curva de duración de carga modelada a través de escalones. El sistema eléctrico de potencia se representa a través de regiones y enlaces interregionales. Las regiones permiten representar las características individuales del comportamiento de la demanda por zona geográfica, así como las posibilidades reales de instalación de plantas generadoras en las mismas. (Hernández & Nieva, 2007)

Al planificar la operación del sistema de generación en un lapso de tiempo (un año, un mes, una semana, un día o una hora), se debe planificar el origen de la energía a ser generada. El despacho económico hidrotérmico consiste en calcular la proporción de energía hidráulica y térmica, para el período considerado, que resulte en el menor costo de generación. Es un proceso estocástico por la aleatoriedad de la hidrología; es decir, la cantidad de energía hidráulica que se puede almacenar en los embalses o turbinar en las

centrales de pasada depende del régimen de lluvias que sólo se puede predecir con un cierto nivel de probabilidad. Por lo tanto, la decisión de generar más o menos energía hidráulica y consecuentemente térmica está asociada a una probabilidad hidrológica. (Matulic, 2003)

Para minimizar el costo total de generación, primeramente, se coloca la generación hidráulica (que no tiene un costo directo asociado al agua) y luego la generación térmica en orden creciente de su costo que se relaciona al precio del combustible y la eficiencia de las diferentes turbinas. En este proceso, se debe considerar la capacidad de los embalses para evitar que rebalsen o se vacíen; en el primer caso, se pierde energía que podría haber sido utilizada y en el segundo, se incurre en el riesgo de no suministrar la energía demandada por los consumidores. (Matulic, 2003)

En el despacho económico de la generación asignamos la cantidad de potencia a las diferentes unidades que se encuentre en la parte de generación tomando en cuenta el tiempo determinado en el que se encontrara suministrando energía, para cubrir la demanda dispuesta y con ellos minimizar los costos. Una vez determinada la potencia designada a cada central sea convencional o no convencional, se designa el tiempo de suministro que se encontrara acoplado al SEP, mientras que ingresa otro tipo de generación o un similar, cada una de las centrales que ingresen o se desacoplen tienen independencia de funcionamiento como en costos, ya que depende de la energía primaria que usen. (Orbea, 2021)

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú o SEIN es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica de Perú. El SEIN es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años se han puesto en operación centrales tanto hidráulicas como eólicas, catalogadas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), dado el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables. (Osinergmin, 2024)

El SEIN es el Sistema eléctrico interconectado nacional es un conjunto de redes de transmisión de muy alta y alta tensión (500, 220 y 110 kV), a las cuales las centrales de generación del tipo termoeléctricas, hidroeléctricas y de recursos energéticos renovables del Perú inyectan la energía eléctrica generada bajo un régimen de libre competencia, esta red de transmisión abastece al 88% del país, el cual se encuentra interconectado en 23 departamentos del País( a excepción del departamento de Loreto). La seguridad del suministro de energía eléctrica del Perú depende de la disponibilidad de las centrales de generación y de la planificación de la generación a tiempo real y en varios horizontes de estudio, así como del mantenimiento programado. La calidad y continuidad del abastecimiento de energía eléctrica se garantiza teniendo a las centrales de generación en condición de disponibilidad y operativas, tanto de las que están en sincronismo al SEIN, así como de las que se encuentran en condición de reserva en giro o regulado la frecuencia y tensión y próximas a ser requeridas a tiempo real por el coordinador de la operación del sistema. (Bringas & Rodríguez, 2019)

El SEIN está administrado por un Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), constituido como una entidad privada sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. El COES está conformado por todos los agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio para todos los agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo (Osinermin, 2024)

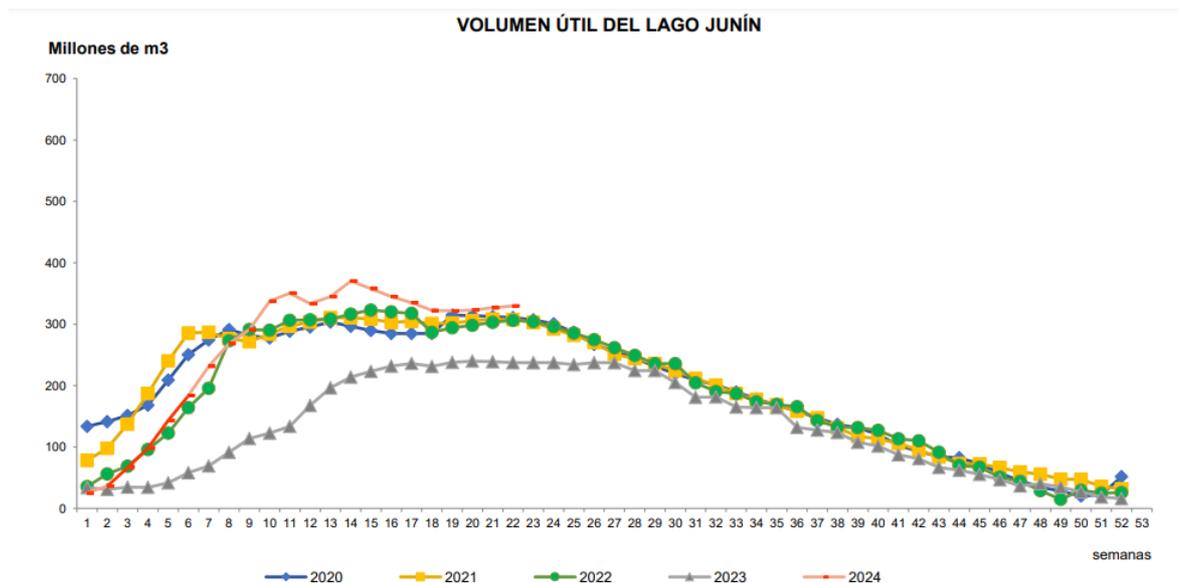
La generación hidráulica es la energía que proviene de la energía estática y potencial del agua, este recurso proviene de nevados, lluvia, y ríos donde son captados por represas para ser direccionados, donde la fuerza del agua mueve turbinas produciendo energía mecánica y esta a su vez a energía eléctrica. A partir de la revolución industrial surgió la producción en gran escala. Conociendo su gran aporte con el medio ambiente por su reducción de contaminación. La generación hidráulica genera energía eléctrica a un costo promedio bajo en comparación a la generación que involucra combustibles, el recurso que se utiliza es el agua que se encuentra almacenada en un embalse. Por esa razón ingresa a un problema de obtención de recursos primarios para su generación ya que involucra

incertidumbres en el tiempo, por sus diferentes estaciones con las que varía anual, y esta cambia de año a año. (Orbea, 2021)

Las centrales hidroeléctricas que tienen en su infraestructura embalses de regulación en donde se acumula agua durante las lluvias para las estaciones de sequía. Además existen centrales con embalses pequeños solo se acumula agua los fines de semana o solo ciertos días; también hay las centrales donde hay una regulación por día y acumulan el agua durante horas del día y operan solo en horas de alta demanda. (Orbea, 2021)

Figura 4

*Curva de comportamiento de volumen útil de agua del Lago Junín que suministra al Complejo Hidroenergético del Mantaro ( 1 800 MW)*



*Nota.* Imagen tomada de Informe mensual COES mayo 2024. (2024)

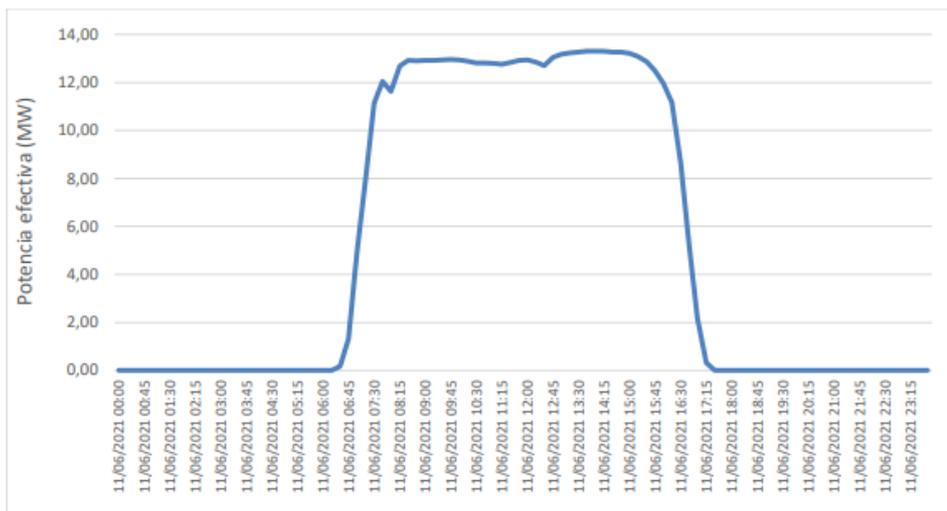
Se denomina Energía Renovable al recurso natural que, a partir de fuentes de energía primaria considerada inagotable, debido a inmensa reserva disponible de energía que contiene o por la capacidad de poder regenerarse por medio natural. Teniendo en cuenta su nivel de desarrollo tecnológico y al nivel de penetración en la matriz energética de los países. Las Energías Renovables se clasifican en Renovables No Convencionales y Renovables Convencionales. En la primera clasificación están consideradas las grandes centrales hidroeléctricas con una potencia superior a 20 MW; mientras que en la segunda clasificación se ubican las centrales eólicas, solares fotovoltaicos, solares Fototérmicas,

geotérmicas, undimotrices, mareomotrices, de biomasa y las centrales hidroeléctricas de hasta una potencia de 20 MW. (Fernández & Izaguirre, 2023)

El principal inconveniente de las centrales RER esta relacionado al recurso energético, así tenemos (según la figura 5) el comportamiento de típico de las centrales de generación con sistemas fotovoltaicos limitadas a horarios diurnos, así como de las centrales eólicas que dependen de la variabilidad de la magnitud de la velocidad y dirección , con lo cual los factores de carga típicos para centrales solares en el Perú es de 32% y para centrales eólicas 54%, lo que no presentan ser una garantía fija ante un imprevisto cambio de la demanda. (Maza & Pérez, 2022)

Figura 5

*Curva de carga de generación de la Central Solar FV Moquegua*



*Nota.* Imagen tomada de tesis de Maza & Pérez. (2022)

## 2.2 Centrales Termoeléctricas.

### 2.2.1 Generalidades.

Una central térmica es una instalación que produce energía eléctrica a partir de combustibles fósiles que son combustionados en un hogar o cámara de combustión; el combustible se almacena en depósitos adyacentes a la central desde la cual se suministra a la zona de combustión. Los combustibles fósiles pueden ser utilizados directamente quemándolos para obtener flujo de calor. Este último es aprovechado para que a través de

diversos procesos se obtenga energía mecánica al eje y luego energía eléctrica, la cual es retirada desde los bornes de un generador. (Garzón, 2010)

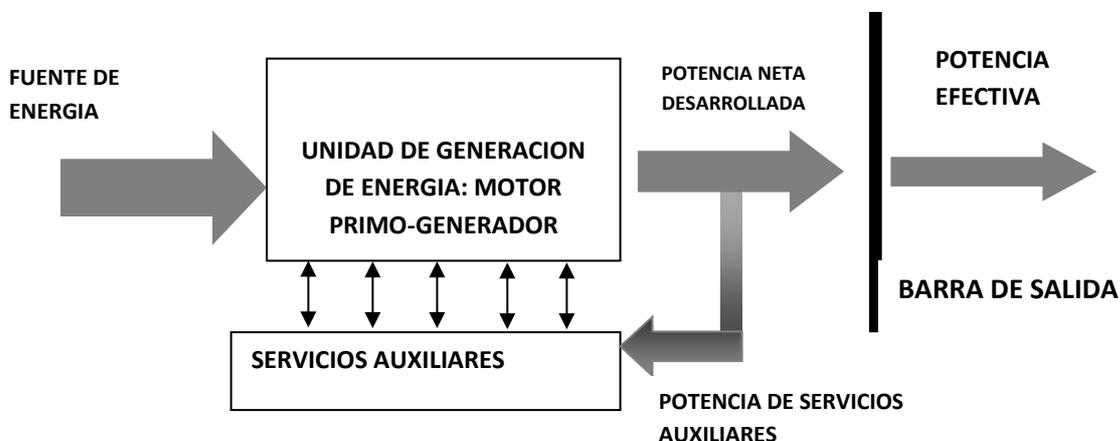
El funcionamiento de las centrales termoeléctricas es prácticamente el mismo independientemente del combustible que sea utilizado; en la actualidad una gran cantidad de estos combustibles son utilizados para la producción de electricidad, por su alto contenido energético, fácil transportación y sobre todo porque pueden ser utilizados en el momento que se lo requiera; sin embargo la gran desventaja que tiene esta energía es el terrible impacto ambiental que estas producen, ya que emiten gases que contribuyen al efecto invernadero y las lluvias acidas, como el resultado del procesamiento del carbón, fuel-oil, gas, entre otros. (Garzón, 2010)

Las centrales de generación de energía clásicas o de ciclo convencional operan con los ciclos termodinámicos Joule Brayton, Rankine, Otto o Diesel, empleando combustibles como gas natural, petróleo DB5 y petróleo R500 (para el caso peruano) empleando como unidades motrices turbinas a gas y vapor y motores de combustión interna. Las que operan con gas natural son económicas y de rápida respuesta para operar como centrales de base o de punta en ciclo simple o ciclo combinado, mientras que las centrales que operan con petróleo DB5 o R500 operan como unidades de reserva y son de respuesta rápida las que operan con turbinas a gas y motores de combustión interna. Son muy criticadas debido a su elevado impacto medioambiental. (Guevara, 2024)

Toda Central de Energía necesita de un conjunto de componente auxiliares para poder transformar y obtener la energía útil final, la Potencia neta generada o desarrollada en parte es utilizada para poder operar estos componentes, mientras que la Potencia Efectiva es aquel Potencia disponible que será retirada de la barra de la central hacia un consumidor a la red del Sistema Eléctrico, por otro lado la Potencia Firme es aquella potencia que con toda seguridad (en función a su factor de indisponibilidad de cada máquina) puede inyectar a la red una central termoeléctrica o hidroeléctrica. Así tenemos por ejemplo que una Central Termoeléctrica a gas necesita suministrar energía eléctrica a sus componentes auxiliares tal como: sistemas de enfriamiento, sistemas oelohidraulicos, sistemas de control, sistema de suministro de combustible, entre otros. (Guevara, 2024)

Figura 6

*Estructura Interna de la Generación de Energía*



*Nota.* Imagen tomada de Manual del Curso Centrales Termoeléctricas UNS. (2024)

Potencia Instalada ( $P_i$ ): Es aquella potencia relacionada a la capacidad de diseño, tal como ha sido concebida la central de energía. En algunos casos la Potencia Instalada no se alcanza durante la operación, salvo en el caso de en ciertos momentos las centrales hidroeléctricas y en los grupos electrógenos, que pueden alcanzar 10 % adicional de potencia por periodos limitados de tiempo. (Guevara, 2024)

Potencia firme: “Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.” Mientras que la energía firme: “Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.” (Ley de Concesiones Eléctricas, 1993)

Según la legislación en el Perú, para que una empresa generadora de electricidad pueda acceder a tener contratos con usuarios, se requiere que las centrales de generación de dichas empresas generadoras se les asigne un atributo denominado “potencia firme”, que

permite a una central de generación suscribir contratos con usuarios, hasta la fecha las centrales de generación con RER no tienen ese atributo, es decir, su potencia firme era cero, por lo que sólo podían participar a través de licitaciones promovidos por el estado. (Flor, 2020)

La Potencia Efectiva ( $P_e$ ): Es aquella potencia máxima que realmente puede desarrollar una central de energía en bornes del generador eléctrico, la cuál ha sido certificada por órganos competentes. En este el COES realiza los estudios de Potencia Efectiva anualmente, la cual se declara ante el Osinergmin, para los estudios de determinación los precios de potencia y energía. En el Perú para la DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA, esta se realiza según el Procedimiento Técnico del COES PR N°17. La Potencia Efectiva se mide en función a la Potencia ISO (Potencia evaluada a una presión de 101.3 kPa, 15 °C y 60% de Humedad Relativa). (Garayar, 2018)

Para las centrales termoeléctricas la potencia firme se obtiene en función de la siguiente ecuación:

$$P_{fCT} = P_e * (1 - FIF) \dots \dots (1)$$

En donde FIF, es el factor de indisponibilidad fortuita mensual de la central termoeléctrica. Un Factor de indisponibilidad se inicia por causa imprevista (con referencia al Plan de operaciones PDO del COES) y se mantiene hasta que la unidad sea declarada como disponible. Tendrá una duración máxima de 7 días, luego de lo cual será considerada como Indisponibilidad Programada. Mientras que la Indisponibilidad fortuita o intempestiva es aquella que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio:

Inmediatamente

Automáticamente

Tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación. (Guevara, 2024)

También es una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita. La desconexión de una unidad de generación por falla fortuita del sistema de transmisión principal no se considera en la indisponibilidad fortuita de la unidad; tampoco aquellas derivadas de fallas fortuitas en el sistema de transmisión secundaria. Para el cálculo de la indisponibilidad fortuita debido a falla permanente y continuada en el arranque de una unidad en horas de punta, se considera que el requerimiento de la unidad convocada fue para garantizar la cobertura de demanda de potencia durante las Horas de Punta del Sistema. El período de duración de la indisponibilidad fortuita no superará en ningún caso los 7 días continuos de ocurrida la falla, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada. (Garayar, 2018)

Figura 7

*Centrales Termoeléctricas del Nodo Energético del Sur*

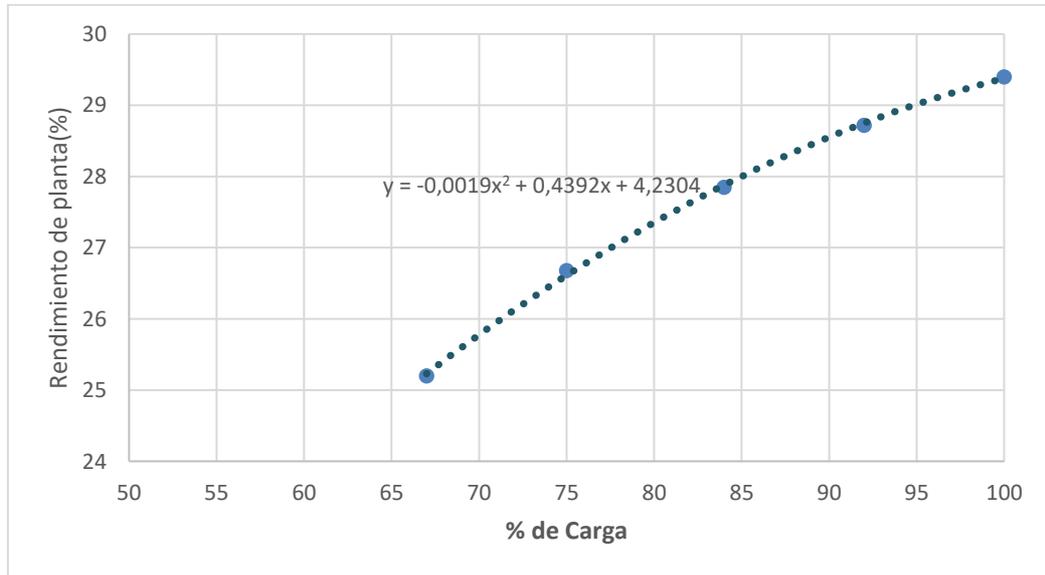


*Nota.* Imagen tomada de Empresa Samay-Peru. (2024)

La unidad de desempeño de una central termoeléctrica es el Heat Rate, Conocido también como Tasa de calor o Consumo específico efectivo, es un Indicador de eficiencia para una Central Termoeléctrica y compara las unidades de combustible consumido por hora para generar una unidad de potencia efectiva a plena carga. Cuando el valor del Heat Rate es mucho menor, indica un mejor desempeño de la central termoeléctrica, lo que significa generación de potencia efectiva con un menor consumo de combustible. El rendimiento de planta esta referido al grado de aprovechamiento del flujo de energía suministrado a la central termoeléctrica. (Garayar, 2017)

Figura 8

*Rendimiento de planta vs porcentaje de carga de CTG UTI5*



*Nota.* Imagen tomada de Informe de Estudio de Potencia efectiva de CTG UTI5 realizado por Cenergia (2022)

Por otro lado, el Costo Variable Combustible (CVC) conocido también como Costo Incremental o Costo de Operación, el cual representa el costo asociado de la unidad termoelectrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico de la unidad (por ejemplo, para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible, el consumo específico se expresa en kg/kWh) por el costo del combustible (por ejemplo, para el Diesel N° 2 dicho costo está dado en US\$/Ton), y viene expresado en US\$/MWh. (Muñoz, 2022)

### 2.2.2 Tecnologías.

Centrales termoelectricas con ciclo joule Brayton: Son aquellas Centrales Termoelectricas que se caracterizan por estar conformadas por una turbina de gas como motor primo, además de un compresor de aire y una cámara de combustión en operación como Ciclo Simple Abierto, pudiendo ser de mono o doble eje. Se le emplean generalmente para cubrir las cargas pico o punta (un promedio de horas de operación de 1 000 a 2 000 horas/año) de un sistema de generación debido a su rápida rampa de arranque y funcionamiento fiable con un amplio intervalo de cargas, considerándose viable técnicamente su operación hasta 50% o más de su potencia efectiva. Se

construyen en unidades compactas pequeñas (20 KW) hasta potencias comerciales de 260 MW, son de menor relación peso/tamaño, bajo costo unitario de inversión, fáciles de transportar en bloque y requieren menores tiempos para su montaje (1 año en promedio dura la instalación de una Turbogas de 200 MW). Su combustible por naturaleza es el Gas Natural, con el cual obtienen un alto desempeño técnico y económico en comparación a su operación con petróleo BD5. (Guevara, 2024)

Su rendimiento en promedio es superior a 37 % y ha mejorado con un incremento de la temperatura de entrada de los gases de la combustión en la turbina de gas desde 1,100°C a 1,450°C y por los nuevos materiales utilizados en las alabes de las turbinas de gas y los sistemas de refrigeración. (Guevara, 2024)

Figura 9

*Central Termoelectrica de Santa Rosa TG8*



*Nota.* Imagen tomada de Orygen (ExEnel Generación) (2024)

Centrales termoeléctricas con ciclo Rankine. También conocidas como Centrales a Vapor, y operan en conjunto una turbina de vapor, condensador (o aerocondensador), desareador, sistemas de bombeo de agua y un generador de vapor acuotubular o un generador de vapor recuperador de calor (HRSG o GVRC). Son de gran capacidad y utilizadas como central de generación de base, utilizan como combustible: carbón mineral, combustible líquido como el petróleo R500, bagazo y los residuos sólidos urbanos. Se le utiliza como unidad base en centrales nucleares de fisión, termosolares y geotérmicas. (Garayar, 2017)

Su eficiencia como ciclo simple está en promedio a 37%, alcanzando valores de hasta 40 % en función a los arreglos o adición de componentes tal como regeneradores, recalentadores, etc. Se caracterizan porque son de lento arranque, necesitan un alto torque y tiempo para estabilizar su operación, tienen alta relación espacio/peso, son muy pesadas, presentan un problema referido al agua durante su operación. (Ledesma & Solorzano, 2021)

Figura 10

*Central Termoelectrica San Nicolas*



*Nota.* Imagen tomada de Shougang (2024)

Centrales termoeléctricas con MCI: Este tipo de Centrales termoeléctricas utilizan un motor de combustión interna alternativo como motor primo, se caracterizan por que tienen rápido arranque y pueden variar su carga con rapidez en poco tiempo y regulan su estabilidad en poco periodo de tiempo, se les utiliza debido a su alto costo de operación como Centrales de Punta, de emergencia o para abastecer de energía en lugares en los cuales no se cuenta con energía eléctrica. Pueden operar con Gas Natural o GLP con Ciclo OTTO con encendido por explosión o con un Biodiesel BD5, BD2, Petróleo Bunker 6 o Petróleo R-6 con Ciclo Diesel con encendido por compresión. Generalmente el motor primo es sobrealimentado llegando a eficiencias del orden del 50%, y en Ciclo Simple con 32% para MCI Ciclo Diesel y 27% para MCI Ciclo Otto. En el Perú se cuenta con 04 Centrales con MCIA que opera con gas metano obtenido de la descomposición de Residuos Sólidos Urbanos. (Guevara, 2024)

Figura 11

*Central Termoelectrica Independencia*



*Nota.* Imagen tomada de Osinergmin (2024)

Las centrales termoelectricas de ciclo combinado, son Centrales Termoelectricas de Alta Eficiencia, conformados por un ciclo Joule Brayton Simple Abierto (ciclo superior) y un Ciclo Rankine con sobrecalentamiento (ciclo inferior). Se caracteriza por que se aprovechan los gases calientes de la combustión expulsados desde la turbina de gas (ciclo superior) los cuales son recuperados en los Generadores de vapor Recuperadores de Calor (GVRC o HRSG) del ciclo inferior para generar vapor sobrecalentado para accionar una turbina de vapor el cual este acoplado solidariamente a un generador eléctrico. Operan en base y en punta (según algunas modificaciones) (Garayar, 2017)

Una central de ciclo combinado, es una instalación electromecánica que se caracteriza por estar conformada o acoplada por de dos ciclos termodinámicos, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El flujo de calor residual del proceso de generación de trabajo neto del ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura. El primer ciclo termodinámico esta referido al Ciclo Joule Brayton Simple abierto, mientras que el segundo esta referido al ciclo Rankine con sobrecalentamiento. La unión de un ciclo de gas con uno de vapor permite llegar a rendimientos de producción eléctrica más altos que si tuviéramos cada ciclo trabajando por separado. Ambos ciclos se combinan en la caldera recuperadora de calor o HRSG, alcanzando eficiencias de superiores a 57 %. (Guevara, 2024)

Figura 12

*Central Termoelectrica Ciclo Combinado de Kallpa*



*Nota.* Imagen tomada de Empresa Kallpa Generación (2024)

### **2.2.3 Clasificación económica.**

Centrales de base: Son aquellas Centrales Termoeléctricas que pueden operar en forma continua y permanente, en función a los siguientes criterios: Gran capacidad de generación y bajos costos operativos lo que le permiten operar de forma continua. Su función es suministrar energía eléctrica en forma permanente; la instalación suele estar en marcha durante largos períodos de tiempo y no debe sufrir interrupciones de la instalación. Este tipo de centrales se caracterizan por su alta potencia efectiva. Están destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica de un Sistema Eléctrico. Estas centrales llamadas también centrales principales, son de gran potencia y utilizan generalmente como motores primos las turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas, así como las centrales de ciclo combinado. (Guevara, 2024)

Centrales de punta: Son aquellas centrales proyectadas para cubrir las demandas de energía eléctrica en las horas – punta; en dichas horas – punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal (en el Perú se considera horas punta al periodo comprendido entre las 19.00 a las 23.00 horas), así como también cubren las demandas cuando existen picos de consumo. Tienen una rápida capacidad de respuesta para ingresar a operar a plena carga (rápida rampa de arranque), generalmente suelen ser centrales hidroeléctricas de regulación o de embalse o termoeléctricas con turbinas a gas (pueden pertenecer a un ciclo combinado) o MCI. (Palomino & Pumay, 2014)

Centrales de regulación: Son Centrales de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da la capacidad para almacenar energía. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diaria o semanal. Prestan un gran servicio en situaciones de bajos caudales, ya que el almacenamiento es continuo, regulando de modo conveniente para la producción. Se adaptan bien para cubrir horas punta de consumo. También están incluidas aquellas centrales termoeléctricas de rápida respuesta a las cuales se les asigna un porcentaje de su generación para poder cubrir con la regulación primaria de frecuencia y la estabilidad de la tensión. Para las centrales de generación con potencia mayor a 10 MW, se considera el porcentaje de reserva de 2,8% En función al tipo de regulación esta puede ser primaria, secundaria o terciaria. (Palomino & Pumay, 2014)

Las centrales termoeléctricas de reserva, tienen por objeto sustituir total o parcialmente a las centrales de energía que operan en base en casos de retiro fortuito escasez de agua o avería en algún elemento del sistema eléctrico. El concepto de reserva económica implica la disponibilidad de instalaciones capaces de sustituir total o parcialmente a las centrales de base en las siguientes situaciones: escasez o falta de insumes energéticos (agua, combustibles), congestión en las redes de transmisión, programas de mantenimiento y fallas fortuitas. El concepto de reserva técnica comprende la programación de determinadas centrales para reemplazar a las centrales de producción elevada en el caso de fallas en sus máquinas. (Palomino & Pumay, 2014)

El Nodo Energético del Sur es un conjunto de instalaciones compuesto por “dos plantas termoeléctricas a ciclo simple y con turbinas duales, actualmente operando con petróleo BD5 en su primera etapa y en una segunda etapa con el gas natural proveniente del Gasoducto sur peruano cuando esté disponible”. Ambas plantas, que fueron adjudicadas el 29 de noviembre a la empresa Samay I con la Central Termoeléctrica de Puerto Bravo de 723,6 MW (Subsidiaria de la Empresa Kallpa Generación) y Engie con la Central Termoeléctrica de NEPI (625,3 MW), están ubicadas en Ilo y Mollendo dada su cercanía a las terminales de combustible. La finalidad de su instalación es garantizar la cobertura de energía eléctrica en la zona sur del Perú, para condiciones de emergencia. (Guevara, 2024)

## **2.3 Reserva de generación.**

### **2.3.1 Generalidades.**

Son centrales de generación que tienen por finalidad la cobertura de una determinada antes casos de indisponibilidad total o parcial de las principales plantas de energía que cubren la base un sistema lo cual puede ser resultado de escasez de agua o congestión o falla dentro de un sistema eléctrico de potencia u otra contingencia. (Ledesma & Solorzano, 2019)

La industria eléctrica se caracteriza por el hecho de que la energía eléctrica debe ser transportada de los centros de producción a los de consumo a través de una red, ya que no es posible almacenar grandes cantidades de energía eléctrica de una manera rentable; esto motiva que sean necesarios unos complejos mecanismos de control orientados a mantener en todo momento el equilibrio entre la potencia generada y la consumida de forma que no perjudique la frecuencia. La disponibilidad de una reserva en el sistema depende de la capacidad de respuesta de cada planta a los cambios de carga, por esta razón se hace necesario clasificar los posibles tipos de reserva con que el sistema debe contar para satisfacer las necesidades que se puedan presentar. Una de las garantías de seguridad de la operación de un sistema eléctrico interconectado es que su margen de reserva de generación (generación efectiva disponible menos demanda), sea suficiente para cubrir contingencias y condiciones operativas adversas. (Palomino & Pumay, 2015)

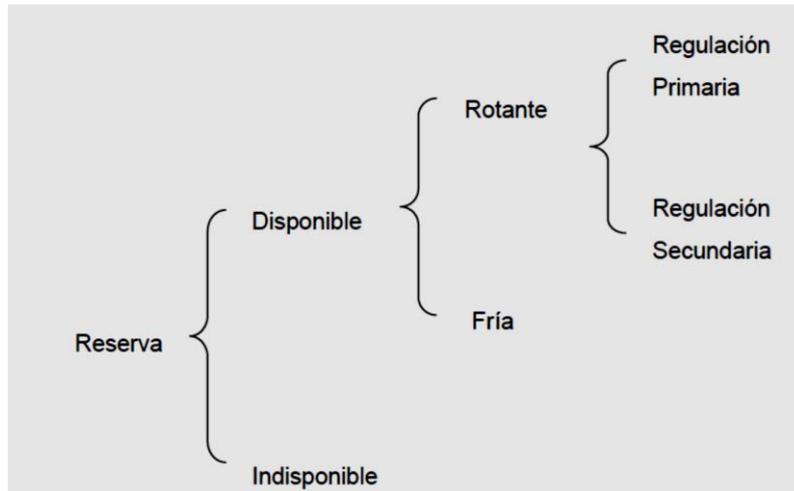
Debido a la concentración de grandes proyectos en el sur del país, a diferencia de las zonas centro y norte, el crecimiento de la demanda superará al crecimiento de la oferta en la zona sur durante el periodo 2013 — 2018. Y ante el escenario de previsión del déficit en la zona sur desde el año 2015, cuyo exceso de demanda se agudizaría al 2018. No obstante, dada la existencia de superávit de sobreoferta de energía a nivel nacional, el déficit en la zona sur podría ser cubierto por el exceso de oferta del centro en condiciones óptimas de operación del sistema de transmisión eléctrica, se instala las Centrales del Nodo Energético del Sur y de la Central de Reserva fría de Ilo , que suman 1,600 MW.(Arteaga, 2018)

La reserva de energía implica la disponibilidad de centrales de energía que puedan tener la capacidad y velocidad de respuesta para poder cubrir un déficit total o parcial de la

generación de energía, La reserva se divide en reserva disponible y reserva indisponible. El concepto de reserva técnica incluye la programación de centrales de energía de alta disponibilidad para sustituir en la operación a las centrales de generación alta con la ocurrencia de fallas fortuitas. (Palomino & Pumay, 2015)

Figura 13

*Clasificación de la Reserva de Generación*



*Nota.* Imagen tomada Tesis de Ledesma & Solorzano. (2019)

La disponibilidad de la reserva con rapidez ante un requerimiento de demanda. Las centrales térmicas con turbinas a gas y con motores de combustión interna tienen una menor rampa de arranque para la toma de carga a diferencia de las turbinas a vapor y las centrales hidroeléctricas. La reserva rotante, esta referida a aquellas centrales de generación que operan en vacío en algunos casos se refiere a la fracción de potencia no servida, por ejemplo, el 5% de la potencia efectiva se compromete para reserva de regulación. Mientras que la reserva fría está relacionada a aquellas centrales termoeléctricas ubicadas estratégicamente en diversos lugares del país y están en espera para operar en condiciones de emergencia, estas centrales se les remunera por su presencia en el sistema. (Montero, 2023)

La Reserva rotante es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada y está lista para cubrir la demanda eléctrica dentro de los 10 primeros segundos de ocurrido un evento, o también descrito como la reserva rotante que se necesita para mantener la estabilidad de frecuencia

del sistema en condiciones de funcionamiento de emergencia y los cambios imprevistos en la oferta o demanda. La Reserva rotante es necesaria en sistemas de potencia para asegurar que el sistema es capaz de soportar los cortes repentinos de las unidades de generación y/o aumentos imprevistos de carga sin tener que recurrir a la eliminación de cargas y evitar cortes en cascada. La cantidad de reserva rotante, que se proporcionan se calcula utilizando diferentes criterios como deterministas, probabilísticos, etc. (Sánchez & Triveño, 2012)

Dentro de los tipos de reserva rodante se encuentran:

- Reserva rápida: Está a disposición para cubrir el déficit de potencia en los primeros minutos de la falla y debe ser asumida principalmente por las plantas hidráulicas y las térmicas a gas de todas las subáreas que integran el sistema interconectado. Transcurridos algunos minutos, el área donde se presentó el problema debe en lo posible cubrir el déficit por sí misma, con sus propios recursos con el fin de descargar a las otras áreas. (Palomino & Pumay, 2014)
- Reserva lenta. Esta reserva cubre el déficit de potencia que había sido asumido por la reserva rápida en lo posible con plantas térmicas o con algunas plantas hidráulicas, con el fin de que esta reserva rápida quede libre y pueda estar a disposición del sistema en caso de nuevas contingencias. El tipo de acceso de reserva lenta que utiliza unidades térmicas puede oscilar entre media hora y 8 horas, dependiendo del estado inicial térmico de las plantas a utilizar. Si es necesario arrancar algunas plantas desde el nivel frío, entonces es lógico que la reserva lenta pueda utilizar plantas que antes no aportaban ninguna reserva rodante. (Palomino & Pumay, 2014)

Asimismo, este margen de reserva se clasifica en:

- Reserva para regulación primaria de frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. Es la respuesta automática medida en MW de la unidad generadora al activarse el regulador automático de velocidad (RAV, “governor” en inglés) ante un cambio en la

frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal. (Barrionuevo, 2016)

- Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF): Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos. Es el aporte en MW de la unidad generadora en forma manual o automática para restablecer la frecuencia eléctrica a su valor nominal. Es la que normalmente es ejercida por los sistemas de Control Automático de Generación (AGC), aunque en algunos sistemas se aplica en forma manual. También puede incluir algún componente conformado por cargas interrumpibles (Barrionuevo, 2016)

La reserva fría es igual a la sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades no sincronizadas y listas para ingresar en servicio a solicitud del coordinador del sistema. Es la cantidad expresada en MW resultante de las unidades generadoras disponibles y que no se encuentran conectadas al Sistema. Es la reserva no rodante, que puede incluir unidades generadoras que pueden ser arrancadas en tiempos relativamente breves (por ejemplo, en un rango de entre 5 y 30 minutos). (Aguirre, 2018)

Las plantas de Reserva Fría de Generación (nomenclatura según D.S N°01-2010-EM) son centrales termoeléctricas duales que permanecen apagadas hasta que se presente una emergencia en el sistema eléctrico en la zona de influencia del proyecto. Sus condiciones de operación le permiten entrar en funcionamiento rápidamente, produciendo electricidad de inmediato ante una eventual interrupción del suministro. Se remunera por la potencia o capacidad y su compensación es establecida según la oferta que se presente en la licitación. Su remuneración se efectúa a través de un cargo regulado (Cargo por Seguridad de Suministro) y es determinado anualmente por el Osinergmin. (Aguirre, 2018)

Los grupos de arranque rápido por emergencia constituyen parte de la Reserva Fría del Sistema. Permite disponer de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento en un tiempo menor a 10 minutos cuando el Coordinador del sistema lo disponga, con el objeto de compensar las reducciones súbitas de generación o atender los

incrementos súbitos de la demanda, a fin de prevenir estados de emergencia en el Sistema. En el Perú se tienen las siguientes Centrales de Reserva Fría ubicados en sitios estratégicos tal como: Talara (184,9 MW), Puerto Eten (225,1 MW) , Ilo(502,8 MW), Pucallpa (40,2 MW, 25 GE CAT duales con Petróleo Diesel B5 o Gas Natural) y Puerto Maldonado(17,7 MW), 11 GE CAT duales con Petróleo Diesel B5 o Gas Natural). Mientras que la Central de Reserva Fría de Iquitos (70 MW, 7 GE duales con Petróleo Industrial 6 o Gas Natural). (Guevara, 2024)

La operación de las Centrales de Reserva Fría hasta el límite de su Potencia Efectiva Contratada, se efectuará estando a disposición del COES en todo momento, entregando al SEIN la Energía Asociada respectiva. Las Centrales de Reserva Fría están sujetas a los siguientes supuestos de operación:

- Operación por despacho económico Situación en la que la Central de Reserva Fría es despachada para satisfacer la demanda garantizando la operación al mínimo costo total.
- Operación por Seguridad, es la operación de la Central de Reserva Fría fuera del despacho económico. También se incluye la operación por emergencia establecida para las centrales de arranque rápido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), manteniendo el tiempo de arranque dispuesto en los contratos. (COES, 2018)

Las compensaciones correspondientes a las Centrales de Reserva Fría reconocerán los siguientes costos:

- Costo por consumo de combustible de Arranque – Parada y de Baja Eficiencia en las rampas de Carga – Descarga.
- Costos de Operación a Mínima Carga.
- Costos de Arranque en Negro. (COES, 2018)

En el artículo 6 del DL-1041, se establece que Osinergmin regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible, denominándose a esto “Compensación por Seguridad de Suministro “el cual

es determinado anualmente durante la regulación de los precios en barra. (Osinergmin, 2024)

**Reserva indisponible:** Se entiende por reserva indisponible a toda aquella capacidad de las centrales que por motivo de mantenimiento y/o reparación no es posible conectar al sistema. La Indisponibilidad se clasifica como programadas, forzadas y de emergencia o urgencia.

Las indisponibilidades por emergencia o urgencia son aquellas que requieren de una acción inmediata, y deben ser ejecutadas por el Agente, inmediatamente se detecte la condición de Emergencia. El COES deberá tomar las medidas de seguridad necesarias para mantener el SEIN operando en forma segura, confiable y económica. Al siguiente día hábil después de realizada la indisponibilidad, el Agente debe presentar al COES un informe en que se sustenten las razones por las cuales ese trabajo fue clasificado como de Emergencia y los trabajos realizados. (Guevara, 2024)

Las indisponibilidades programadas deben ser solicitadas por escrito al COES según el formato establecido por el Procedimiento Técnico N° y por lo menos con tres (3) días hábiles de anticipación para que se pueda planificar, coordinar, y divulgar la misma. La ejecución de una indisponibilidad programada que involucre equipos o instalaciones de otro Agente del mercado Eléctrico en la realización de maniobras o permisos de acceso, deberá ser coordinada previamente con el Agente involucrado, antes de ser solicitada al COES. Mientras que las indisponibilidades forzadas son las que requieren ser ejecutadas en la primera oportunidad que el sistema lo permita y que el Agente esté listo para realizarlas. El Agente debe someter la indisponibilidad forzada con su justificación para la aprobación del COES. (Guevara, 2024)

### **2.3.2** Análisis de la reserva de generación.

Las reservas operativas, en general pueden ser clasificadas por:

Velocidad de respuesta (tiempo para el arranque y tasa de crecimiento)

Duración de la respuesta.

Frecuencia de uso.

Sentido de aplicación (crecimiento o reducción).

Tipo de control (activación desde Centro de Control, autónoma, automática, etc.)  
(Barrionuevo, 2016)

Algunas reservas operativas responden a las rutinarias variaciones de la generación o la demanda, las cuales ocurren en diferentes escalas de tiempo, desde segundos hasta días, requiriendo diferentes estrategias de control dependiendo de la velocidad de las variaciones. En cambio, otras reservas son necesarias para responder a eventos imprevistos, menos frecuentes, tales como el disparo de un generador o la pérdida de una interconexión. (Barrionuevo, 2016)

Durante programación del despacho de generación, se determina la potencia que deberá ser producida por cada central de energía para que la demanda prevista sea cubierta con bajo costo, con alto nivel de seguridad y confiabilidad. Para cumplir con las condiciones de seguridad y confiabilidad el administrador del sistema de generación tiene los siguientes criterios: definir el nivel de seguridad y de confiabilidad teniendo en cuenta los eventos anteriormente sucedidos y verificar su cumplimiento en todo instante en la programación de la operación y el margen de reserva disponible a operar. La definición del porcentaje de reserva del sistema es el resultado de minimizar los costos totales considerando costos de déficit y de mantenimiento. (Sifuentes, 2007)

El primer criterio exige la cuantificación del nivel de seguridad y la confiabilidad teniendo en cuenta un estado no deseado y que afecta al sistema. El criterio de seguridad se cumple cuando la reserva cubre con la demanda que requiere el sistema y supera el periodo transitorio ante la presencia de fallas o eventos fortuitos. El criterio de confiabilidad se fundamenta en la determinación de indicadores de ocurrencia del estado no deseado, siendo el más usado el de Probabilidad del estado de déficit de potencia y la del valor esperado de potencia de déficit. (Sifuentes, 2007)

El segundo criterio se fundamenta en la hipótesis que resulta antieconómico tener una reserva de generación para evitar todas las fallas o presencia de contingencias ante la cobertura de la máxima demanda. Sobre la base de los costos variables de cada unidad que forma la reserva de generación y de la valoración económica de los daños ocasionados a los consumidores ante una interrupción del mismo (costos de déficit) se define el valor

óptimo de reserva en el sistema como aquel que minimiza la suma de los costos citados. El nivel de reserva resultante se considera óptimo bajo los criterios descritos. (Sifuentes, 2007)

Las características en la determinación de reservas operativas tienen un tratamiento tanto técnico como económico, debido a que son temas que tienen origen en la determinación del volumen para mantener la estabilidad del sistema (estudios eléctricos) y, por otro lado, esto implica asignar centrales con mayor margen de reserva y el desplazamiento de centrales con capacidad regulante (oferta energética) con el ingreso de generación renovable (en general no regulan). Cabe mencionar que las reservas operativas son parte de los servicios complementarios, y son parte de la seguridad operativa de los sistemas eléctricos ya que son necesarios para mantener funcionalmente estable la red. (Barrionuevo, 2016)

#### **2.4 Cobertura de la demanda de energía.**

Cobertura de la demanda de energía: Esta referida al proceso de satisfacer los requerimientos de energía instantánea solicitados por un conjunto de consumidores dentro de un determinado sistema eléctrico y así mismo involucra la totalidad de la demanda requerida. (Palomino & Pumay, 2015)

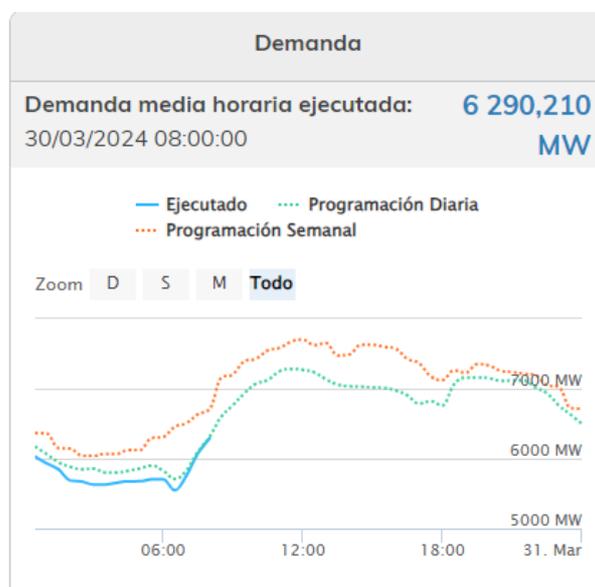
Este es un proceso en el cual las empresas de generación deciden y se comprometen en lo relativo a quienes operaran para suministrar energía en un determinado periodo de demanda, donde su principal objetivo es asegurar la continuidad y calidad del servicio de suministro de electricidad. La información requerida para esta planificación es muy amplia, ya que los sistemas energéticos actuales son sistemas complejos que necesitan gran cantidad de información para describirlos apropiadamente, con el fin de anticipar la futura máxima demanda. Esta cobertura de la demanda involucra diversos periodos de tiempo, que pueden extenderse en función a la oferta de generación disponible y su respaldo garantizado por la reserva de generación. (Mederos, 2011)

Para la predicción de la cobertura de la máxima demanda se toman en consideración las previsiones sobre el futuro comportamiento de la demanda, los recursos disponibles para satisfacerla, la disponibilidad de las centrales de generación, los programas de

mantenimiento, entre otros aspectos para garantizar el suministro de energía. El planificador debe considerar todas las opciones posibles con el fin de satisfacer los requerimientos de la demanda. Debido a la gran incertidumbre asociada por la variación de la disponibilidad de los recursos energéticos y la tendencia de las nuevas tecnologías de los sistemas de generación, es importante que la planificación deba realizarse con un criterio muy amplio, y básicamente al mínimo costo de generación. (Mederos, 2011)

Figura 14

*Cobertura de la demanda en el SEIN*



*Nota.* Imagen tomada COES (2024)

Periodos característicos de cobertura de demanda en el Perú.

Periodos de avenida: Referido al período de tiempo en el cual se presentan lluvias con cierta frecuencia y cíclicamente, lo cual es aprovechado por las centrales hidroeléctricas para el almacenamiento de agua en los reservorios naturales o artificiales, garantizándose con ello su operación. Este periodo corresponde desde el 01 de diciembre al 31 de mayo de cada año.

Periodo de estiaje: Referido al tiempo en el cual se reduce el volumen de lluvias lo cual origina una reducción del volumen de agua contenido en los reservorios, bajando el nivel de agua por debajo de la línea de volumen garantizado, quedando las centrales de generación limitadas a operar a cargas parciales o entrar en stand by. Este periodo corresponde al periodo del 01 de junio al 30 de noviembre.

Año hidrológico: Período anual que se inicia con el período de avenida y finaliza con el período de estiaje, repitiéndose continuamente. (Muñoz, 2020)

Contingencias en la cobertura de la demanda.

Se presentan las siguientes.

- Sequia.
- Fenómeno del niño.
- Bajo volumen de agua en reservorios de centrales hidráulicas.
- Bajo factor de planta de Centrales solares y eólicas.
- Congestion en la red de transmisión.
- Ruptura de la red de gas natural desde Camisea a Pisco. (Muñoz, 2020)

En sistemas con generación variable es necesario considerar las siguientes características:  
Variabilidad: La regulación debe lidiar permanentemente con las variaciones aleatorias de demanda y generación. La carga tiene ciclos diarios que en muchos casos dependen de las condiciones atmosféricas (temperatura). La generación fotovoltaica y la generación eólica adicionan patrones de variación de su producción. El seguimiento de la variabilidad puede exigir más flexibilidad operativa y redespachos con mayor frecuencia: un despacho por hora no está preparado para variaciones a cada 5 minutos. Tener despachos con mayor resolución temporal para representar dicha variabilidad adecuadamente y definir eficientemente las reservas necesarias. (Barrionuevo, 2016)

Incertidumbre: Son los cambios inesperados en las variables del sistema eléctrico. Son evoluciones de la demanda o del aporte de renovables diferentes a los esperados al preparar los despachos. Requieren reservas operativas dado que obligan a modificar el perfil de suministro a la demanda. Contingencias: Para equilibrar generación/demanda ante grandes contingencias se suele considerar la máxima salida de interconexión y/o generación. Las rampas importantes de generación solar o eólica comparten características con contingencias convencionales de generación, pero las variaciones de la generación renovable, por lo general, son más lentas que las convencionales. Es de resaltar que, comúnmente, los costos de las reservas necesarias para soportar la salida más importante no son asignados a esas máquinas, sino al total de la demanda, mostrando que

no se identifica en muchos costos el responsable de su origen, sino que la demanda paga por la seguridad operativa. (Barrionuevo, 2016)

La planificación operativa será aquella que determine las políticas óptimas de operación de las plantas hidroeléctricas y unidades termoeléctricas del Sistema Nacional Electrico que cumplan con la función objetivo de minimizar el valor esperado, realizado por medio de la modelación estocástica de las centrales térmicas; para lo cual se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Características operativas de las plantas térmicas (capacidad máxima y mínima, restricciones de generación por unidad, costos variables de producción, mantenimientos, consumo de combustibles, el combustible utilizado, consumo de auxiliares)
- Aspectos de incertidumbre: El modelo de optimización hidrotérmica, permite utilizar un modelo estocástico de la disponibilidad de las unidades de generación térmica, que represente las características del sistema (estacionalidad, dependencia de combustibles temporal), secuencia histórica de la demanda o secuencia específica para condiciones particulares.
- Representación de la demanda del sistema en etapas semanales o mensuales, conforme a los requerimientos de la planificación operativa energética.

Programa de la Operación de Corto Plazo Comprende una serie de decisiones tendente a optimizar la disponibilidad de las centrales térmicas en diferentes intervalos (diarios, semanales o mensuales), cuáles y en qué periodo de tiempo deben estar puestas en servicio (pre – despacho) para suministrar con mínimo costo la energía eléctrica requerida por los usuarios. Para lo cual es necesario conocer las proyecciones diarias y semanales de la demanda a través de curvas típicas que representan la forma de la demanda (cronología). Las variables influyentes que pueden preverse con exactitud, como son la disponibilidad de materia prima (combustibles), la salida por fallas de los bloques de generación las variaciones en la demanda, estas variables de entrada son denominadas variables aleatorias y están dadas en general por valores pronosticados con sus respectivas probabilidades de ocurrencia.

Las variables con incertidumbre se determinan según el planeamiento (generación o transmisión), por lo general estas variables cuentan con proyecciones establecidas, pero no asociadas a la integración de los dos planeamientos. A continuación, las variables con incertidumbre más utilizadas.

Demanda del sistema: proyecciones de largo plazo.

Disponibilidad de la generación: disponibilidad de las máquinas de generación según su tipo.

Disponibilidad de energético: Se valora los energéticos del área, disponibilidad del recurso, como: hidrología, viento, gas.

Costos de combustibles: Los costos de los combustibles pueden definir la viabilidad o no de un proyecto, por ejemplo, generación térmica en un área.

Hidrología: Histórico de recurso Hidráulico, nivel de embalse.

Disponibilidad de líneas y transformadores: disponibilidad del elemento según las tasas de fallas históricas, o asociadas a un grupo de demanda. (Mederos, 2011)

Debido a la imposibilidad de almacenar la electricidad a costos razonables, resulta necesario contar con capacidad de generación para cumplir con los requerimientos de la demanda de suministro eléctrico en tiempo real. Por esta razón, es importante mantener centrales de generación que cuenten con disponibilidad de ofrecer capacidad cuando se requiera sobre todo en los momentos de máxima de demanda (horas pico), o cuando ocurran contingencias que afecten el suministro de energía eléctrica dentro del sistema eléctrico (cortes, mantenimiento o caídas de energía), refiriéndose esto concretamente al mejoramiento de la confiabilidad del sistema. (Ormeño & Vásquez, 2014)

En ese sentido, la confiabilidad está relacionada con dos atributos: la seguridad y la adecuación. El primero, la seguridad, tiene que ver con la habilidad del sistema eléctrico de responder ante contingencias en el corto plazo como salidas no programadas de plantas, desbalances de oferta y demanda y otras perturbaciones que afecten a la red. Es decir, la seguridad se relaciona con la operación del sistema en el corto plazo, los mecanismos de protección del sistema, los procedimientos de restricciones de seguridad en el despacho; y, a los requerimientos de servicios complementarios. (Ormeño & Vásquez, 2014)

Por su parte, la adecuación guarda relación con la habilidad del sistema eléctrico de responder a los requerimientos de energía en todo momento teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas de elementos del sistema no programadas. Es decir, la adecuación es la capacidad del sistema para atender a la demanda considerando las fluctuaciones de la carga, la incertidumbre de la demanda, la restricción de almacenamiento de la electricidad a costos razonables; y, los largos periodos de tiempo requeridos para aumentar la capacidad del sistema. En ese sentido, tiene que ver con las inversiones requeridas para atender la demanda pico considerando el crecimiento de la demanda, y con la capacidad suficiente de generación a largo plazo. (Ormeño & Vásquez, 2014)

Un sistema eléctrico confiable permite que la demanda sea abastecida en todo momento, inclusive en los momentos de máxima demanda, o ante la ocurrencia de contingencias que afecten el suministro eléctrico. Además, cuando se opta por implementar un mercado eléctrico de solo energía, el problema de confiabilidad toma una mayor relevancia. Al igual que en los mercados competitivos, en el mercado de la generación eléctrica se debe cumplir con los principios marginalistas, es decir, que el precio refleje los costos marginales de producción. Adicionalmente, los precios deben reflejar el escenario de la demanda (si ésta ocurre en horas punta o fuera de punta). Según lo anterior, el precio de la energía es igual (o puede exceder) al costo marginal de la última central en entrar a operar en situaciones normales, mientras que en periodos de escasez el precio tenderá a ser mayor que el costo marginal de toda la producción, generándose ingresos adicionales o “rentas de escasez”, las cuales permitirán recuperar los costos fijos de la central de punta. (Ormeño & Vásquez, 2014)

### **III. MATERIAL Y MÉTODO**

#### **3.1 Material:**

##### **3.1.1 Parque de generación.**

Tomando como referencia el Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN (Informe técnico que valida los Precios de Barra de Generación vigentes desde mayo 2024 a abril del 2025 y el II Informe Trimestral Año 2023 de la Gestión Comercial de Generación, Transmisión y Distribución se tiene la siguiente información:

El Parque de Generación de Energía en el Perú es Hidrotérmico (compuesto por Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y de Recursos Energéticos Renovables), siendo sus características principales las siguientes:

Oferta Total de Generación Efectiva: 13 793,09 año 2024, 4,64 % más que el año 2024 que fue 13 153,08 MW.

Parque Hidroeléctrico: 5 274 MW

Parque Termoeléctrico: 6 954,4 MW Convencionales.

Parque RER: 1 564,63 MW Renovables.

La Oferta de Energía Hidráulica en el Perú es de 5 274 MW, con un total de 81 Centrales de Generación conformantes del SEIN, lo que representa el 38,23%.

La Oferta de Energía Térmica en el Perú es de 6 854,4 MW (30 centrales termoeléctricas Convencionales y Cogeneración con Gas Natural) , lo que representa un total del 50,42 % del Parque de generación de energía conformantes del SEIN según el COES SINAC. Según el Reglamento de Cogeneración del Perú DS 038-2006 EM las Centrales de generación de energía Calificadas tienen prioridad en el despacho de energía, durante su operación combinada de calor y electricidad.

Se tiene un total de 1 024,69 MW de generación de energía con Recursos Energéticos Renovables (Solar fotovoltaica, eólica, Bagazo, RSU), lo que representa un total de 11,35% del Parque de generación del SEIN.

Según lo dispuesto por el DL N° 1002-2010 DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES, estipula que el 5% de la Máxima Demanda debe ser cubierto por R.E.R. Se considera R.E.R la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la biomasa y las pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 20MW.

Tabla 1

*Parque de generación hidroeléctrica SEIN-A*

N°	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	ENERGIA MEDIA (GWh)	CAUDAL (m3/sg)
1	Mantaro	ELECTROPERU	678,7	5 126,6	106,00
2	Restitución	ELECTROPERU	219,4	1 628,6	105,13
3	Callahuanca	Enel Generación	84,4	582,1	24,70
4	Huampani	Enel Generación	30,9	230,6	21,19
5	Huinco	Enel Generación	277,9	1 127,8	27,17
6	Matucana	Enel Generación	137	828,8	15,84
7	Moyopampa	Enel Generación	69,2	502,1	19,32
8	Cañón del Pato	Orazul Energy	265,6	1342,5	75,58
9	Carhuaquero	Orazul Energy	94,5	79,3	21,06
10	Carhuaquero IV	Orazul Energy	10	67,2	2,56
11	Caña Brava	Orazul Energy	5,7	36,0	19,39
12	Cahua	Statkraft	45,4	243,1	24,31
13	Malpaso	Statkraft	48,5	209,6	80,39
14	Oroya	Statkraft	9,1	50,7	6,56
15	Pachachaca	Statkraft	9,7	31,5	6,61
16	Yaupi	Statkraft	113,7	782,6	29,05
17	Gallito Ciego	Statkraft	35,3	185,4	41,11
18	Pariac	Statkraft	4,8	17,7	2,70
19	Misapuquio	Statkraft	3,9	23,7	2,16
20	Cheves	Statkraft	179,6	709,2	33,38
21	San Antonio	Statkraft	0,6	2,5	2,39
22	San Ignacio	Statkraft	0,4	1,9	2,52
23	Huayllacho	Statkraft	0,2	1,2	0,16
24	Yuncan	Engie	136,7	788,9	29,91
25	Quitaraca	Engie	117,8	448,8	15,61
26	Platanal	CELEPSA	227,1	1 041,3	40,70
27	Marañon	CELEPSA	19,9	139,1	26,41
28	Yanango	Chinango	43,1	205,6	20,03
29	Chimay	Chinango	152,3	713,9	90,20
30	Cerro del Águila	Kallpa Generación	582,5	2 754,6	242,7
31	MCH Cerro del Águila	Kallpa Generación	10,4	50,8	19,19
32	Santa Teresa	Inland Energy	89,9	638,4	53,07
33	Charcani I	Egasa	1,6	14,4	10,24
34	Charcani II	Egasa	0,6	4,8	6,16
35	Charcani III	Egasa	4,7	40,2	10,10
36	Charcani IV	Egasa	15,4	108,6	15,04
37	Charcani V	Egasa	146,6	691,7	26,20
38	Charcani VI	Egasa	8,9	64,6	14,97
39	Machupichu	Egamsa	168,8	1 172,7	55,83
40	San Gabán	San Gaban	115,7	742,2	19,88
41	Curumuy	Sinersa	12,5	53,6	36,00
42	Chancay	Sinersa	20,3	144,7	3,48

*Nota.* Información obtenida de Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN

Tabla 2

*Parque de generación hidroeléctrica SEIN-B*

N°	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	ENERGIA MEDIA (GWh)	CAUDAL (m3/sg)
43	Poechos I	Sinersa	14,6	61,2	45,00
44	Poechos II	Sinersa	9,6	51	60,91
45	Chaglla	Emp. Generación Huallaga	470,4	1 643,3	148,37
46	PCH Chaglla	Emp. Generación Huallaga	6,4	52,6	3,68
47	Huanchor	Hidroeléctrica Huanchor	19,8	149,3	10,93
48	Aricota I	Egesur	22,1	55,9	4,54
49	Aricota II	Egesur	12,2	35	4,58
50	Her I	Enel Generación	0,7	2,7	18,27
51	Patapo	Hydro Patapo	0,9	3,3	6,06
52	Carhuac	Andean Power	20,4	118,5	14,19
53	Zaña	Electro Zaña	13,2	73	6,50
54	El Carmen	Generación Andina	8,6	41,6	4,35
55	8 de agosto	Generación Andina	20,6	106	17,55
56	Manta	Peruana de Inversiones en Energías Renovables	20,8	70,2	6,00
57	La Virgen	La Virgen	62,1	348	21,35
58	Renovandes H1	Santa Ana	20,9	158,3	7,57
59	Ángel I	GEPSA	20,1	88,7	8,15
60	Ángel II	GEPSA	20	97,5	8,12
61	Ángel III	GEPSA	20,1	92,3	8,19
62	La Joya	GEPSA	9,1	45,6	8,95
63	Yanapampa	Eléctrica Yanapampa	3,9	24,4	19,87
64	Nueva Imperial	Hidrocañete	4	26,8	7,46
65	Rucuy	Generación Eléctrica Rio Baños	20,3	119,5	3,48
66	Yarucaya	Huaura Power	18,1	132,8	13,48
67	Potrero	Agua azul	20,2	92,8	18,40
68	Pías	Aguas y energía	12	59,3	5,94
69	Purmacana	Atria Energía	1,8	2,7	2,14
70	Canchayllo	Emp. Generación Canchayllo	5,2	26,3	6,96
71	Huanza	Emp. Generación Huanza	98,3	362,1	16,32
72	Runatullo III	Emp. Generación Junin	20	96,1	5,51
73	Runatullo II	Emp. Generación Junin	20	78,8	7,17
74	Pizarras	Eléctrica Rio Doble	19,2	98,6	22,97
75	Santa Rosa I	Eléctrica Santa Rosa	1,0	5,9	5,50
76	Huasahuasi	Hidroeléctrica Santa Cruz	9,9	41	6,49
77	Huasahuasi II	Hidroeléctrica Santa Cruz	10	43,6	6,54
78	Santa Rosa II	Eléctrica Santa Rosa	1,6	9,9	4,69
79	Santa Cruz I	Hidroeléctrica Santa Cruz	6,6	28,8	6,54
80	Santa Cruz II	Hidroeléctrica Santa Cruz	6,5	32,5	6,27
81	Roncador	Maja Energía	3,7	15,8	8,45
	TOTAL		5 274,0	28 699,40	

*Nota.* Información obtenida de Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN

Tabla 3

*Parque de generación Termoelectrica SEIN*

N°	CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE	HEAT RATE (Unid/kWh)
1	Turbo Gas Natural Malacas TG6	Orygen	49,6	Gas Natural	9,951
2	Turbo Gas Natural Malacas 4A	Orygen	91,6	Gas Natural	11,227
3	Turbo Gas Natural Oquendo	SDF Energía	32,2	Gas Natural	9,800
4	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	Orygen	53,7	Gas Natural	12,622
5	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	Orygen	47,9	Gas Natural	12,829
6	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Orygen	110,7	Gas Natural	11,502
7	Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61,8	Residual 500	0,326
8	Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel B5	0,218
9	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	TERMOSELVA	90,1	Gas Natural	11,464
10	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	TERMOSELVA	90,0	Gas Natural	11,474
11	GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	Orygen	224,4	Gas Natural	7,084
12	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	Orygen	12,9	Gas Natural	7,122
13	GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	Orygen	225,3	Gas Natural	7,156
14	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	Orygen	14,0	Gas Natural	7,186
15	Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	Orygen	191,2	Gas Natural	10,188
16	GN CC Las Flores	Kallpa generación	321,8	Gas Natural	6,505
17	Chilina GD N° 1 al 2	Egasa	10,3	Diesel B5	0,222
18	Chilina Turbo gas	Egasa	12,2	Diesel B5-S50	0,360
19	Mollendo 1 GD	Egasa	24,5	Diesel B5-S50	0,202
20	Independencia GN (Ex Calana)	Egesur	23,1	Gas Natural	8,859
21	GN CC Santo Domingo	Termochilca	297,3	Gas Natural	6,931
22	GN CC Kallpa	Kallpa generación	896,3	Gas Natural	6,840
23	GN CC Fénix	FENIX POWER	572	Gas Natural	6,682
24	GN CC Chilca 1	Engie	803,4	Gas Natural	6,752
25	GN Chilca 2	Engie	114	Gas Natural	6,976
26	Reserva Fría Talara	Orygen	184,9	Diesel B5-S50	0,238
27	Reserva Fría Ilo	Engie	502,8	Diesel B5-S50	0,230
28	Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	225,1	Diesel B5-S50	0,237
29	Nodo Energético Puerto Ilo	Engie	618,6	Diesel B5-S50	0,230
30	Reserva Fría Pucallpa	I&E del Perú	44,1	Diesel B5-S50	0,260
31	Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Perú	17,4	Diesel B5-S50	0,254
32	Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	723,6	Diesel B5-S50	0,234
33	CT RECKA TG1	Minera Cerro Verde	179,4	Diesel B5-S50	0,240
34	GD Tumbes	Electroperú	17,4	Diesel B5-S50	0,18
35	CT Refinería de Talara	GM Operaciones	100,0	Nafta liviana hidrotratada	
TOTAL			6 954,4		

*Nota.* Información obtenida de Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN

En el último cuadro en referencia a las Unidades de los Consumos específicos tenemos lo siguiente: Biodiesel BD5y Residuales 6 y 500: kg/kWh y Gas Natural: MBTU/kWh.

Tabla 4

*Parque RER conformante del SEIN*

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RER	ENERGIA ANUAL GWh
CT Cogeneración Paramonga	AIPSA	14,73	Bagazo	97,75
CT Maple	Agroaurora S.A.C	20,69	Bagazo	
CT San Jacinto	Agroindustrias San Jacinto S.A	8,32	Bagazo	
CT Caña Brava	Bioenergía del Chira S.A.	11,59	Bagazo	
CT Huaycoloro	Petramas S.A.C	4,45	RSU- Metano	28,30
CT La Gringa V	Petramas S.A.C	2,93	RSU- Metano	14,02
CT Doña Catalina	Petramas S.A.C	2,38	RSU- Metano	14,50
CT Callao	Petramas S.A.C	2,35	RSU- Metano	14,50
Subtotal Biomasa y biogás		67,44		
CS Repartición 20T	Grupo T-Solar Global S.A.	20	Solar	37,44
CS Tacna 20T	Consorcio Tacna Solar 20TS	20	Solar	47,2
CS Majes 20T	Grupo T-Solar Global S.A.	20	Solar	37,63
CS Panamericana 20T	Consorcio Panamericana	20	Solar	50,68
CS Moquegua FV	Solarparck Corporación Tecnológica S.L.	16	Solar	43
CS Rubí	Enel Green Power	144,48	Solar	415
CS Intipampa	Engie	44,54	Solar	108,40
CS Yarucaya	Colca Solar S.A.C	1,29	Solar	1,1
CS Carhuaquero	Kondu	0,55	Solar	Recién
CS Clemesi	Orygen	114,93	Solar	
CS Matarani	CR Cortarama	80	Solar	
Subtotal Solar		481,79		
CE Talara	Energía Eólica S.A	30,86	Viento	119,67
CE Cupisnique	Energía Eólica S. A	83,15	Viento	302,95
CE Marcona	Consorcio Cobra Perú	32	Viento	148,38
CE Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas SAC	97,15	Viento	415,76
CE Wayra I	Enel Green Power	132,3	Viento	573,0
CE Dunas	G.R Taruca S.A.C	18,37	Viento	81,0
CE Huambos	G.R Painos S.A.C	18,37	Viento	84,6
CE Punta Lomitas	Punta Lomitas	260	Viento	
CE Punta lomitas- Extensión	Engie	36,4	Viento	
CE San Juan	Energía Renovable del Sur S.A.	129,8	Viento	
CE Wayra Extensión	Orygen	177	Viento	
Subtotal Eólica		1 015,4		
TOTAL		1 564,63		

*Nota.* Información obtenida de Informe de MD Consultores para determinación de Precios en Barra 2025-2026.

### 3.1.2 Evolución de la demanda.

Tabla 5

*Evolución de la máxima demanda del SEIN 2017- 2024*

MESES	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ENE	6 573	6 489	6 876	7 071	6 910	7 070	7 294	7 633
FEB	6 529	6 577	6 950	7 125	6 778	7 147	7 397	7 762
MAR	6 596	6 640	6 991	7 117	6 833	7 065	7 583	7 650
ABR	6 450	6 711	6 918	5 173	6 809	7 024	7 606	7 548
MAY	6 427	6 617	6 885	5 682	6 870	6 961	7 343	7 431
JUN	6 401	6 542	6 794	6 102	6 904	7 070	7 315	7 347
JUL	6 313	6 421	6 739	6 383	6 856	7 114	7 280	7 417
AGO	6 304	6 519	6 728	6 551	6 928	7 074	7 290	7 447
SET	6 341	6 554	6 672	6 608	6 905	7 316	7 374	7 581
OCT	6 341	6 658	6 841	6 836	6 973	7 309	7 354	7 584
NOV	6 425	6 786	6 928	6 837	7 079	7 427	7 524	7 794
DIC	6 462	6 885	7 018	6 960	7 173	7 467	7 545	7 699

*Nota.* Información obtenida de Informe Anual 2024 COES.

Tabla 6

*Evolución de la producción de energía 2017-2024 SEIN (GWh)*

MESES	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ENE	4 271,9	4 255,3	4 497,1	4 603,8	4 557,4	4 684,0	4 890,7	5 079,0
FEB	3 851,7	3 919,5	4 140,2	4 397,8	4 154,4	4 321,2	4 526,4	4 904,0
MAR	4 164,5	4 315,9	4 589,9	3 999,1	4 619,3	4 718,9	5 105,8	5 066,0
ABR	3 963,7	4 207,9	4 346,4	3 041,6	4 326,8	4 430,7	4 829,1	4 940,0
MAY	4 164,1	4 288,0	4 485,3	3 344,7	4 528,8	4 595,0	4 894,2	4 982,0
JUN	3 999,4	4 134,9	4 289,4	3 756,7	4 438,2	4 544,5	4 772,7	4 775,0
JUL	4 042,6	4 200,0	4 397,9	4 139,4	4 483,2	4 697,1	4 805,6	4 981,0
AGO	4 116,8	4 221,9	4 401,6	4 279,4	4 571,4	4 714,2	4 905,7	5 057,0
SET	4 013,1	4 143,4	4 269,9	4 190,9	4 468,2	4 686,6	4 826,4	4 922,0
OCT	4 141,9	4 354,6	4 482,6	4 464,7	4 618,9	4 847,3	4 962,3	5 095,0
NOV	4 052,9	4 279,4	4 397,7	4 385,4	4 536,6	4 832,1	4 831,1	5 041,0
DIC	4 210,7	4 496,1	4 591,2	4 583,3	4 687,3	5 012,3	5 043,4	5 182,0

*Nota.* Información obtenida de Informe Anual 2024 COES.

Tabla 7

*Evolución anual de la producción de energía 2017-2024 SEIN (GWh) según recursos convencionales*

AÑO	G.N. MALACAS G.N. AGUAYTIA G.N. LA ISLA	CAMISEA	HIDRO	CARBÓN	D2-R6-R500	OTROS	TOTAL
2017	687,3	17 533,6	27 741,4	673,7	880,2	1 477,0	48 993,3
2018	977,0	17 920,1	29 357,9	43,1	135,4	2 383,2	50 816,8
2019	987,8	18 962,8	30 168,4	36,2	74,0	2 659,8	52 889,1
2020	696,4	16 221,7	29 317,5	13,0	52,4	2 885,5	49 186,6
2021	943,3	19 366,8	30 664,4	28,6	28,9	2 958,3	53 990,3
2022	989,8	23 117,9	28 486,3	89,7	295,1	3 105,3	56 084,2
2023	1 064,8	24 963,1	27 863,6	-----	850,3	3 651,1	58 393,4
2024	577,0	22 665,0	30 811,0	-----	73,2	5 902,0	60 028,2

*Nota.* Información obtenida de Informe Anual 2024 COES.

Tabla 8

*Relacion de Centrales de Energia ingresantes al SEIN por años 2025-2027*

Fecha de ingreso	Proyecto	Potencia efectiva (MW)	Recurso	Titular
Jun-25	CH Centauro I Etapa	12,5	Agua	Corporación minera del Perú
Jun-25	CH San Gaban III	209,0	Agua	Hydro Global Perú SAC
Dic-25	CS Sunny	204,0	Sol	Kallpa generación S. A
En-26	CH Anashironi	20,0	Agua	Vari Energia S.A
En-26	CS San Martin	252,0	Sol	Joya Solar SAC
En-26	CS Solimana	250,0	Sol	ECORER SAC
Mar-26	CS Characato	30,0	Sol	Kallpa generación S. A
Jun-26	CS Sunny II	105,0	Sol	Kallpa generación S. A
Jul-26	CE Caraveli	220,0	Viento	CELSIA
Ag-26	CS Wayra	94,0	Sol	Orygen
En-27	CS Extensión Intipampa	51,7	Sol	Engie
Feb-27	CH Aricota 3 G2	5,1	Agua	Egesur
Mar-27	CH Moquegua 1	15,3	Agua	Egesur
Mar-27	CH Moquegua 3	18,7	Agua	Egesur
Ab-27	CH Centauro II Etapa	12,5	Agua	Corporación minera del Perú
Ab-27	CE Shougang	302	Viento	Shougesa
Jul-27	CS Ruta del sol	323	Sol	Orygen
Jul-27	CE Morrope	224	Viento	Orygen
Oct-27	CH Aricota 3 G1	4,5	Agua	Egesur
Nov-27	CS Hanaqpampa	300	Sol	Engie
Dic-27	CE Bayobar	250	Viento	Fenix Power
Dic-27	CS Algarrobal	251	Sol	Fenix Power

*Nota.* Información obtenida de Informe de MD Consultores para determinación de Precios en Barra 2025-2026.

Tabla 9

*Evolución de la potencia efectiva en el SEIN por años según fuente de energía*

AÑO	Oferta Total (MW)	Oferta Hidroeléctrica (MW)	Oferta Termoelectrica (MW)	Oferta RER (MW)
2017	12 011,5	4 917,7	6 727,9	365,9
2018	12 522,5	4 933,2	6 847,1	742,2
2019	12 626,3	5 094,7	6 840,8	690,8
2020	12 624,9	5 154,0	6 780,5	690,4
2021	12 696,8	5 112,5	6 803,9	690,4
2022	12 743,0	5 245,9	6 733,0	764,1
2023	13 074,6	5 271,6	6 778,9	1 024,1
2024	13 207,6	5 274,0	6 794,0	1 139,6
2025	13 793,0	5 274,0	6 954,4	1 564,6

*Nota.* La información es tomada de OSINERGMIN (meses de enero de cada año)

Tabla 10

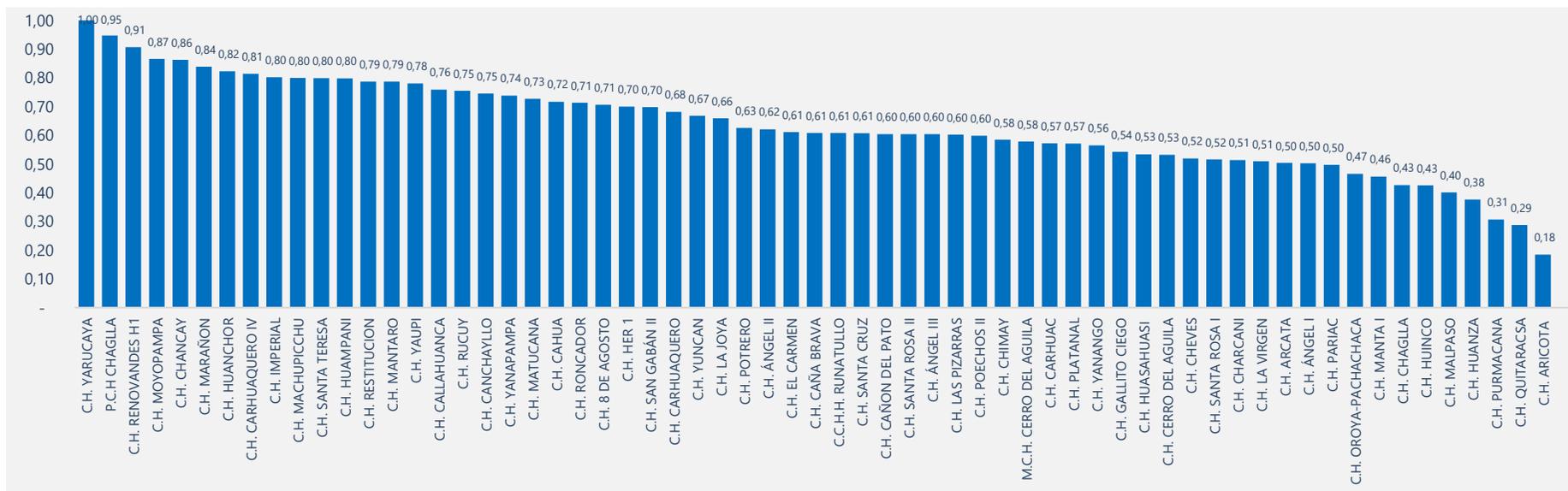
*Evolución del factor de planta global por tecnología de generación*

AÑO	Centrales hidroeléctricas (%)	Centrales Solares FV (%)	Centrales eólicas (%)	Centrales biomasa (%)	Centrales biogás (%)
2017	56,5	29,0	50,9	55,5	67,2
2018	63,5	27,1	50,3	58,6	79,6
2019	58,1	28,0	46,5	40,2	63,6
2020	59,0	27,9	50,2	58,2	65,9
2021	58,8	28,4	54,9	58,0	78,3
2022	62,1	30,4	50,2	56,2	65,2
2023	63,2	29,8	43,4	53,2	66,6
2024	64,8	29,6	46,8	59,6	67,5

*Nota.* La información es tomada del COES (2025)

Figura 15

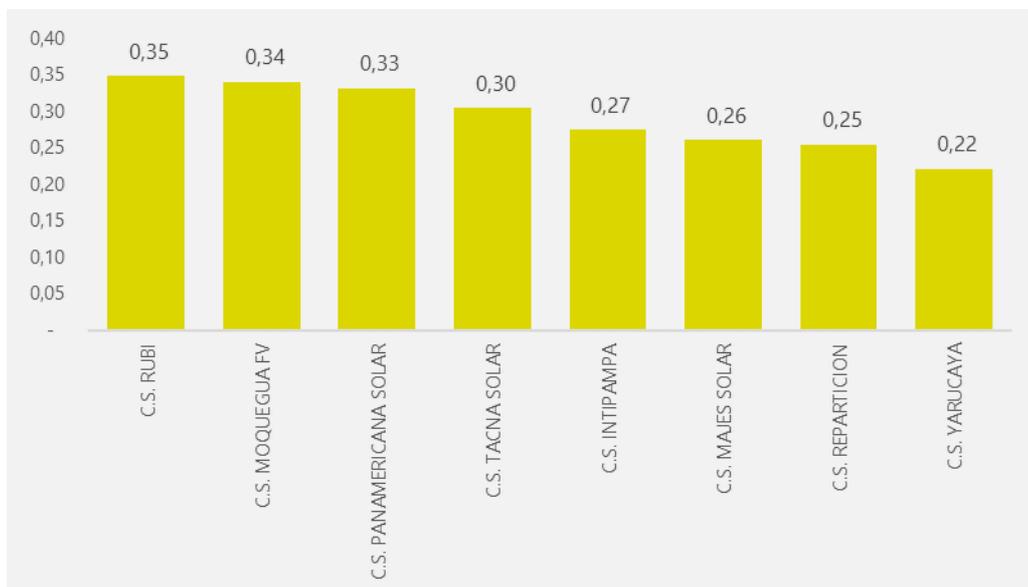
Factores de Planta de Centrales Hidroeléctricas 2023



Nota. Información obtenida de Informe Anual 2023 COES.

Figura 16

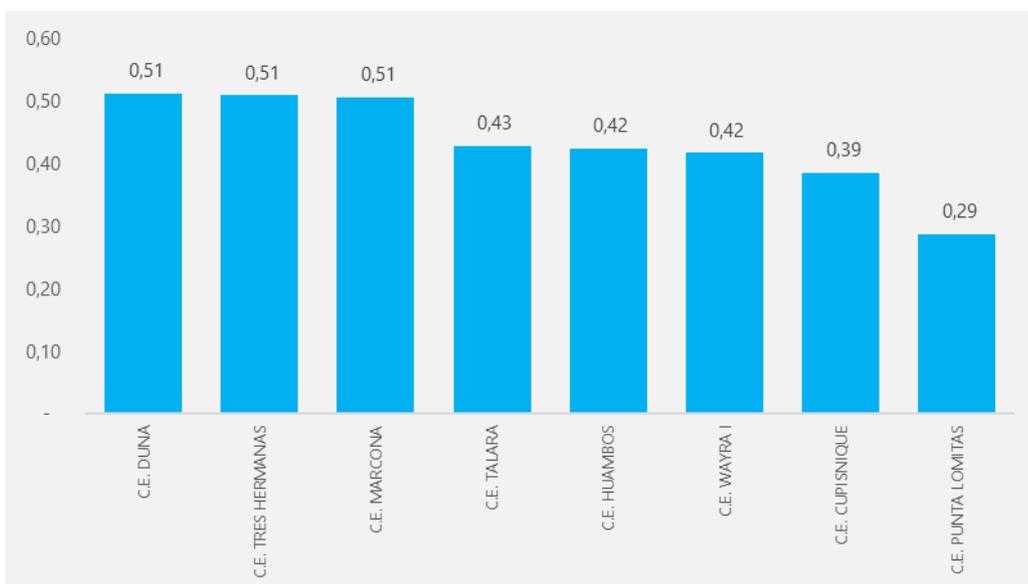
*Factores de Planta de Centrales Solares FV 2023*



*Nota.* Información obtenida de Informe Anual 2023 COES.

Figura 17

*Factores de Planta de Centrales Eólicas 2023*

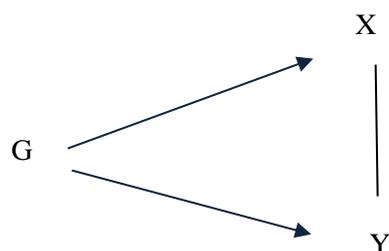


*Nota.* Información obtenida de Informe Anual 2023 COES.

### 3.2 Método.

3.2.1 El presente trabajo de investigación es del tipo experimental, de naturaleza exploratoria.

**3.2.2** El diseño de la investigación es no experimental, ya que se realiza sin la manipulación deliberada de las variables. Se fundamenta en la observación de los hechos o acontecimientos tal, como se presentan en su contexto natural, en razón de ello son analizados. Y de tipo exploratoria, es un tipo de investigación que se utiliza para estudiar problemas poco conocidos o poco estudiados, con el fin de obtener una comprensión general y orientar investigaciones posteriores. Recopila información a través del tiempo en períodos especificados.



Donde:

G: Oferta de Generación en el Perú

X: Reserva de generación termoeléctrica.

Y: Cobertura de la Demanda

### **3.2.3 Operacionalización de las variables:**

VARIABLES e indicadores.

Variable independiente: Reserva de generación termoeléctrica.

Definición conceptual. Son centrales de generación que tienen por finalidad la cobertura de una determinada antes casos de indisponibilidad total o parcial de las principales centrales de energía que cubren la base un sistema lo cual puede ser resultado de escasez de agua o congestión o falla dentro de un sistema eléctrico de potencia u otra contingencia. (Ledesma & Solorzano, 2019)

Definición operacional. Es la sumatoria del conjunto de las centrales de generación que no actúan en el despacho de generación en un determinado periodo de cobertura de la demanda, y se encuentran en condición de disponibilidad para operar.

Indicadores de la variable independiente.

- % de reserva de generación con centrales termoeléctricas con gas natural.
- % de reserva de generación con centrales termoeléctricas con petróleo DB5.

- Potencia efectiva de centrales termoeléctricas (MW)
- Heat Rate de centrales termoeléctricas. (Unidad de combustible/MWh)

Variable dependiente: Cobertura de máxima demanda.

Definición conceptual. Este es un proceso en el cual las empresas de generación deciden y se comprometen en lo relativo a quienes operaran para suministrar energía en un determinado periodo de demanda, donde su principal objetivo es asegurar la continuidad y calidad del servicio eléctrico. Esta cobertura de la demanda involucra diversos periodos de tiempo, que pueden extenderse en función a la oferta de generación disponible y su respaldo garantizado por la reserva de generación. (Mederos, 2011)

Definición operativa. Es un proceso en el cual un grupo de centrales de generación asignados por el COES cubren una determinada demanda instantánea, para ello las centrales de generación operan según su disponibilidad y costos operativos.

Indicadores de la variable dependiente.

- Máxima demanda en periodo de estiaje (MW)
- Máxima demanda en periodos de avenida (MW)
- Oferta total de generación de energía (MW)

### **3.2.4 Metodología de cálculo:**

Se detalla la secuencia de cálculo en la determinación de resultados y discusión realizado del presente informe se tuvo en cuenta el siguiente procedimiento.

- Caracterizar la reserva de generación termoeléctrica en función a su factor de planta.
- Se estimó las características operativas y de confiabilidad de la reserva de generación termoeléctrica en el SEIN, según sus factores de disponibilidad. Tipo de reserva operativa o fría y sus condiciones de presencia ante una contingencia.
- Se estimó el comportamiento de la oferta y de la demanda en el SEIN para el periodo 2025-2027
- Se evaluó el comportamiento de la reserva termoeléctrica de generación para una sostenibilidad de la cobertura de la máxima demanda futura teniendo en cuenta los siguientes escenarios:  
Factor de planta promedio histórica de centrales de energía no termoeléctricas.

Sin presencia de generación fotovoltaica.

Con indisponibilidad de las centrales termoeléctricas de 5%,

Ruptura temporal del gasoducto de gas natural.

Teniendo en cuenta para cada caso los factores de planta promedio.

- Se estimó el tiempo de operación futura de la reserva de generación termoeléctrica en el proceso de transición energética.

#### IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

##### 4.1 Caracterización de la Reserva de Generación Termoelectrica.

###### 4.1.1 Reserva total.

Se presenta la evolución de la generación de energía 2020-2024

En la tabla se presenta la evolución porcentual de la generación de energía de las centrales termoeléctricas con gas natural, biomasa (4 con bagazo), Nafta hidrolizado NHL y biogás (4 con metano obtenido a partir de residuos sólidos urbanos)

Un total de 13 centrales termoeléctricas que operan con gas natural, 1 central que opera con nafta hidrolizado, 4 centrales termoeléctricas RER con biomasa y 4 centrales termoeléctricas RER con biogás, presentan un factor de carga mayor al 10%, siendo la central de ciclo combinado con gas natural Chilca 1 con un valor promedio de 75,28% en su factor de planta, siendo la central de energía que mayor tiempo a operado a plena carga en los últimos 5 años. Habiendo un incremento de la presencia de la operación de las centrales termoeléctricas en la generación global de energía.

Tabla 11

*Evolución porcentual de la generación de energía para centrales termoeléctricas con factor de planta mayor a 10%*

Central	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio
GN CC Chilca 1	66,20%	66,10%	69,00%	85,80%	89,30%	75,28%
GN CC Kallpa	58,20%	71,70%	72,60%	80,50%	86,20%	73,84%
GN CC Fenix	59,70%	68,40%	86,20%	67,50%	85,90%	73,54%
GN CC Ventanilla	61,60%	71,40%	77,50%	77,20%	78,40%	73,22%
CT con Biogás ( 4 RER)	57,70%	75,40%	75,20%	66,40%	83,80%	71,70%
Turbo GN Malacas 4A	67,30%	79,60%	44,50%	66,10%	82,80%	68,06%
Turbo GN Aguaytía 1	6,80%	21,50%	38,80%	46,10%	22,80%	27,20%
CT con Biomasa (4 RER)	51,00%	57,40%	58,50%	57,80%	78,80%	60,70%
Turbo GN Oquendo (Cogeneración)	96,20%	44,80%	62,40%	40,70%	56,70%	60,16%
GN CC Las Flores	19,40%	16,80%	63,80%	81,60%	89,90%	54,30%
GN CC Santo Domingo	41,80%	37,20%	65,90%	60,90%	58,80%	52,92%
GN CC Chilca 2	43,40%	54,60%	59,20%	58,60%	47,90%	52,74%
Independencia GN	33,00%	44,00%	68,60%	57,70%	39,00%	48,46%
Turbo GN Aguaytía 1	6,80%	21,50%	38,80%	46,10%	22,80%	27,20%
Turbo GN Santa Rosa TG 8	9,80%	18,70%	40,20%	36,50%	22,80%	25,60%
Turbo GN Santa Rosa (UTIs-TG7)	4,10%	8,80%	23,90%	40,20%	4,60%	16,32%
Cogeneración Refinería Talara	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	78,00%	78,00%

*Nota.* Elaborado con informacion del COES.

En el caso de las centrales de la tabla anterior, no pertenecen a la reserva operativa, debido a que operan alternadamente en el despacho de generación. Las centrales termoeléctricas en la mayor parte de ciclo combinado operan según la asignación por parte del COES, su operación alternada radica en el alto grado de concentración de las unidades de generación entre Chilca y Lima, lo que hace inviable su operación conjunta debido a la capacidad de las redes de transmisión. Con respecto a las centrales termoeléctricas con biogás (depende de la disponibilidad de residuos sólidos urbanos y el grado de generación de metano) y biomasa (cuya operación depende de su proceso productivo) tienen prioridad en el despacho por ser centrales con recursos energéticos renovables. La central termoeléctrica Malacas 4A ubicada en Talara con 68,06% y la central termoeléctrica Aguaytía 1 ubicada en la selva con 27,20%, brindan sostenibilidad en la zona norte y oriente del sistema interconectado nacional.

Tabla 12

*Evolución porcentual de la generación de energía por centrales termoeléctricas con gas natural, petróleo BD5 y R500 con factor de planta menor a 10%*

Central	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio
Turbo GN Malacas TG6	4,60%	2,30%	15,30%	12,70%	6,80%	8,34%
Reserva Fría de Talara	3,90%	4,70%	16,10%	7,60%	1,00%	6,80%
Turbo GN Aguaytía 2	2,60%	6,20%	0,00%	0,00%	7,70%	3,30%
CT Nodo Energético Puerto Ilo	0,10%	0,10%	3,80%	5,70%	0,30%	2,00%
CT Nodo Energético Puerto Bravo	0,10%	0,10%	0,80%	4,70%	2,60%	1,20%
CT Reserva Fría Puerto Maldonado	3,40%	0,50%	0,50%	0,60%	0,60%	1,10%
Turbo Vapor Shougesa	8,70%	1,50%	1,90%	4,70%	0,60%	1,10%
CT Reserva Fria de Ilo	0,10%	0,10%	0,20%	2,80%	0,10%	0,60%
CT Reserva Fría Pucallpa	0,70%	0,80%	0,70%	1,40%	0,50%	0,50%
GD Chilina 1-2	0,10%	0,20%	1,60%	0,00%	0,30%	0,40%
Mollendo 1 GD	0,20%	0,10%	1,30%	0,30%	0,20%	0,40%
CT Recka TG1	0,10%	0,10%	0,30%	0,60%	0,40%	0,30%
GD Tumbes	0,00%	0,00%	0,00%	0,80%	0,20%	0,20%
CT Reserva Fría Puerto Eten	0,10%	0,10%	0,20%	0,40%	0,10%	0,20%
GD Shougesa	0,30%	0,00%	0,00%	0,00%	0,20%	0,10%
Chilina TG	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

*Nota.* Elaborado con información del COES.

En la tabla anterior se presentan las 15 centrales termoeléctricas que tienen un factor de planta menor al 10%, las cuales operan en situaciones de contingencia, tal como se hizo evidente en los años 2022 y 2023. 2 de ellas Malacas TG6 y Aguaytía 2 operan con gas natural en el norte y oriente del país, mientras que las centrales termoeléctricas en condición de reserva que operan con petróleo BD5, la central termoeléctrica de Reserva Fría de Talara tiene un factor de planta de 6,80% operando en el norte, mientras que las centrales termoeléctricas de Nodo Energético Puerto Ilo con 2,0% y Nodo Energético de Puerto Bravo con 1,2% de factor de carga son las que brindan sostenibilidad en el sur del país.

En la zona oriente la CT Reserva fría de Puerto Maldonado opero en promedio con un factor de carga de 1,10% y la CT Reserva fría de Pucallpa opero con un factor de carga de 0,50%.

Se ha subdivido en 6 zonas el SEIN, donde que por razones geográficas las centrales termoeléctricas se encuentran ubicadas, operando como unidades de respaldo, ante la lejanía entre ciudades distantes y puntos de concentración de la generación y distancia de las de redes principales de transmisión. A la fecha las centrales termoeléctricas han respondido a condiciones de contingencia que se han presentado técnicamente (al margen de sus costos).

Tabla 13

*Potencia efectiva de centrales termoeléctricas de reserva zona sur-norte*

Zona	Central Termoelectrica	Combustible	Potencia (MW)
Norte	Turbo GN Malacas TG6	Gas natural	91,6
	Reserva Fría de Talara	Petroleo BD5	184,9
	GD Tumbes	Petroleo BD5	17,4
	Subtotal Norte		293,9
Sur	CT Nodo Energético Puerto Ilo	Petroleo BD5	618,6
	CT Nodo Energético Puerto Bravo	Petroleo BD5	723,6
	CT Reserva Fria de Ilo	Petroleo BD5	502,8
	GD Chilina 1-2	Petroleo BD5	10,3
	Mollendo 1 GD	Petroleo BD5	24,5
	Chilina TG	Petroleo BD5	12,2
	Subtotal Sur		1 892,0

*Nota.* Se representa valores de las potencias efectivas de las centrales termoeléctricas.

Tabla 14

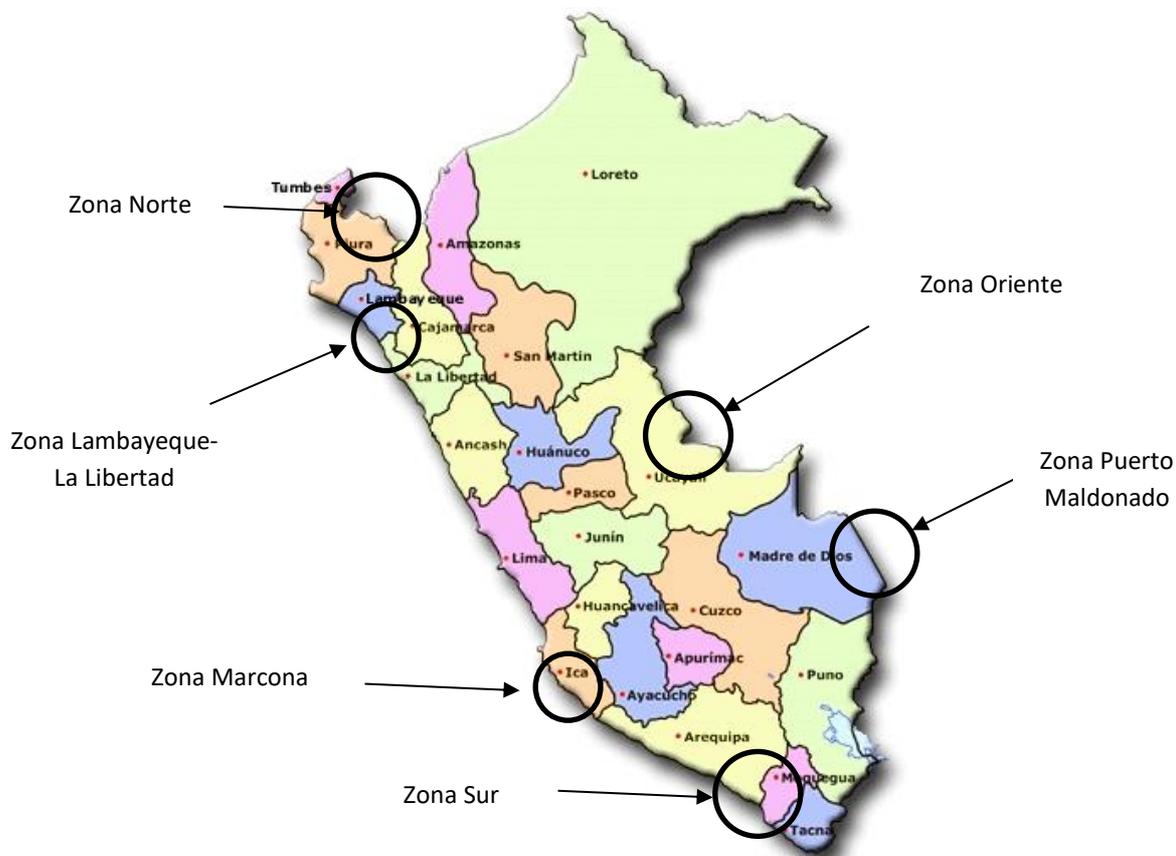
*Potencia efectiva de centrales termoeléctricas de reserva otras zonas*

Zona	Central Termoelectrica	Combustible	Potencia (MW)
Oriente	Turbo GN Aguaytía 2	Gas natural	91,6
	CT Reserva Fría Pucallpa	Petroleo BD5	44,1
	Subtotal Oriente		135,7
Lamb-La Lib.	CT Recka TG1	Petroleo BD5	179,4
	CT Reserva Fría Puerto Eten	Petroleo BD5	225,1
	Subtotal Lambay-La Lib.		404,5
	CT Reserva Fría Puerto Maldonado	Petroleo BD5	17,4
	Sub total Madre de Dios		17,4
	Turbo Vapor Shougesa	Petroleo R500	61,8
	GD Shougesa	Petroleo BD5	1,2
	Subtotal Marcona		63,0

*Nota.* Se representa valores de las potencias efectivas de las centrales termoeléctricas.

Figura 18

*Distribucion por zona geográfica de la reserva de energía.*



*Nota.* Se detalla la ubicación geográfica por zonas de ubicación de la reserva.

Seguidamente se presenta lo total generado por las centrales termoeléctricas de reserva entre los años 2020 al 2024, así tenemos que el año 2023 estas empresas llegaron a generar 1 108,7 GWh y el año 2022 se generó 693,72 GWh, siendo los años históricos de mayor generación termoeléctrica conformantes de la reserva de generación. El año 2023 la zona sur tuvo mayor presencia de generación de la reserva con un valor de 816,45 GWh lo que representa el 73,7 % de lo total generado por la reserva de generación; mientras que el año 2022 en la zona norte se generó 693,72 GWh lo que representa el 55,3% de lo generado por la reserva de generación.

Tabla 15

*Energía anual generada en GWh por centrales termoeléctricas de reserva por zonas*

Central Termoelectrica	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio
Turbo GN Malacas TG6	36,9	18,5	122,8	101,9	54,6	66,9
Reserva Fría de Talara	63,17	76,13	260,78	123,1	16,2	110,14
GD Tumbes	0	0	0	1,22	0,30	0,30
Subtotal Norte	100,08	94,59	383,55	226,23	71,06	177,36
CT Nodo Energético Puerto Ilo	5,42	5,42	205,92	308,88	16,26	108,38
CT Nodo Energético Puerto Bravo	6,34	6,34	50,71	297,92	164,81	76,06
CT Reserva Fria de Ilo	7,46	7,46	14,93	209,01	7,46	44,79
GD Chilina 1-2	0,09	0,18	1,44	0	0,27	0,36
Mollendo 1 GD	0,43	0,21	2,79	0,64	0,43	0,86
Subtotal Sur	19,74	19,61	275,79	816,45	189,23	230,45
Turbo GN Aguaytía 2	20,5	48,88	0	0	60,71	26,02
CT Reserva Fría Pucallpa	0,39	0,39	14,68	22,02	1,16	7,73
Subtotal Oriente	20,89	49,27	14,68	22,02	61,87	33,75
CT Recka TG1	1,57	1,57	4,71	9,43	6,29	4,71
CT Reserva Fría Puerto Eten	1,97	1,97	3,94	7,89	1,97	3,94
Subtotal Lambay-La Lib.	3,54	3,54	8,65	17,32	8,26	8,65
CT Reserva Fría Puerto Maldonado	5,18	0,76	0,76	0,91	0,91	1,68
Sub total Madre de Dios	5,18	0,76	0,76	0,91	0,91	1,68
Turbo Vapor Shougesa	47,1	8,12	10,29	25,44	3,25	5,96
GD Shougesa	0,03	0	0	0	0,02	0,01
Subtotal Marcona	47,13	8,12	10,29	25,44	3,27	5,97
Total	196,56	175,89	693,72	1108,37	334,6	457,86

*Nota.* Información de la energía generada por centrales termoeléctricas de reserva,

Entre los años 2020-2024, teniendo en cuenta la energía total generada, la reserva termoeléctrica mayoritariamente operando con petróleo DB5 para el año 2022 genero 693,72 GWh, lo que representa el 1,24% del total producido que fue 56 083,7 GWh. Por otro lado, en año 2023 se generó en total 58 393,4 GWh, con lo cual la reserva generó 1 108,4 GWh lo que representa el 1,90% del total producido,

Tabla 16

*Energía total anual generada en GWh según tipo de centrales incluyendo reserva termoeléctrica*

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024
Reserva Termoelectrica	196,6	175,9	693,7	1108,4	334,6
Hidroeléctricas	29317,5	30664,4	28486,3	27863,6	30811,0
Termoeléctricas	17090,4	20547,6	24151,4	26211,9	23702,8
Solar FV	778,9	801,86	822,2	856,1	1262,38
Eólica	1803,3	1800,6	1930,05	2353,41	3913,2
Total	49186,6	53990,4	56083,7	58393,4	60024,0

*Nota.* Se presenta informacion de la energía anual generada 2020-2024.

#### 4.1.2 Reserva en días de máxima demanda.

Seguidamente se presentan los resultados del comportamiento de la reserva de generación termoeléctrica en los años 2022-2023 (años de mayor participación de las centrales termoeléctricas y de la reserva con factor de planta menor a 10%) y del año 2024, mes por mes.

Para el I cuatrimestre del 2024, fue necesaria la participación de la Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Puerto Bravo ubicado en la localidad de Mollendo, Arequipa con 284,41 MW, operando con petróleo diesel DB5 con un costo variable total de 239,62 U\$/MWh, en el día de máxima demanda del mes de enero que fue de 7 633 MW, con lo cual la participación del DB% en la hora de máxima demanda fue de 3,9%. Este último valor encareció el precio de la energía generada. Contándose aun con una reserva disponible (centrales termoeléctricas con DB5) de un total de 1 959,40 MW. Como se puede observar la contribución de las centrales hidroeléctricas fue de 4 129,9 MW (de un total de 5 274 MW, con un porcentaje de participación de 78,30% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de avenida).

Figura 19

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda I  
Cuatrimestre 2024.*

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

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

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

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

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

Para el II cuatrimestre del 2024, fue necesaria la participación el mes de junio de la Central Termoelectrica GD Tumbes ubicado en la localidad de Tumbes con 13,63 MW, operando con petróleo diesel DB5 con un costo variable total de 204,53 U\$/MWh, en el día de máxima demanda del mes de junio que fue de 7 347 MW, con lo cual la participación del DB5 en la hora de máxima demanda fue de 0,2%. Este último valor encareció el precio de la energía generada. Contándose aun con una reserva disponible (centrales

termoeléctricas con DB5) de un total de 2 605,90 MW. Como se puede observar la contribución de las centrales hidroeléctricas fue de 3 634,31 MW (de un total de 5 274 MW, con un porcentaje de participación de 68,90% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de estiaje).

Figura 20

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda II Cuatrimestre 2024.*

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

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

Jul-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3170	0	Agua
Eólica	741,02	0	Viento
Biogas	7,06	0	RSU
Biomasa	33,26	0	Biomasa
CT Refinería Talara	60,5	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,84	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	310,56	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	552,48	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	902,52	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	299,18	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	113,14	28,86	Gas Natural
GN CC Chilca 1	815,62	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	253,00	29,8	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,44	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	86,38	44,89	Gas Natural
Total	7416,00		
% Reserva en generación con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2925,60		
% Reserva disponible	39,4%		

Ago-24			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	2971,78	0	Agua
Eólica	801,62	0	Viento
Biogas	14,41	0	RSU
Biomasa	34,59	0	Biomasa
CT Refinería Talara	70,1	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48,37	11,51	Gas Natural
GN CC Las Flores	321,17	26,46	Gas Natural
GN CC Fénix	552,77	28,09	Gas Natural
GN CC Kallpa	896,62	28,14	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	298,23	28,55	Gas Natural
GN CC Chilca 2	113,40	28,86	Gas Natural
GN CC Chilca 1	750,01	28,92	Gas Natural
GN CC Ventanilla	464,48	29,80	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	21,93	33,00	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	82,52	44,89	Gas Natural
Total	7442,00		
% Reserva en generación con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2925,60		
% Reserva disponible	39,3%		

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

Para el III cuatrimestre del 2024, las centrales termoeléctricas con gas natural cubrieron los instantes de la máxima demanda de los meses de setiembre, octubre, noviembre y

diciembre, en este caso la Central Termoelectrica Aguaytía TG1 (setiembre y octubre), Independencia GD y Central Termoelectrica TG Natural Santa Rosa TG8, con costos variables de 44,89, 44,89, 33 y 42,42 U\$/MWh respectivamente.

Figura 21

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda III Cuatrimestre 2024.*

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

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

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

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

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

Para el I cuatrimestre del 2023, en el mes de febrero hubo un incremento del costo de generación, debido a que participo en la cobertura de la máxima demanda del mes la

central termoeléctrica Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs 5 y6) con un costo variable total de 52,3 U\$/MWh. Debido a una generación hidroeléctrica de tan solo 3 923,02 MW, (de un total de 5 271,6 MW de potencia efectiva hidráulica para el año 2023, con un porcentaje de participación de 74,41% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de avenida).

Figura 22

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda I Cuatrimestre 2023.*

Ene-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4280,40	0	Agua
Eólica	214,20	0	Viento
Biogas	7,86	0	RSU
Biomasa	29,98	0	Biomasa
GN CC Las Flores	315,80	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	546,9	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	866,80	28,14	Gas Natural
GN CC Chilca 1	564,09	30,6	Gas Natural
GN CC Ventanilla	446,00	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	21,97	33,97	Gas Natural
Total	7294,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3183,2		
% Reserva disponible	43,6%		

Feb-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3923,06	0	Agua
Eólica	276,00	0	Viento
Biogas	7,88	0	RSU
Biomasa	8,25	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	87,53	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	315,80	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	550,4	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	746,84	30,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	520,32	30,6	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	278,30	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 2	101,27	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	436,43	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	21,83	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	60,79	39,97	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	62,30	52,3	Gas Natural
Total	7336,21		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3183,2		
% Reserva disponible	43,4%		

Mar-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3734,70	0	Agua
Eólica	245,87	0	Viento
Biogas	7,88	0	RSU
Biomasa	21,22	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	86,79	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	303,23	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	540,12	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	882,10	30,42	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	308,20	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 1	804,40	30,6	Gas Natural
GN CC Chilca 2	101,27	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	438,84	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,08	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	86,30	39,97	Gas Natural
Total	7884,09		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3899,1		
% Reserva disponible	49,5%		

Abr-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4362,18	0	Agua
Eólica	289,35	0	Viento
Biogas	2,15	0	RSU
Biomasa	24,18	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	85,09	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	301,30	29,32	Gas Natural
GN CC Kallpa	832,01	30,42	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	282,87	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 1	752,90	30,6	Gas Natural
GN CC Chilca 2	101,03	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	215,15	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	16,39	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	63,40	39,97	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	176,80	45,1	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	101,20	48,1	Gas Natural
Total	7606,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2734,9		
% Reserva disponible	36,0%		

*Nota. Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.*

En el II cuatrimestre del año 2023, en periodos de estiaje se presentaron en los meses de junio, julio y agosto, la mayor presencia de la participación de la reserva de generación Termoelectrica con factor de planta inferior al 10%

Para el mes de junio 2023, fue necesaria la participación de la Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Puerto Bravo ubicado en la localidad de Mollendo, Arequipa con 161,96 MW, operando con petróleo diesel DB5 con un costo variable total de 253,44 U\$/MWh, con lo cual la participación del DB5 en la hora de máxima demanda fue de 2,2%. Este último valor encareció el precio de la energía generada. Contándose aun con una reserva disponible (centrales termoeléctricas con DB5) de un total de 2 604 MW. La contribución de las centrales hidroeléctricas fue de 2 664,24 MW (de un total de 5 271,6 MW, con un porcentaje de participación de 50,53% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de estiaje).

Para el mes de julio 2023, fue necesaria la participación de la Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Puerto Bravo ubicado en la localidad de Mollendo, Arequipa con 353,97 MW y de la central termoeléctrica Reserva Fría de Ilo con 323 MW ubicada en Moquegua, operando ambas con petróleo diesel DB5 con un costo variable total de 262,33 U\$/MWh la última de ellas, con lo cual la participación del DB5 en la hora de máxima demanda fue de 9,3%. Este último valor encareció el precio de la energía generada. Contándose aun con una reserva disponible (centrales termoeléctricas con DB5) de un total de 1 927 MW. La contribución de las centrales hidroeléctricas fue de 2 316,30 MW (de un total de 5 271,6 MW, con un porcentaje de participación de 43,94% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de estiaje).

Para el mes de agosto 2023, fue necesaria la participación de la Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Puerto Bravo ubicado en la localidad de Mollendo, Arequipa con 276,39 MW y de la central termoeléctrica Reserva Fría de Eten con 60,22 MW ubicada en Lambayeque, operando ambas con petróleo diesel DB5 con un costo variable total de 254,72 U\$/MWh la última de ellas, con lo cual la participación del DB5 en la hora de máxima demanda fue de 5,1%. Este último valor encareció el precio de la energía generada. Contándose aun con una reserva disponible (centrales termoeléctricas con DB5) de un total de 2 233,31 MW. La contribución de las centrales hidroeléctricas fue de 2 632,01 MW (de un total de 5 271,6 MW, con un porcentaje de participación de 49,92% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de estiaje).

Figura 23

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda II  
Cuatrimestre 2023.*

May-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4267,45	0	Agua
Eólica	292,14	0	Viento
Biogas	7,43	0	RSU
Biomasa	23,76	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	86,67	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	303,90	29,32	Gas Natural
GN CC Kallpa	841,00	30,42	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	288,70	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 1	757,62	30,6	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,09	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	61,78	39,97	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	185,07	45,1	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	114,39	48,1	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	91,00	52,3	Gas Natural
Total	7343,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2651,9		
% Reserva disponible	36,1%		

Jun-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	2664,24	0	Agua
Eólica	462,23	0	Viento
Biogas	8,45	0	RSU
Biomasa	45,26	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	32,10	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	90,01	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	312,81	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	569,9	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	873,10	30,42	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	292,41	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 1	756,20	30,6	Gas Natural
GN CC Chilca 2	101,10	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	461,00	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,14	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	60,55	39,37	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	187,30	45,1	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	116,44	48,1	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	97,80	52,3	Gas Natural
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	161,96	253,44	Diesel DB5
Total	7315,00		
% Reserva en generacion con DB5	2,2%		
Reserva disponible (MW)	2604		
% Reserva disponible	35,6%		

Jul-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	2316,30	0	Agua
Eólica	486,05	0	Viento
Biogas	8,02	0	RSU
Biomasa	36,51	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	22,93	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	90,20	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	313,80	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	567,3	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	873,45	30,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	797,77	30,6	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	291,70	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 2	101,59	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	461,30	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,09	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	116,69	48,10	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	97,33	52,30	Gas Natural
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	353,97	253,44	Diesel DB5
Reserva Fria de Ilo	323,00	262,33	Diesel DB5
Total	7280,00		
% Reserva en generacion con DB5	9,3%		
Reserva disponible (MW)	1927,03		
% Reserva disponible	26,5%		

Ago-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	2632,01	0	Agua
Eólica	480,26	0	Viento
Biogas	5,99	0	RSU
Biomasa	33,20	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	32,73	0	Gas Natural
GN CC Las Flores	314,05	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	570,1	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	874,30	30,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	796,20	30,6	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	297,80	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 2	100,87	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	462,64	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,04	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	188,25	45,1	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	108,87	48,1	Gas Natural
Turbo Vapor Shougesa	34,10	186,44	Residual 500
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	276,37	253,44	Diesel DB5
Reserva Fria de Eten	60,22	254,72	Diesel DB5
Total	7290,00		
% Reserva en generacion con DB5	5,1%		
Reserva disponible (MW)	2233,31		
% Reserva disponible	30,6%		

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

Para el mes de setiembre 2023, fue necesaria la participación de la Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Puerto Bravo ubicado en la localidad de Mollendo, Arequipa con 350,4 MW, operando con petróleo diesel DB5 con un costo variable total de 253,44 U\$/MWh, con lo cual la participación del DB5 en la hora de máxima demanda fue de 4,8%. Este último valor encareció el precio de la energía generada. Contándose aun con una reserva disponible (centrales termoeléctricas con DB5) de un total de 2 356,9 MW.

La contribución de las centrales hidroeléctricas fue de 2 654,95 MW (de un total de 5 271,6 MW, con un porcentaje de participación de 50,36% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de estiaje).

Figura 24

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda III Cuatrimestre 2023.*

Set-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	2654,95	0	Agua
Eólica	501,07	0	Viento
Biogas	8,80	0	RSU
Biomasa	43,58	0	Biomasa
CT Refinería Talara	44,49	0	NHL
Turbo Gas Natural Malacas TG6	89,52	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	320,70	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	551,46	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	902,60	30,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	810,43	30,6	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	295,60	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 2	113,04	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	464,20	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	16,89	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	60,53	39,37	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	190,23	45,1	Gas Natural
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	350,40	253,44	Diesel DB5
Total	7374,00		
% Reserva en generacion con DB5	4,8%		
Reserva disponible (MW)	2356,9		
% Reserva disponible	32,0%		

Oct-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3132,46	0	Agua
Eólica	361,37	0	Viento
Biogas	7,71	0	RSU
Biomasa	50,14	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	32,20	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	86,97	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	317,60	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	549,7	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa	887,37	30,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	796,50	30,6	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	293,00	30,61	Gas Natural
GN CC Chilca 2	111,10	31,2	Gas Natural
GN CC Ventanilla	458,47	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,65	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	56,61	39,37	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	190,15	45,1	Gas Natural
Total	7354,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2845,8		
% Reserva disponible	38,7%		

Nov-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4050,72	0	Agua
Eólica	340,62	0	Viento
Biogas	7,81	0	RSU
Biomasa	47,25	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49,72	12,11	Gas Natural
GN CC Las Flores	309,48	29,32	Gas Natural
GN CC Fénix	550,66	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa (CS)	872,17	30,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	793,42	30,6	Gas Natural
GN CC Ventanilla	440,81	31,72	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	61,34	39,37	Gas Natural
Total	7524,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3003,1		
% Reserva disponible	39,9%		

Dic-23			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4745,18	0	Agua
Eólica	361,00	0	Viento
Biogas	10,91	0	RSU
Biomasa	41,53	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49,02	12,11	Gas Natural
GN CC Fénix	355,62	29,78	Gas Natural
GN CC Kallpa (CS)	462,13	30,42	Gas Natural
GN CC Chilca 1	777,22	30,6	Gas Natural
GN CC Ventanilla	457,57	31,72	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	16,98	33,30	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	84,46	39,37	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	183,38	45,11	Gas Natural
Total	7545,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	2845,6		
% Reserva disponible	37,7%		

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

Para el I cuatrimestre del 2022 en periodos de avenida, en enero participo en la cobertura de la máxima demanda la central termoeléctrica Aguaytía TG1 con un costo variable total

de 32,55 U\$/MWh, mientras que en los meses de febrero, marzo y abril opero la central Turbo Gas natural Santa Rosa TG8 con un costo variable total de 38,14 U\$/MWh.

Figura 25

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda I Cuatrimestre 2022.*

Ene-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3942,1	0	Agua
Eólica	305,4	0	Viento
Biogas	9,47	0	RSU
Biomasa	31,97	0	Biomasa
GN CC Fénix	545,31	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	698,01	26,63	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	245,91	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa (CS)	876,42	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	102,64	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	204,86	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,58	28,08	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	85,33	32,55	Gas Natural
Total	7070,00		
% Reserva en generacion con DB5		0,0%	
Reserva disponible (MW)	4111,54		
% Reserva disponible		58,2%	

Feb-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4553,90	0	Agua
Eólica	136,90	0	Viento
Biogas	10,10	0	RSU
Biomasa	25,84	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	47,89	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	562,49	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	179,95	26,63	Gas Natural
GN CC Las Flores	104,80	26,84	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	282,13	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa	796,88	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	67,94	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	204,31	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,54	28,08	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	151,33	38,14	Gas Natural
Total	7147,00		
% Reserva en generacion con DB5		0,0%	
Reserva disponible (MW)	3998,8		
% Reserva disponible		56,0%	

Mar-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4666,10	0	Agua
Eólica	293,44	0	Viento
Biogas	10,68	0	RSU
Biomasa	25,84	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	67,50	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	554,54	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	70,09	26,63	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	125,76	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa	624,22	27,18	Gas Natural
GN CC Ventanilla	424,00	27,77	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	61,98	32,81	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	140,85	38,14	Gas Natural
Total	7065,00		
% Reserva en generacion con DB5		0,0%	
Reserva disponible (MW)	3998,8		
% Reserva disponible		56,6%	

Abr-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	4623,00	0	Agua
Eólica	290,74	0	Viento
Biogas	6,81	0	RSU
Biomasa	21,60	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	26,56	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	85,35	11,81	Gas Natural
GN CC Chilca 1	514,76	26,63	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	281,44	26,93	Gas Natural
GN CC Las Flores	149,08	26,94	Gas Natural
GN CC Kallpa (CS)	518,50	27,18	Gas Natural
GN CC Ventanilla	297,50	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,50	28,08	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	86,23	32,31	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	99,93	38,14	Gas Natural
Total	7024,00		
% Reserva en generacion con DB5		0,0%	
Reserva disponible (MW)	3998,8		
% Reserva disponible		56,9%	

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

Para el mes de mayo 2022, fue necesaria la participación de la Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Puerto Bravo ubicado en la localidad de Mollendo, Arequipa con 195,91 MW, operando con petróleo diesel DB5 con un costo variable total de 315,37 U\$/MWh para el año 2022, con lo cual la participación del DB5 en la hora de máxima demanda fue de 2,8%. Del mismo modo julio opero la Central Termoelectrica Ilo 2

operando con carbón para la cobertura de la máxima demandada con una potencia de 87,62 MW y un costo variable combustible de 63,43 U\$/MWh. Contándose aun con una reserva disponible para el mes de julio de un total de 3 993,73 MW. La contribución de las centrales hidroeléctricas fue de 3 321,28 MW (de un total de 5 284 MW el año 2022, con un porcentaje de participación de 62,85% en relación a su potencia efectiva total, en periodo de estiaje).

Figura 25

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda II Cuatrimestre 2022.*

May-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3789,1	0	Agua
Eólica	184,44	0	Viento
Biogas	8,36	0	RSU
Biomasa	27,36	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	30	11,81	Gas Natural
Reserva Fría de Talara GN	105,37	25,88	Gas Natural
GN CC Fénix	567,5	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	662,42	26,63	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	197,02	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa	196,4	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	101,1	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	457,3	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,69	28,08	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	87,42	32,31	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	119,19	38,14	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	117,72	41,79	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	91,7	45,6	Gas Natural
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	195,91	315,37	Diesel DB5
Total	6961,00		
% Reserva en generacion con DB5	2,8%		
Reserva disponible (MW)	3670,3		
% Reserva disponible	52,7%		

Jun-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3508,70	0	Agua
Eólica	302,98	0	Viento
Biogas	8,01	0	RSU
Biomasa	31,73	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49,04	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	559,16	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	557,1	26,63	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	329,35	26,93	Gas Natural
GN CC Las Flores		26,94	Gas Natural
GN CC Kallpa	489,19	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	102,4	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	453,5	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,73	28,08	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	87,43	32,31	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	159,85	38,14	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	118,25	41,79	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	290,58	45,6	Gas Natural
Total	7070,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3865,3		
% Reserva disponible	54,7%		

Jul-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3321,28	0	Agua
Eólica	259,42	0	Viento
Biogas	7,67	0	RSU
Biomasa	50,71	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	29,56	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	92,16	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	548,15	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	765,28	26,63	Gas Natural
GN CC Las Flores	329,32	26,84	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	289,1	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa	896,78	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	102,03	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	225,7	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,74	32,55	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	86,48	32,81	Gas Natural
CT Ilo 2	87,62	63,43	Carbon
Total	7114,00		
% Reserva en generacion con DB5	1,2%		
Reserva disponible (MW)	3993,73		
% Reserva disponible	56,1%		

Ago-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (U\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	3127,20	0	Agua
Eólica	304,33	0	Viento
Biogas	8,88	0	RSU
Biomasa	53,51	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	29,48	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	92,20	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	548,47	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	770,28	26,63	Gas Natural
GN CC Las Flores	326,02	26,84	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	290,99	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa (CS)	850,35	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	102,49	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	467,2	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	17,03	32,55	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	85,57	32,81	Gas Natural
Total	7074,00		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	4040,59		
% Reserva disponible	57,1%		

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

Mientras que el III cuatrimestre del 2022, en los meses de noviembre y diciembre hubo participación de la reserva con planta mayor al 10%. En el mes de diciembre participaron

en la cobertura de la máxima demanda las centrales termoeléctricas de Central Termoelectrica Ilo 2, Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Puerto Bravo y la Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur Ilo, con una participación de 641,95 MW equivalente a 7,8% de lo requerido. Evidenciándose que en la zona sur del Perú se requiere fortalecer la oferta energética, mientras que las centrales hidroeléctricas solo participaron con 2 632 MW, equivalente solo al 49,8% de su oferta.

Figura 26

*Participación de la generación termoeléctrica en las horas de máxima demanda III Cuatrimestre 2022.*

Set-22			
Centrales	Potencia	CVC	Recurso
Hidroeléctricas	3321,10	0	Agua
Eólica	359,27	0	Viento
Biogas	9,20	0	RSU
Biomasa	45,37	0	Biomasa
CT Oquendo Cogeneracion	29,71	0	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas TG6	92,34	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	556,03	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	774,18	26,63	Gas Natural
GN CC Las Flores	219,27	26,84	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	292	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa	890,45	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	104,68	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	467,1	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,74	32,55	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	82,83	32,81	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	49,73	45,60	Gas Natural
<b>Total</b>	<b>7316,00</b>		
% Reserva en generacion con DB5	0,0%		
Reserva disponible (MW)	3865,30		
% Reserva disponible	52,8%		

Oct-22			
Centrales	Potencia	CVC	Recurso
Hidroeléctricas	3255,00	0	Agua
Eólica	249,25	0	Viento
Biogas	10,37	0	RSU
Biomasa	33,25	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	92,06	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	566,52	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	783,41	26,63	Gas Natural
GN CC Las Flores	326,80	26,84	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	301,87	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa	890,55	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	102,21	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	465,57	27,77	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,74	32,55	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	110,97	41,79	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	98,43	45,6	Gas Natural
<b>Total</b>	<b>7309</b>		
% Reserva en generacion con DB5	0		
Reserva disponible (MW)	3865		
% Reserva disponible	52,9%		

Nov-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	2928,23	0	Agua
Eólica	258,71	0	Viento
Biogas	11,43	0	RSU
Biomasa	49,78	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	138,97	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	565,03	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	782,38	26,63	Gas Natural
GN CC Las Flores	319,63	26,84	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	192,66	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa	882,13	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	101,76	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	456,76	27,77	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	86,47	32,31	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,74	32,55	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	103,02	38,14	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	107	41,79	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	97,3	45,6	Gas Natural
CT Ilo 2	129,8	63,43	Carbon
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	193,2	315,37	Diesel DB5
<b>Total</b>	<b>7427</b>		
% Reserva en generacion con DB5	4,3%		
Reserva disponible (MW)	3608,97		
% Reserva disponible	48,6%		

Dic-22			
Centrales	Potencia Efectiva (MW)	CVC (US\$/MWh)	Recurso
Hidroeléctricas	2632,00	0	Agua
Eólica	265,59	0	Viento
Biogas	9,16	0	RSU
Biomasa	40,80	0	Biomasa
Turbo Gas Natural Malacas TG6	90,43	11,81	Gas Natural
GN CC Fénix	564,15	26,18	Gas Natural
GN CC Chilca 1	797,02	26,63	Gas Natural
GN CC Las Flores	318,73	26,84	Gas Natural
GN CC Santo Domingo	192,91	26,93	Gas Natural
GN CC Kallpa (CS)	896,26	27,18	Gas Natural
GN CC Chilca 2	104,65	27,44	Gas Natural
GN CC Ventanilla	454,35	27,77	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	85,59	32,31	Gas Natural
Independencia GD (Ex Calana)	22,54	32,55	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	140,00	38,14	Gas Natural
Turbo Gas Natural santa Rosa TG7	115,97	41,79	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa (UTIs)	94,90	45,60	Gas Natural
CT Ilo 2	59,18	63,43	Carbon
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	197,52	315,37	Diesel DB5
Nodo Energetico del Sur Ilo	385,25	322,69	Diesel DB5
<b>Total</b>	<b>7467</b>		
% Reserva en generacion con DB5	7,8%		
Reserva disponible (MW)	3163,87		
% Reserva disponible	42,4%		

*Nota.* Resultados por cuatrimestre de la generación de energía.

## 4.2 Estimación del comportamiento de la oferta y demanda futura en el SEIN

Con respecto a la oferta de generación se presenta la tabla de resultados de la inserción de las centrales de energía, teniendo en cuenta la relación de Centrales de Energía ingresantes al SEIN por años 2025-2027, según tabla 8.

Tabla 17

*Oferta de generación con nuevos ingresos de centrales de energía 2025-2027*

Mes	Oferta de generación (MW)	Hidroeléctricas (MW)	Termoeléctricas (MW)	Eólicas (MW)	Solares FV (MW)	Biomasa-Biogás (MW)
Ene-25	13793,1	5274,0	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Feb-25	13793,1	5274,0	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Mar-25	13793,1	5274,0	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Abr-25	13793,1	5274,0	6954,5	1015,4	481,79	67,44
May-25	13793,1	5274,0	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Jun-25	14014,6	5495,5	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Jul-25	14014,6	5495,5	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Ago-25	14014,6	5495,5	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Set-25	14014,6	5495,5	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Oct-25	14014,6	5495,5	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Nov-25	14014,6	5495,5	6954,5	1015,4	481,79	67,44
Dic-25	14218,6	5495,5	6954,5	1015,4	685,79	67,44
Ene-26	14740,6	5515,5	6954,5	1015,4	1187,79	67,44
Feb-26	14740,6	5515,5	6954,5	1015,4	1187,79	67,44
Mar-26	14770,6	5515,5	6954,5	1015,4	1217,79	67,44
Abr-26	14770,6	5515,5	6954,5	1015,4	1217,79	67,44
May-26	14770,6	5515,5	6954,5	1015,4	1217,79	67,44
Jun-26	14875,6	5515,5	6954,5	1015,4	1322,79	67,44
Jul-26	15095,6	5515,5	6954,5	1235,4	1322,79	67,44
Ago-26	15189,6	5515,5	6954,5	1235,4	1416,79	67,44
Set-26	15189,6	5515,5	6954,5	1235,4	1416,79	67,44
Oct-26	15189,6	5515,5	6954,5	1235,4	1416,79	67,44
Nov-26	15189,6	5515,5	6954,5	1235,4	1416,79	67,44
Dic-26	15189,6	5515,5	6954,5	1235,4	1416,79	67,44
Ene-27	15241,3	5515,5	6954,5	1235,4	1468,49	67,44
Feb-27	15246,4	5520,6	6954,5	1235,4	1468,49	67,44
Mar-27	15280,4	5554,6	6954,5	1235,4	1468,49	67,44
Abr-27	15594,9	5567,1	6954,5	1537,4	1468,49	67,44
May-27	16141,9	5567,1	6954,5	1761,4	1791,49	67,44
Jun-27	16141,9	5567,1	6954,5	1761,4	1791,49	67,44
Jul-27	16141,9	5567,1	6954,5	1761,4	1791,49	67,44
Ago-27	16141,9	5567,1	6954,5	1761,4	1791,49	67,44
Set-27	16141,9	5567,1	6954,5	1761,4	1791,49	67,44
Oct-27	16146,4	5571,6	6954,5	1761,4	1791,49	67,44
Nov-27	16446,4	5571,6	6954,5	1761,4	2091,49	67,44
Dic-27	16947,4	5571,6	6954,5	2011,4	2342,49	67,44

*Nota.* Información referente a la oferta de generación sin aplicar factores de planta.

Para la tabla anterior se hace mención de que para las centrales hidroeléctricas se aplicó el valor del factor de planta promedio de los últimos 3 años de la tabla 10 el cual es igual a:

$$\text{Factor de planta promedio}_{CH} = \frac{62,1 + 63,2 + 64,8}{3} = 63,36\%$$

Con lo cual la oferta efectiva hidráulica disponible es:

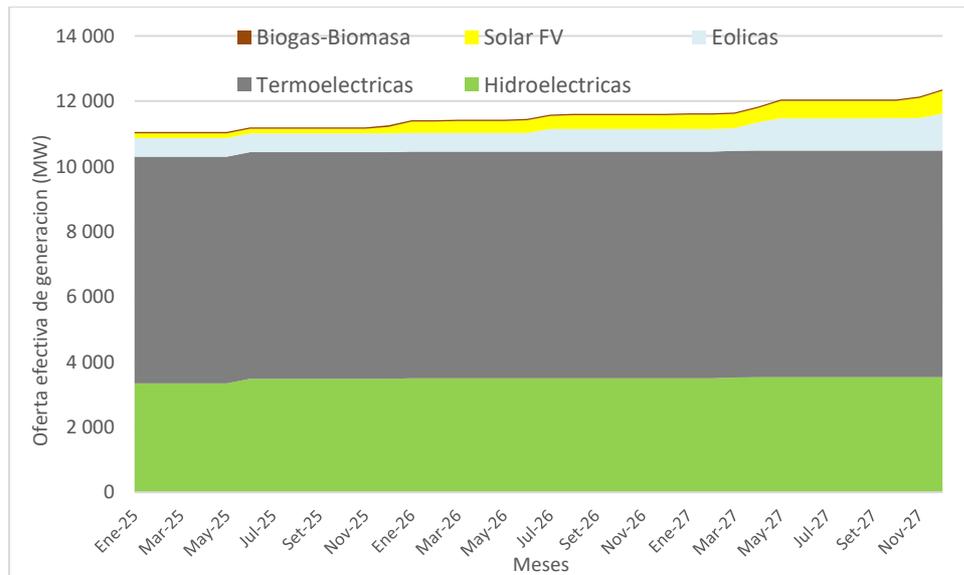
$$\text{Oferta efectiva}_{CH} = 5\,274 * 0,6336 = 3\,4441,6 \text{ MW}$$

Se aplico además el factor de carga promedio de los años 2022-2024 a las centrales eólicas con un valor de 56,33%, para las centrales solares fotovoltaicas un valor de 29,93% y un valor del factor de planta promedio para las centrales termoeléctricas con biomasa y biogás de 61,38%.

Se presenta la evolución de la oferta efectiva 2024-2025:

Figura 27

Proyección del comportamiento de la oferta efectiva de generación mensual 2025-2027



Nota. Representación de la proyección de la participación según tecnología de generación en la oferta efectiva.

Tabla 18

*Oferta efectiva de generación con nuevos ingresos de centrales de energía 2025-2027*

Mes	Oferta efectiva de generación (MW)	Hidroeléctricas (MW)	Termoeléctricas (MW)	Eólicas (MW)	Solares FV (MW)	Biomasa-Biogás (MW)
Ene-25	11053,7	3341,6	6954,5	572,0	144,2	41,4
Feb-25	11053,7	3341,6	6954,5	572,0	144,2	41,4
Mar-25	11053,7	3341,6	6954,5	572,0	144,2	41,4
Abr-25	11053,7	3341,6	6954,5	572,0	144,2	41,4
May-25	11053,7	3341,6	6954,5	572,0	144,2	41,4
Jun-25	11194,0	3481,9	6954,5	572,0	144,2	41,4
Jul-25	11194,0	3481,9	6954,5	572,0	144,2	41,4
Ago-25	11194,0	3481,9	6954,5	572,0	144,2	41,4
Set-25	11194,0	3481,9	6954,5	572,0	144,2	41,4
Oct-25	11194,0	3481,9	6954,5	572,0	144,2	41,4
Nov-25	11194,0	3481,9	6954,5	572,0	144,2	41,4
Dic-25	11255,1	3481,9	6954,5	572,0	205,3	41,4
Ene-26	11418,0	3494,6	6954,5	572,0	355,5	41,4
Feb-26	11418,0	3494,6	6954,5	572,0	355,5	41,4
Mar-26	11427,0	3494,6	6954,5	572,0	364,5	41,4
Abr-26	11427,0	3494,6	6954,5	572,0	364,5	41,4
May-26	11427,0	3494,6	6954,5	572,0	364,5	41,4
Jun-26	11458,4	3494,6	6954,5	572,0	395,9	41,4
Jul-26	11582,3	3494,6	6954,5	695,9	395,9	41,4
Ago-26	11610,4	3494,6	6954,5	695,9	424,0	41,4
Set-26	11610,4	3494,6	6954,5	695,9	424,0	41,4
Oct-26	11610,4	3494,6	6954,5	695,9	424,0	41,4
Nov-26	11610,4	3494,6	6954,5	695,9	424,0	41,4
Dic-26	11610,4	3494,6	6954,5	695,9	424,0	41,4
Ene-27	11625,9	3494,6	6954,5	695,9	439,5	41,4
Feb-27	11629,2	3497,9	6954,5	695,9	439,5	41,4
Mar-27	11650,7	3519,4	6954,5	695,9	439,5	41,4
Abr-27	11828,7	3527,3	6954,5	866,0	439,5	41,4
May-27	12051,6	3527,3	6954,5	992,2	536,2	41,4
Jun-27	12051,6	3527,3	6954,5	992,2	536,2	41,4
Jul-27	12051,6	3527,3	6954,5	992,2	536,2	41,4
Ago-27	12051,6	3527,3	6954,5	992,2	536,2	41,4
Set-27	12051,6	3527,3	6954,5	992,2	536,2	41,4
Oct-27	12054,5	3530,2	6954,5	992,2	536,2	41,4
Nov-27	12144,3	3530,2	6954,5	992,2	626,0	41,4
Dic-27	12360,2	3530,2	6954,5	1133,0	701,1	41,4

*Nota.* Información referente a la oferta efectiva de generación aplicando factores de planta.

Del mismo modo se presenta los resultados de la demanda futura al corto plazo 2027, teniendo en cuenta para ello la tasa de crecimiento de la máxima demanda mensual promedio de los años 2022, 2023 y 2024. Este criterio tiene en cuenta la distorsión del crecimiento de la demanda los años 2020 y 2021 por efectos pandemia y postpandemia.

Pero se toma como base el año 2021 y los valores de máxima demanda mensual en el SEIN de la Tabla 5. Se indica asimismo que la tasa crecimiento de la demanda se determina para la determinación de los precios en barra de generación tomando en cuenta un horizonte de 3 años.

Se tiene el siguiente calculo:

Para la tasa de crecimiento de la máxima demanda mes de enero 2022

Máxima Demanda Enero 2021= 6 910 MW

Máxima Demanda Enero 2022= 7 070 MW

$$\begin{aligned} & \textit{Tasa de crecimiento mensual de la maxima demanda}_{2021-2022} \\ & = \frac{7070 - 6910}{6910} * 100\% = 2,3 \% \end{aligned}$$

Se presentan los resultados de las tasas de crecimiento de la máxima demanda de los periodos 2022-2023 y 2023-2024.

$$\textit{Tasa de crecimiento mensual de la maxima demanda}_{2022-2023} = 3,2 \%$$

$$\textit{Tasa de crecimiento mensual de la maxima demanda}_{2023-2024} = 4,6 \%$$

Seguidamente se presenta el calculo de la tasa de crecimiento mensual de la máxima demanda para el periodo 2022-2024.

$$\begin{aligned} & \textit{Tasa de crecimiento promedio mensual de la maxima demanda}_{\textit{Enero } 2022-2024} \\ & = \frac{2,3 + 3,2 + 4,6}{3} = 3,4\% \end{aligned}$$

Se presentan los resultados de la tasa de crecimiento promedio mensual de la máxima demanda. Siendo en los meses de avenida (diciembre a mayo) un mayor valor de la tasa de crecimiento promedio mensual de la máxima demanda oscilando entre 2,1% a 3,3 % mientras en los meses de estiaje (junio a noviembre) la tasa de crecimiento promedio mensual de la máxima demanda oscila entre 2,4% a 4,7 %

Tabla 19

*Valores de la tasa de crecimiento promedio mensual de la máxima demanda*

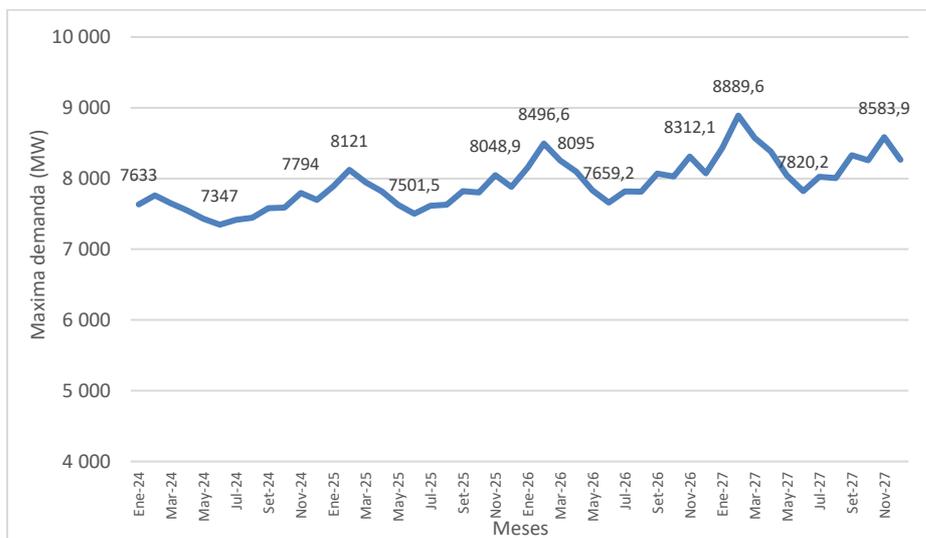
Mes	Tasa de crecimiento promedio mensual de la máxima demanda
Enero	3,4%
Febrero	4,6%
Marzo	3,9%
Abril	3,6%
Mayo	2,7%
Junio	2,1%
Julio	2,7%
Agosto	2,4%
Setiembre	3,2%
Octubre	2,9%
Noviembre	3,3%
Diciembre	2,4%

*Nota.* Información referente a la tasa de crecimiento promedio mensual de la máxima demanda.

Del mismo modo se presenta la figura representativa al crecimiento de la máxima demanda mensual para los años 2025-2027. Para el mes de febrero del año 2027 se presenta una máxima demanda de 8 896,6 MW, para el mes de febrero del año 2026 se tiene una máxima demanda de 8 496,6 MW, mientras que para el año 2025 se tiene una máxima demanda de 8 121 MW.

Figura 28

Proyección del comportamiento de la máxima demanda mensual 2025-2027



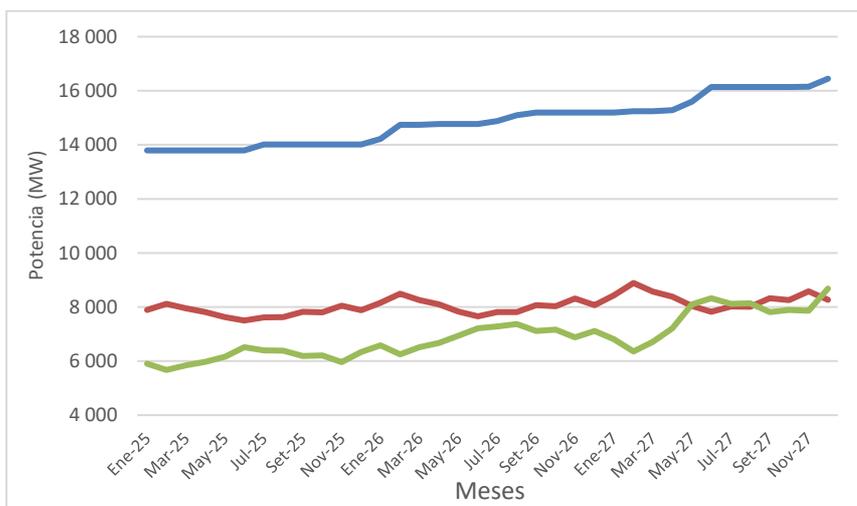
Nota. Imagen de la proyección de la máxima demanda mensual 2025-2027.

### 4.3 Características del comportamiento futuro de la reserva termoelectrica.

Se presenta el comportamiento de la oferta de generación (sin ser afectado por los factores de planta promedio), la proyección de la máxima demanda y de la reserva total. En los casos ideales la reserva de generación supera al valor de la máxima demanda.

Figura 29

Proyección del comportamiento de la máxima demanda mensual, oferta de generación y reserva total 2025-2027



Nota. Imagen de la proyección de la máxima demanda mensual, oferta y reserva total 2025-2027.

Caso 1: Efecto de los factores de planta.

Se tiene en cuenta que la sumatoria de las potencias efectivas de las centrales termoeléctricas:

Centrales Termoeléctricas abastecidas con gas natural de Camisea= 3 942 MW.

Centrales Termoeléctricas abastecidas con gas natural de Talara= 141,2 MW.

Centrales Termoeléctricas abastecidas con gas natural de Malacas= 180,1 MW.

Centrales Termoeléctricas abastecidas con NHL Refinería de Talara= 100 MW.

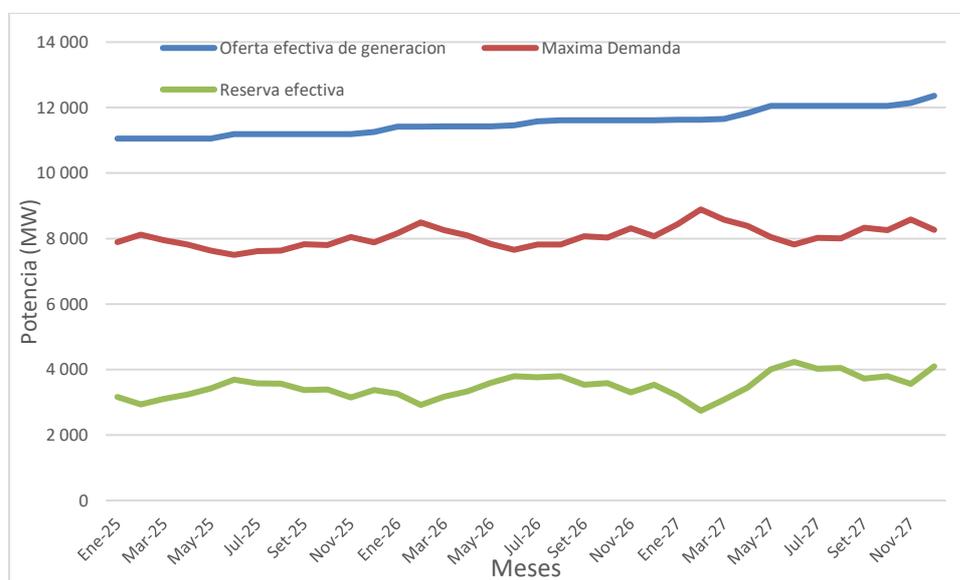
Centrales Termoeléctricas con Petroleo Diesel DB5 y R-500= 6 954,5  $-(3\ 942+141,2+180,1-100) = 2\ 592,9$  MW.

Las centrales termoeléctricas con gas natural operan en la cobertura de la máxima demanda del periodo 2025-2027, manteniéndose la reserva termoeléctrica con centrales que operan con gas natural y petróleo diesel DB5 para contingencias.

En el caso de aplicación de los factores de planta para las centrales hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicos y de biomasa-biogás, se presentan los comportamientos proyectados.

Figura 30

*Proyección del comportamiento de la máxima demanda mensual, oferta de generación efectiva y reserva total 2025-2027*



*Nota.* Imagen de la proyección de la máxima demanda mensual, oferta efectiva y reserva total 2025-2027.

Tabla 20

*Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación, pero no a las centrales termoeléctricas*

Mes	Oferta efectiva de generación (MW)	Máxima demanda mensual (MW)	Reserva efectiva (MW)	% de Reserva	Periodo
Ene-25	11053,7	7890,8	3162,9	28,6%	Avenida
Feb-25	11053,7	8121,0	2932,7	26,5%	Avenida
Mar-25	11053,7	7946,1	3107,6	28,1%	Avenida
Abr-25	11053,7	7816,7	3237,0	29,3%	Avenida
May-25	11053,7	7629,4	3424,3	31,0%	Avenida
Jun-25	11194,0	7501,5	3692,5	33,0%	Estiaje
Jul-25	11194,0	7614,3	3579,7	32,0%	Estiaje
Ago-25	11194,0	7628,6	3565,4	31,9%	Estiaje
Set-25	11194,0	7822,4	3371,6	30,1%	Estiaje
Oct-25	11194,0	7804,4	3389,6	30,3%	Estiaje
Nov-25	11194,0	8048,9	3145,1	28,1%	Estiaje
Dic-25	11255,1	7883,4	3371,7	30,0%	Avenida
Ene-26	11418,0	8157,3	3260,7	28,6%	Avenida
Feb-26	11418,0	8496,6	2921,4	25,6%	Avenida
Mar-26	11427,0	8253,6	3173,4	27,8%	Avenida
Abr-26	11427,0	8095,0	3332,0	29,2%	Avenida
May-26	11427,0	7833,1	3593,9	31,5%	Avenida
Jun-26	11458,4	7659,2	3799,2	33,2%	Estiaje
Jul-26	11582,3	7816,8	3765,5	32,5%	Estiaje
Ago-26	11610,4	7814,6	3795,8	32,7%	Estiaje
Set-26	11610,4	8071,5	3538,9	30,5%	Estiaje
Oct-26	11610,4	8028,0	3582,4	30,9%	Estiaje
Nov-26	11610,4	8312,1	3298,3	28,4%	Estiaje
Dic-26	11610,4	8072,2	3538,2	30,5%	Avenida
Ene-27	11625,9	8432,8	3193,1	27,5%	Avenida
Feb-27	11629,2	8889,6	2739,6	23,6%	Avenida
Mar-27	11650,7	8573,0	3077,7	26,4%	Avenida
Abr-27	11828,7	8383,2	3445,5	29,1%	Avenida
May-27	12051,6	8042,3	4009,3	33,3%	Avenida
Jun-27	12051,6	7820,2	4231,4	35,1%	Estiaje
Jul-27	12051,6	8024,7	4026,9	33,4%	Estiaje
Ago-27	12051,6	8005,1	4046,5	33,6%	Estiaje
Set-27	12051,6	8328,5	3723,1	30,9%	Estiaje
Oct-27	12054,5	8258,0	3796,5	31,5%	Estiaje
Nov-27	12144,3	8583,9	3560,4	29,3%	Estiaje
Dic-27	12360,2	8265,5	4094,7	33,1%	Avenida

*Nota.* Reporte de resultados proyección 2025-2027.

Caso 2: Efecto de los factores de planta y sin generación fotovoltaica en horas nocturnas. Teniendo en cuenta las condiciones de cobertura de la máxima demanda durante las horas nocturnas se incluye el caso en el cual no se cuenta con disponibilidad de las centrales

solares fotovoltaicas, la cual genera 2 meses con presencia de centrales termoeléctricas que operan diesel DB5 en la cobertura de la máxima demanda. Requiriéndose:

Febrero 2026 = 27 MW.

Febrero 2027= 292,8 MW

Tabla 21

*Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación y sin generación fotovoltaica*

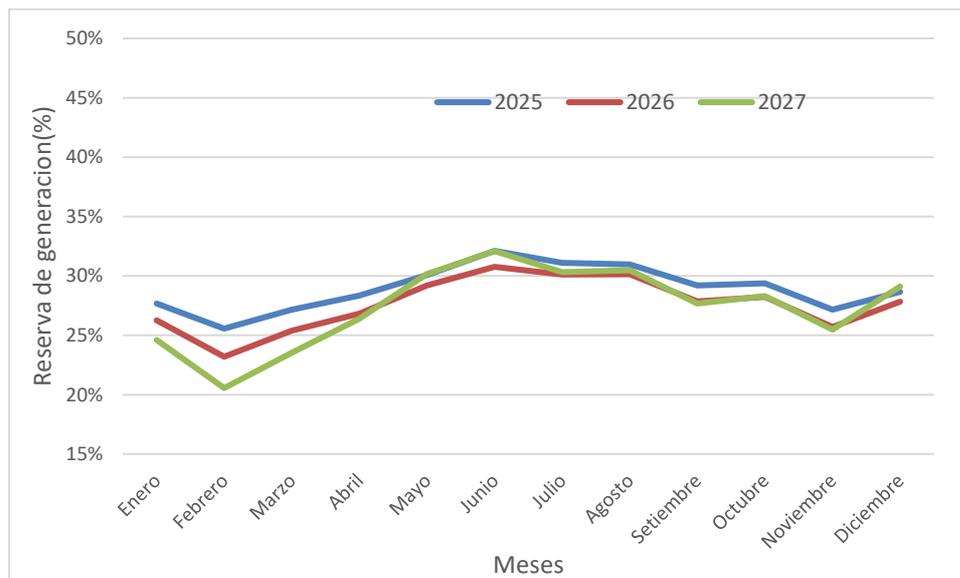
Mes	Oferta efectiva de generación (MW)	Máxima demanda mensual (MW)	Reserva efectiva (MW)	% de Reserva	Periodo
Ene-25	10909,5	7890,8	3018,7	27,7%	Avenida
Feb-25	10909,5	8121,0	2788,5	25,6%	Avenida
Mar-25	10909,5	7946,1	2963,4	27,2%	Avenida
Abr-25	10909,5	7816,7	3092,8	28,3%	Avenida
May-25	10909,5	7629,4	3280,1	30,1%	Avenida
Jun-25	11049,8	7501,5	3548,3	32,1%	Estiaje
Jul-25	11049,8	7614,3	3435,5	31,1%	Estiaje
Ago-25	11049,8	7628,6	3421,2	31,0%	Estiaje
Set-25	11049,8	7822,4	3227,4	29,2%	Estiaje
Oct-25	11049,8	7804,4	3245,4	29,4%	Estiaje
Nov-25	11049,8	8048,9	3000,9	27,2%	Estiaje
Dic-25	11049,8	7883,4	3166,4	28,7%	Avenida
Ene-26	11062,5	8157,3	2905,2	26,3%	Avenida
Feb-26	11062,5	8496,6	2565,9	23,2%	Avenida
Mar-26	11062,5	8253,6	2808,9	25,4%	Avenida
Abr-26	11062,5	8095,0	2967,5	26,8%	Avenida
May-26	11062,5	7833,1	3229,4	29,2%	Avenida
Jun-26	11062,5	7659,2	3403,3	30,8%	Estiaje
Jul-26	11186,4	7816,8	3369,6	30,1%	Estiaje
Ago-26	11186,4	7814,6	3371,8	30,1%	Estiaje
Set-26	11186,4	8071,5	3114,9	27,8%	Estiaje
Oct-26	11186,4	8028,0	3158,4	28,2%	Estiaje
Nov-26	11186,4	8312,1	2874,3	25,7%	Estiaje
Dic-26	11186,4	8072,2	3114,2	27,8%	Avenida
Ene-27	11186,4	8432,8	2753,6	24,6%	Avenida
Feb-27	11189,7	8889,6	2300,1	20,6%	Avenida
Mar-27	11211,2	8573,0	2638,2	23,5%	Avenida
Abr-27	11389,2	8383,2	3006,0	26,4%	Avenida
May-27	11515,4	8042,3	3473,1	30,2%	Avenida
Jun-27	11515,4	7820,2	3695,2	32,1%	Estiaje
Jul-27	11515,4	8024,7	3490,7	30,3%	Estiaje
Ago-27	11515,4	8005,1	3510,3	30,5%	Estiaje
Set-27	11515,4	8328,5	3186,9	27,7%	Estiaje
Oct-27	11518,3	8258,0	3260,3	28,3%	Estiaje
Nov-27	11518,3	8583,9	2934,4	25,5%	Estiaje
Dic-27	11659,1	8265,5	3393,6	29,1%	Avenida

*Nota.* Reporte de resultados proyección 2025-2027.

Seguidamente se presenta el comportamiento de la reserva de energía en los periodos de avenida y estiaje para los años 2025-2027, en la cual se observa una creciente presencia de la reserva efectiva de generación con centrales termoeléctricas entre los meses de mayo a octubre.

Figura 31

*Proyección del comportamiento de la reserva efectiva de generación años 2025-2027*



*Nota.* Resultados del comportamiento de la reserva efectiva de generación 2025-2027

Caso 3: Efecto de los factores de planta, sin generación fotovoltaica en horas nocturnas y con un factor de indisponibilidad de 0,95 para las centrales termoeléctricas.

Se presentan los resultados en el supuesto caso en el cual las centrales termoeléctricas siguen garantizando la reserva y la oferta efectiva de generación en la cobertura de la máxima demanda, con una fuerte presencia en la participación de la generación de energía con petróleo diesel DB5.

Para el mes febrero 2027 la reserva efectiva alcanza un valor de 15,3% y 1 604,7 MW, con lo cual según lo proyectado se tendría una participación del diesel DB5 de 988,2 MW en la cobertura de la máxima demanda, teniendo en cuenta los supuestos del presente caso. La reserva termoeléctrica al margen de los costos brinda estabilidad al mercado de generación del Perú.

Tabla 22

*Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación, sin generación fotovoltaica y aplicando una indisponibilidad de 95% en centrales termoeléctricas*

Mes	Oferta efectiva de generación (MW)	Máxima demanda mensual (MW)	Reserva efectiva (MW)	% de Reserva	Periodo
Ene-25	10214,05	7890,8	2323,3	22,7%	Avenida
Feb-25	10214,05	8121,0	2093,1	20,5%	Avenida
Mar-25	10214,05	7946,1	2268,0	22,2%	Avenida
Abr-25	10214,05	7816,7	2397,4	23,5%	Avenida
May-25	10214,05	7629,4	2584,7	25,3%	Avenida
Jun-25	10354,35	7501,5	2852,9	27,6%	Estiaje
Jul-25	10354,35	7614,3	2740,1	26,5%	Estiaje
Ago-25	10354,35	7628,6	2725,8	26,3%	Estiaje
Set-25	10354,35	7822,4	2532,0	24,5%	Estiaje
Oct-25	10354,35	7804,4	2550,0	24,6%	Estiaje
Nov-25	10354,35	8048,9	2305,5	22,3%	Estiaje
Dic-25	10354,35	7883,4	2471,0	23,9%	Avenida
Ene-26	10367,05	8157,3	2209,8	21,3%	Avenida
Feb-26	10367,05	8496,6	1870,5	18,0%	Avenida
Mar-26	10367,05	8253,6	2113,5	20,4%	Avenida
Abr-26	10367,05	8095,0	2272,1	21,9%	Avenida
May-26	10367,05	7833,1	2534,0	24,4%	Avenida
Jun-26	10367,05	7659,2	2707,9	26,1%	Estiaje
Jul-26	10490,95	7816,8	2674,2	25,5%	Estiaje
Ago-26	10490,95	7814,6	2676,4	25,5%	Estiaje
Set-26	10490,95	8071,5	2419,5	23,1%	Estiaje
Oct-26	10490,95	8028,0	2463,0	23,5%	Estiaje
Nov-26	10490,95	8312,1	2178,9	20,8%	Estiaje
Dic-26	10490,95	8072,2	2418,8	23,1%	Avenida
Ene-27	10490,95	8432,8	2058,2	19,6%	Avenida
Feb-27	10494,25	8889,6	1604,7	15,3%	Avenida
Mar-27	10515,75	8573,0	1942,8	18,5%	Avenida
Abr-27	10693,75	8383,2	2310,6	21,6%	Avenida
May-27	10819,95	8042,3	2777,7	25,7%	Avenida
Jun-27	10819,95	7820,2	2999,8	27,7%	Estiaje
Jul-27	10819,95	8024,7	2795,3	25,8%	Estiaje
Ago-27	10819,95	8005,1	2814,9	26,0%	Estiaje
Set-27	10819,95	8328,5	2491,5	23,0%	Estiaje
Oct-27	10822,85	8258,0	2564,9	23,7%	Estiaje
Nov-27	10822,85	8583,9	2239,0	20,7%	Estiaje
Dic-27	10963,65	8265,5	2698,2	24,6%	Avenida

*Nota.* Resultados de proyección de oferta, máxima demanda y reserva.

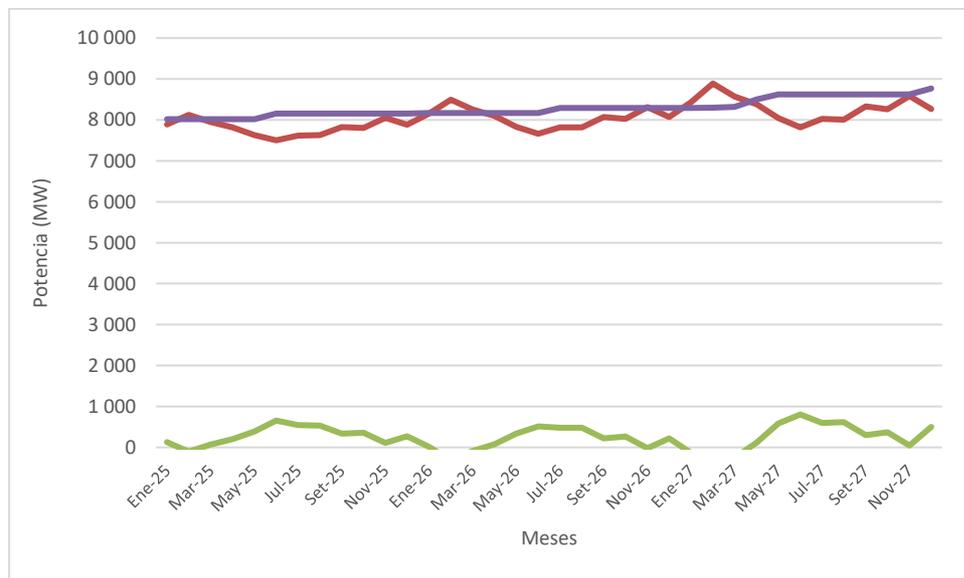
Caso 4: Efecto de los factores de planta, sin generación fotovoltaica en horas nocturnas, con un factor de indisponibilidad de 0,95 para las centrales termoeléctricas y con indisponibilidad del ducto de Camisea.

Se presenta los resultados del supuesto caso, en el cual se debe tener en cuenta que de las centrales termoeléctricas que son abastecidas con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea, solo 2 tienen instalaciones duales (pueden operar con gas natural o Diesel DB5), en este caso las centrales termoeléctricas de ciclo combinado de Ventanilla y la central termoeléctrica de ciclo combinado Fenix, sumando un total de 1 048,6 MW. Con lo cual quedarían fuera de servicio un total de 2 891,6 MW que son generados a través de las centrales termoeléctricas que operan con gas natural abastecidos por los yacimientos de Camisea.

Para los meses de febrero 2025, febrero, marzo y noviembre 2026 y enero, febrero y marzo 2027 se prevé un déficit en la cobertura de la máxima demanda, según los supuestos del presente caso, al no existir reserva termoeléctrica para poder cubrir la máxima demanda. El ingreso de las nuevas centrales de energía en el periodo 2025-2027 no son lo suficiente necesario para poder cubrir un supuesto caso de la indisponibilidad del ducto de Camisea, afectando notablemente la reserva termoeléctrica actual.

Figura 32

*Proyección del comportamiento de la reserva efectiva de generación años 2025-2027*



*Nota.* Representación del comportamiento de la oferta efectiva, máxima demanda y reserva efectiva con indisponibilidad de ducto de gas natural de Camisea.

Tabla 23

*Comportamiento del mercado de generación de energía aplicando los factores de plantas a las centrales de generación, sin generación fotovoltaica, aplicando una indisponibilidad de 95% en centrales termoeléctricas e indisponibilidad del ducto de gas natural de Camisea*

Mes	Oferta efectiva de generación (MW)	Máxima demanda mensual (MW)	Reserva efectiva (MW)	% de Reserva
Ene-25	8017,9	7890,8	127,1	0,92%
Feb-25	8017,9	8121,0	-103,1	-0,75%
Mar-25	8017,9	7946,1	71,8	0,52%
Abr-25	8017,9	7816,7	201,2	1,46%
May-25	8017,9	7629,4	388,5	2,82%
Jun-25	8158,2	7501,5	656,7	4,69%
Jul-25	8158,2	7614,3	543,9	3,88%
Ago-25	8158,2	7628,6	529,6	3,78%
Set-25	8158,2	7822,4	335,8	2,40%
Oct-25	8158,2	7804,4	353,8	2,52%
Nov-25	8158,2	8048,9	109,3	0,78%
Dic-25	8158,2	7883,4	274,8	1,93%
Ene-26	8170,9	8157,3	13,6	0,09%
Feb-26	8170,9	8496,6	-325,7	-2,21%
Mar-26	8170,9	8253,6	-82,7	-0,56%
Abr-26	8170,9	8095,0	75,9	0,51%
May-26	8170,9	7833,1	337,8	2,29%
Jun-26	8170,9	7659,2	511,7	3,44%
Jul-26	8294,8	7816,8	478	3,17%
Ago-26	8294,8	7814,6	480,2	3,16%
Set-26	8294,8	8071,5	223,3	1,47%
Oct-26	8294,8	8028,0	266,8	1,76%
Nov-26	8294,8	8312,1	-17,3	-0,11%
Dic-26	8294,8	8072,2	222,6	1,47%
Ene-27	8294,8	8432,8	-138	-0,91%
Feb-27	8298,1	8889,6	-591,5	-3,88%
Mar-27	8319,6	8573,0	-253,4	-1,66%
Abr-27	8497,6	8383,2	114,4	0,73%
May-27	8623,8	8042,3	581,5	3,60%
Jun-27	8623,8	7820,2	803,6	4,98%
Jul-27	8623,8	8024,7	599,1	3,71%
Ago-27	8623,8	8005,1	618,7	3,83%
Set-27	8623,8	8328,5	295,3	1,83%
Oct-27	8626,7	8258,0	368,7	2,28%
Nov-27	8626,7	8583,9	42,8	0,26%
Dic-27	8767,5	8265,5	502	2,96%

*Nota.* Resultados del comportamiento de la oferta efectiva, máxima demanda y reserva efectiva con indisponibilidad de ducto de gas natural de Camisea.

El margen de reserva firme objetivo según el Osinergmin para el periodo 2021-2025 es de 21,41, Informe N° 600-2020-GRT el cual es un valor referencial para evaluar la confiabilidad de la reserva de energía, se presenta el siguiente comparativo con los resultados obtenidos en los casos analizados.

Tabla 24

*Comparación de los % de reserva termoeléctrica con el MRFO 2025-2027*

Año	Caso	Valor máximo	Valor mínimo	MRFO	Detalle
2025	1	32,99%	26,53%	21,41%	Superior
	2	32,11%	25,56%	21,41%	Superior
	3	27,55%	20,49%	21,41%	Inferior
	4	4,69%	-0,75%	21,41%	Inferior
2026	1	33,16%	25,59%	21,41%	Superior
	2	30,76%	23,19%	21,41%	Superior
	3	26,12%	18,04%	21,41%	Inferior
	4	3,44%	-2,21%	21,41%	Inferior
2027	1	35,11%	23,56%	21,41%	Superior
	2	32,09%	20,56%	21,41%	Inferior
	3	27,72%	15,29%	21,41%	Inferior
	4	4,98%	-3,88%	21,41%	Inferior

*Nota.* Comparativo de los resultados de reserva de generación termoeléctrica con el margen de reserva firme objetivo.

#### 4.4 Discusión de resultados.

Según la investigación de Flores, J. & Vega, T. (2014) en su investigación verifico la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia de la zona norte Piura-Tumbes operando la central de reserva fría de talara de 200 MW con un costo variable total de 263,88 U\$/MWh; dando la sostenibilidad a la zona norte del Perú en casos de indisponibilidad de las centrales eólicas y termoeléctricas con gas natural , destacando la importancia de la reserva termoeléctrica en 5 casos; del mismo modo para el SEIN se demuestra la importancia de tener una reserva de energía, en este caso termoeléctrica que para 3 situaciones de ocurrencia demuestra estar lista para la cobertura de la máxima demanda, salvo en el caso de la indisponibilidad del ducto del gas natural.

Del mismo modo en la investigación de Garayar, H. (2018) referente en el comportamiento de la central de reserva fría de Ilo de 500 MW en el Subsistema Eléctrico del Sur, cubriendo la máxima demanda y brindando una confiabilidad del 100% del sistema eléctrico, para diversas contingencias analizadas. En nuestro caso en el periodo

de tiempo analizado la reserva termoeléctrica al margen de estar compuesta en su mayor parte por centrales de energía con petróleo diesel DB5 han cubierto la generación de energía y máxima demanda; mas aun en la proyección futura 2025-2027 el porcentaje de reserva efectiva supera el valor del margen de reserva firme objetivo.

En la investigación de Gutarra, G. et al. (2018) referente a los mecanismos para la determinación del Margen de Reserva del SEIN y propuestas de mejora manifiesta que la reserva es relevante para poder dar sostenibilidad al desbalance entre la oferta y la demanda. En este caso las centrales termoeléctricas con su alto factor de disponibilidad cubren en la actualidad los desbalances de energía. Se coincide con lo anterior en lo referente a que la reserva efectiva futura salvo algunos casos es menor al MRFO. Por otro lado, en el Perú se han tenido para los años 2022-2023 presencia de centrales termoeléctricas que operan con factores de planta menores a 10% que operan con petróleo diesel DB5, los cuales han contribuido cubrir la demanda de energía, y a pesar de su costo tienen una lata disponibilidad.

En la investigación de Meléndez, D. (2018) detalla sobre la problemática de la penetración de generación con energías renovables, eólica y solar fotovoltaica, que generan problemas de operación como consecuencia a la dependencia de factores climatológicos que reducen su potencia efectiva real y por otro lado las centrales termoeléctricas en operación y reserva brindan la confiabilidad al sistema, con lo cual son necesarias su presencia en los sistemas de generación hasta que existan tecnologías que puedan reemplazarlas. Se coincide con el informe anterior en la cual las centrales eólicas presentan un factor de planta promedio de 56,33% y las centrales solares fotovoltaicas un valor de 29,93%, y también las centrales hidroeléctricas presentan un factor de planta igual a 63,36%, con lo cual se reduce la oferta efectiva, la cual es cubierta exclusivamente por centrales termoeléctricas que operan en base y punta, acompañadas en ciertos casos por centrales termoeléctricas que reserva, las cuales garantizan la sostenibilidad del sistema.

En la investigación de Palomino, C. & Pumay, E. (2015) concluyen que la falta de disponibilidad del ducto de gas Natural en el tramo de Camisea a Pisco, genera la desestabilización la seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el cual es la principal contingencia en magnitud, debido a que involucra la operación de 2 279 MW generándose un desabastecimiento en el corto plazo, que debe ser analizada y cubierta por quemadores duales con combustible líquido. El problema sigue aun latente de posible racionamiento a pesar de haber pasado 10 años, en nuestra investigación se pone fuera de

servicio 2 891,6 MW generados con gas natural; quedando solo operativas las centrales de ciclo combinado duales de Ventanilla y Fenix, pero se presentan posibles periodos de desabastecimiento de energía, sino ingresan nuevos proyectos de generación al SEIN.

En la investigación de Sánchez, F. & Treviño, P. (2012) se llega a la conclusión de que es muy importante el valor de la reserva es el adecuado para dar confiabilidad al SEIN, teniendo en cuenta que en nuestro país se presentan dos periodos hidrológicos, el de avenida y estiaje, y de acuerdo a su magnitud, naturaleza y volumen impactan en el SEIN. En nuestra investigación se concluye que la reserva de generación termoeléctrica brinda confiabilidad al sistema y además para el periodo 2025-2027 caracterizándose en que los meses de avenida la reserva termoeléctrica disminuye y en los meses de estiaje la reserva se incrementa, debido a que la oferta hidroeléctrica se incrementa.

## V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### 5.1 Conclusiones.

- La reserva de generación Termoelectrica está conformada por las centrales termoeléctricas con un factor de planta inferior a 10% conformada por centrales que operan con gas natural y con petróleo Diesel BD5 y R-500. Así tenemos que para el periodo 2020-2024 la central termoeléctrica Turbo GN Malacas TG6 tuvo un factor de planta promedio de 8,34%, mientras la central termoeléctrica de Reserva Fría de Talara opero con un factor de planta pro medio de 6,80% operando con petróleo BD5.
- En la zona sur del Perú el año 2023 se generó 816,45 GWh con la participación de las centrales termoeléctricas Nodo Energético Puerto Ilo, Nodo Energético Puerto Bravo y Reserva fría de Ilo operando con petróleo Diesel BD5, siendo el año con mayor participación de las centrales de reserva. Mientras que en la zona norte se generó 226,23 GWh. Generando en total 1108,37 GWh brindando confiabilidad al SEIN.
- Teniendo en cuenta una tasa promedio mensual de entre 2,1 a 4,6 % se proyectó la máxima demanda mensual para el periodo 2025-2027. Asimismo, con respecto a la oferta de generación se proyectó la oferta efectiva de generación aplicando los factores de planta promedio para las centrales hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicos y de biomasa y biogás, así como se incluyó el ingreso de nuevas centrales hidroeléctricas, eólicas y solares fotovoltaicos.
- Se evaluó el comportamiento de la reserva de generación termoeléctrica, teniendo en 4 casos: aplicando los factores de planta, sin generación solar fotovoltaica, con una tasa de indisponibilidad para las centrales termoeléctricas y con la indisponibilidad del ducto del gas natural de Camisea, siendo en este último caso en el cual la reserva de generación presenta problemas de déficit.
- En respuesta a la hipótesis planteada se determina que la cobertura de la máxima demanda del SEIN para el periodo 2025-2027, para los casos analizados salvo el de la indisponibilidad del ducto de gas natural de Camisea, la reserva de generación termoeléctrica representa valores variables mes a mes en algunos casos superiores o inferiores al 25%.

## 5.2 Recomendaciones.

- Se puede dividir por zonas energéticas el SEIN, de tal forma que se puedan ubicar las centrales de generación, y visualizar los flujos de potencia entre zonas, de tal manera que permita una planificación y distribución geográfica, de tal manera de evitar la concentración de generación de energía en un determinado punto de ubicación, de tal manera de poder contar con una reserva de generación más dispersada.
- Queda pendiente la evaluación de la vida útil de las centrales termoeléctricas que forman parte de la reserva termoeléctrica de generación, ya que muchas de ellas deberán retirarse de servicio al tener más de 20 años en el SEIN.
- Es necesario realizar un plan oportuno al corto plazo de la inserción de nuevas centrales hidroeléctricas, solares fotovoltaicas y eólicas que puedan garantizar tener una oferta efectiva en el parque de generación del Perú.

## VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Aguirre, M. (2018). El excesivo uso de la fuerza mayor para la ampliación de plazos en proyectos del sector eléctrico. Artículo de opinión THĒMIS-Revista de Derecho 74. 2018. pp. 55-75. ISSN: 1810-9934. Perú. Disponible en:  
<file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/21233-Texto%20del%20art%C3%ADculo-84460-1-10-20191015.pdf>
- Alarcón, D. (2021). Implementación de un sistema de monitoreo y control en tiempo real para el análisis predictivo de un sistema eléctrico de potencia con generación distribuida. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad UTEC. Perú. Disponible en:  
[https://repositorio.utec.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12815/251/Alarcon%20Monteza\\_Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.utec.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12815/251/Alarcon%20Monteza_Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Arroyo, J. & Galiana, D. (2005). Energía y precios de reserva en mercados de electricidad con restricciones de red y seguridad. Revista IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, núm. 2, págs. 634-643, mayo de 2005. Disponible en:  
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1425555>
- Barrionuevo, J. (2016). CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE PENETRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA A LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS. Tesis de Maestría en Energía. Universidad de Buenos Aires. Argentina. Disponible en:  
<https://www.ceare.org/tesis/2018/tes21.pdf>
- Bringas, A. & Rodríguez, D. (2019). Efecto de la interconexión regional Perú-Ecuador en el sistema de generación de energía eléctrica del Perú. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú. Disponible en:  
<https://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14278/3507/49972.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Covarrubias, A. (2013). La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos. México. Disponible en:  
[https://www.iaea.org/sites/default/files/212\\_304985564\\_es.pdf](https://www.iaea.org/sites/default/files/212_304985564_es.pdf)
- COES (2024). Información de la Demanda. Página del COES. Perú. Disponible en:  
<https://www.coes.org.pe/Portal/home/>

- COES (2018). Procedimiento N° 42 Régimen aplicable a las centrales de reserva fría de generación. COES. Perú. Disponible en:  
<https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
- Espinoza, L. (2022). La Potencia Firme y las RER 2019. Informe de la Asociación Peruana de Energías Renovables. Perú. Disponible en:  
<https://www.spr.pe/2020/12/17/la-potencia-firme-y-las-rer-2019/>
- Exebio, V. & Prieto, M. (2013). Impacto económico de las emisiones de gases efecto invernadero de las centrales térmicas en el Perú. Tesis de Economía. Universidad Santo Toribio de Mogrovejo. Perú. Disponible en:  
[https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/16/1/TL\\_ExebioTaoadaVania\\_PrietoRacchumiMarco.pdf](https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/16/1/TL_ExebioTaoadaVania_PrietoRacchumiMarco.pdf)
- Fernández, J. & Izaguirre, K. (2023). Incremento del potencial de generación eólico-solar en la transición energética RER peruana a corto plazo al 2027. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú. Disponible en:  
<https://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14278/4498/Tesis%20Fernandez%20Izaguirre.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Garayar, H. (2018) en su tesis Comportamiento de la central de reserva fría de Ilo para la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú. Disponible en:  
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3232>
- Garzón, C. (2010). “Evaluación de alternativas de generación de electricidad desde el punto de vista de su impacto ambiental, para sectores no conectados a redes eléctricas. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico. Universidad de Cotopaxi. Ecuador. Disponible en:  
<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/1293/1/T-UTC-2043.pdf>
- Guevara, R. (2024). Manual de Centrales Termoeléctricas. Universidad Nacional del Santa. Disponible en:  
<https://www.studocu.com/pe/document/universidad-nacional-del-santa/metodologia-de-la-investigacion/modulo-i-unidad-ct-2020/10461617>
- Gutarra, G., Béjar, H., Gómez, J., & Villasante, M. (2016). Revisión de los mecanismos para la determinación del Margen de Reserva del SEIN y propuestas

de mejora. Tesis de Maestría en Gestión de la Energía. Universidad ESAN. Perú.  
Disponible en:

<https://repositorio.esan.edu.pe/server/api/core/bitstreams/099b3b1d-fd84-4675-b6e1-b0cb810ee9d3/content>

Gutiérrez, G. & Mendoza, G. (2016). Formulación en opciones reales para la asignación óptima de energía y reserva para una compañía de generación. *Ingeniare. Revista Scielo de Chile de Ingenieria*. [online]. 2016, vol.24, n.1, pp.70-84. Disponible en:

[http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-33052016000100007&lng=es&nrm=iso](http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052016000100007&lng=es&nrm=iso).

Flor, J. (2020). Tratamiento regulatorio de generación eléctrica con uso de fuentes de energía renovables no convencionales en Perú: propuesta de mejora. Tesis de Maestría en Regulación de Servicios Públicos. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:

[https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/19725/FLO\\_R\\_VICENTE\\_JAIME\\_RAUL\\_TRATAMIENTO\\_REGULATORIO.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/19725/FLO_R_VICENTE_JAIME_RAUL_TRATAMIENTO_REGULATORIO.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Flores, J. & Vega, T. (2014). Análisis de la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia de la zona norte Piura-Tumbes mediante la central de reserva fría de talara de 200 MW. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú. Disponible en:

<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/1926>

Flores, L. (2018). CALCULO DE LA RESERVA RODANTE EN EL DESPACHO PROGRAMADO. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Pereira de Colombia. Disponible en:

<https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/f104f209-68cd-4099-95af-5773d3db4ded/content>

Hernández, J. & Nieva, R. (2007). Modelo para la planificación de la expansión del sistema eléctrico de generación con criterios de acotamiento de riesgo. Artículo presentado originalmente en el Tercer Congreso CIER de la Energía, CONCIER 2007: Abastecimiento energético regional, retos y perspectivas, Medellín, Colombia, noviembre de 2007. Disponible en:

<https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/21337855>

- Jabiel, S. (2023). Intensas sequías muestran la fragilidad de la producción energética en Perú. Blog Dialogo chino. Perú. Disponible en:  
<https://dialogochino.net/es/clima-y-energia-es/368059-intensas-sequias-fragilidad-de-la-produccion-energetica-peru/>
- Jianxue, W. & Yang, W. (2005). Modelo de reserva operativa en el mercado energético. Revista *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, núm. 1, págs. 223-229, febrero de 2005. Disponible en:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/1388513>
- Junta de León y Castilla (2023). Interconexiones regionales de electricidad. Blog de Energía y Minería. España. Disponible en:  
<https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/interconexiones-sistema-electrico.html>
- Ledesma, R. & Solorzano, J. (2019). Dinámica del comportamiento de la oferta de generación y su efecto en la reserva de energía en el Perú. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. la Universidad Nacional del Santa. Disponible en:  
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3448>
- Luis, C. (2020). ¿Por qué es importante la capacidad de reserva en el sistema eléctrico? Artículo de opinión. Disponible en:  
<https://www.linkedin.com/pulse/why-reserve-capacity-important-electricity-system-jose-luis-camacho/>
- Martínez, Montero, F. (2023). La reserva rotante en un sistema de potencia. Artículo técnico de Consultoría y Estudio de Proyectos en Energía. Disponible en:  
<https://www.linkedin.com/pulse/la-reserva-rotante-en-un-sistema-de-potencia-fernando-montero/?originalSubdomain=es>
- Matulic, I. (2003). Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia. Rev. Acta Nova. v.2 n.2 Cochabamba jun. 2003. Bolivia. Disponible en:  
[http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1683-07892003000100005](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892003000100005)
- Maza, J. & Pérez, F. (2022). Almacenamiento de energía eléctrica en la central fotovoltaica de Moquegua. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. la Universidad Nacional del Santa. Disponible en:  
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3852>

- Mederos, D. (2011). Cobertura de la Demanda de Energía Eléctrica: Planificación de los Recursos de Generación. Tesis de Maestría en Sistemas de Energía Eléctrica. Universidad de Sevilla. España. Disponible en:  
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70303/fichero/TFM.pdf>
- Montalbán, B. (2021). Propuesta de integración de un sistema de generación distribuida en la empresa ALDUR NUTRIPELLET para determinar los efectos técnicos en la red de media tensión. Tesis para el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico. Universidad Santo Toribio de Mogrovejo. Perú, Disponible:  
[https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/3416/1/TL\\_MontalvanGarciaBryan.pdf](https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/3416/1/TL_MontalvanGarciaBryan.pdf)
- Miranda, M. (2022). Determinación de la reserva rotante del Sistema Interconectado Nacional considerando la generación renovable variable no convencional. Tesis de maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad Mayor de San Andrés. Bolivia. Disponible en:  
<https://repositorio.umsa.bo/handle/123456789/31530>
- Muñoz, L. (2022). Las centrales con recursos energéticos renovables y la oferta de energía del sistema eléctrico interconectado nacional. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. la Universidad Nacional del Santa. Disponible en:  
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3497>
- Orbea, D. (2021). Despacho económico en sistemas eléctricos de potencia considerando el comportamiento estocástico de centrales de generación a base de energías renovables no convencionales. Tesis para optar la carrera de Ingeniero Eléctrico. Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador. Disponible en:  
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19786/1/UPS%20-%20TTS244.pdf>
- Ormeño, V. & Vásquez, A. (2014) Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales. Documento de Trabajo No 32, Oficina de Estudios Económicos – Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. OSINERGMIN. Perú. Disponible en:  
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1399460/Documento%20de%20Trabajo%2032.pdf>

- Osinergmin (2021). Fijación del Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita para el SEIN Periodo 2021 – 2025. Informe N° 600-2020-GRT. Osinergmin. Disponible en:  
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1471748/Osinergmin-600-2020-GRT-IT.pdf.pdf>
- Palomino, C. & Pumay, E. (2015). Estudio de la proyección de la reserva de generación de energía eléctrica para confiabilidad del sistema eléctrico interconectado del Perú. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. la Universidad Nacional del Santa. Disponible en:  
<https://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14278/1936/27251.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Osinergmin. (2024) Informe-Tecnico-127-2024-GRT-OSINERGMIN. Osinergmin. Disponible en:  
<https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2024-2025/6/6.1.1%20Informe-Tecnico-127-2024-GRT.pdf>
- Quiñonez, J., Tovar, J. & Gutiérrez, G. (2009). Despacho unificado de energía y reservas en mercados de electricidad. Revista Scielo de México de Ing. invest. y tecnol. vol.10 N°4 Ciudad de México. Disponible en:  
[https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1405-77432009000400003](https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432009000400003)
- Rodríguez, H. (2023). Entre la sequía y la sostenibilidad: El laberinto energético de Perú. Artículo Técnico de Innovación Tecnológica. Perú. Disponible en:  
<https://www.linkedin.com/pulse/entre-la-sequ%C3%ADa-y-sostenibilidad-el-laberinto-de-per%C3%BA/?originalSubdomain=es>
- Sánchez, D. (2018). Metodología de Cálculo de las Curvas de Demanda de Reserva para el Mercado Eléctrico Mexicano. Tesis Maestro en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Energética. Instituto Tecnológico de Monterrey. México. Disponible en:  
<https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/630214/Tesis%20David%20S%C3%A1nchez%20Mel%C3%A9ndez.pdf?sequence=1>
- Sánchez, F. & Triveño, J. (2012). Propuesta de método para determinar la reserva rotante de energía en el SEIN. Tesis para Ingeniero Electricista. Universidad San Antonio de Abad. Cuzco. Perú. Disponible en:

<https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/874/253T20120069.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sifuentes, R. (2007). Método práctico para el cálculo de la magnitud de reserva requerida en el sistema eléctrico peruano. Resumen de Artículo expuesto en XVII Conimera. Perú. Disponible en:

[https://www.researchgate.net/profile/Wilfredo-Sifuentes/publication/309204640\\_Metodo\\_practico\\_para\\_el\\_calculo\\_de\\_la\\_magnitud\\_de\\_reserva\\_requerida\\_en\\_el\\_sistema\\_electrico\\_peruano/links/58053a3108ae98cb6f2a75bd/Metodo-practico-para-el-calculo-de-la-magnitud-de-reserva-requerida-en-el-sistema-electrico-peruano.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Wilfredo-Sifuentes/publication/309204640_Metodo_practico_para_el_calculo_de_la_magnitud_de_reserva_requerida_en_el_sistema_electrico_peruano/links/58053a3108ae98cb6f2a75bd/Metodo-practico-para-el-calculo-de-la-magnitud-de-reserva-requerida-en-el-sistema-electrico-peruano.pdf)

Vallejos, S. (2016). Cálculo del Margen de Reserva Operativa en el Sistema Eléctrico para cumplir con los Estándares del Mercado Eléctrico Mayorista. Tesis de Maestría. Benemérita Universidad de Puebla. México. Disponible en:

<https://repositorioinstitucional.buap.mx/server/api/core/bitstreams/1842b621-4b5e-4d3d-9299-8b3e82414f71/content>

Viasus, C. (2016) Metodología para el planeamiento integrado generación y transmisión. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Universidad de los Andes. Colombia. Disponible en:

<https://repositorio.uniandes.edu.co/entities/publication/3b625eeb-022b-49e5-97e7-925df97f205e>

Zapata, C. (2011). Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia. Artículo de grupo de investigación en planeamiento de sistemas eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia. Disponible en:

[https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso\\_2011\\_zapata\\_2.pdf](https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_2.pdf)

## **VII. ANEXOS**

Anexo 1: Costos variables totales año 2024 de centrales termoeléctricas

Anexo 2: Costos variables totales año 2023 de centrales termoeléctricas

Anexo 3: Costos variables totales año 2022 de centrales termoeléctricas

Anexo 4: Potencia efectiva instalada al SEIN 2024

Anexo 5: Participación de las centrales de generación por recurso y región en la máxima demanda mensual

Anexo 6: Participación de las centrales de generación por recurso y región en la máxima demanda mensual 2022

Anexo 7: Participación de las centrales de generación por recurso y región en la máxima demanda mensual 2023

Anexo 1: Costos variables totales año 2024 de centrales termoeléctricas

N°	CENTRAL	HEAT RATE (Unid/MWh)	COSTO COMB. (US/Unid)	CVC (US/MWh)	CVNC (US/MWh)	CVT (US/MWh)
1	Turbo Gas Natural Malacas TG6	9,951	1,139	11,33	0,173	11,51
2	Turbo Gas Natural Malacas 4A	11,227	2,796	31,33	1,499	32,83
3	Turbo Gas Natural Oquendo	9,800	3,9763	38,97	3,77	42,74
4	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	12,622	3,9887	49,39	7,895	57,28
5	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	12,829	3,9129	50,20	6,891	57,09
6	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,502	3,9121	45,01	4,405	49,415
7	Turbo Vapor de Shougesa	0,326	562,61	191,38	3,052	194,43
8	Grupo Diesel Shougesa	0,218	586	209,63	2,251	211,88
9	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,464	3,9116	44,84	0,048	44,89
10	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,474	3,9116	44,84	0,048	44,89
11	GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7,084	3,2129	27,72	1,791	29,51
12	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,122	3,2129	27,87	1,855	29,72
13	GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7,156	3,2129	28,00	1,794	29,80
14	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,186	3,2129	28,12	1,859	29,98
15	Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	10,188	3,9351	40,09	2,335	42,42
16	GN CC Las Flores	6,505	3,9217	25,45	1,005	26,46
17	Chilina GD N° 1 al 2	0,222	1 016,29	226,07	3,810	229,88
18	Chilina Turbo gas	0,360	1 016,29	365,43	17,445	382,88
19	Mollendo 1 GD	0,202	1 004,17	202,51	2,025	204,53
20	Independencia GD (Ex Calana)	8,859	3,3274	29,48	3,517	33,0
21	GN CC Santo Domingo	6,931	3,9115	27,11	1,438	28,55
22	GN CC Kallpa	6,840	3,9127	27,21	0,932	28,14
23	GN CC Fénix	6,682	3,9138	26,22	1,872	28,09
24	GN CC Chilca 1	6,752	3,9163	27,85	1,072	28,92
25	GN CC Chilca 2	6,976	3,9164	27,31	1,555	28,86
26	Reserva Fría Talara	0,238	975,93	232,74	4,000	236,74
27	Reserva Fría Ilo	0,230	1 050	241,97	4,000	245,97
28	Reserva Fría Puerto Eten	0,237	984,29	233,62	4,000	237,62
29	Nodo Energético Puerto Ilo	0,230	1 014	233,20	2,231	235,43
30	Reserva Fría Pucallpa	0,260	940,40	244,73	21,787	266,52
31	Reserva Fría Puerto Maldonado	0,254	1 001,44	254,32	21,640	275,96
32	Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	0,234	996,20	232,91	6,713	239,62
33	RECKA TG1	0,240	988,41	237,05	4,000	241,05
34	GD Tumbes	0,18	1 008,34	181,67	2,664	184,33

Fuente: Informe Técnico N° 127-2024 GART-OSINERGMIN

Anexo 2: Costos variables totales año 2023 de centrales termoeléctricas

N°	CENTRAL	HEAT RATE (Unid/MWh)	COSTO COMB. (US/Unid)	CVC (US/MWh)	CVNC (US/MWh)	CVT (US/MWh)
1	Turbo Gas Natural Malacas TG6	9,926	2,908	28,87	1,997	30,86
2	Turbo Gas Natural Malacas 4A	12,115	0,8765	10,62	1,997	12,62
3	Turbo Gas Natural Oquendo	12,612	3,9887	50,31	1,997	52,30
4	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	12,612	3,9887	50,31	1,997	52,30
5	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	12,860	3,9887	51,30	1,997	53,29
6	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,530	3,4545	45,99	2,022	48,01
7	Turbo Vapor de Shougesa	0,339	546,31	185,12	1,32	186,44
8	Grupo Diesel Shougesa	0,218	1 033,07	225,12	2,454	227,57
9	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,461	3,1681	36,31	3,915	40,23
10	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,472	3,1681	36,34	3,625	39,97
11	GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7,077	3,9889	28,23	3,345	31,57
12	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,115	3,9889	28,38	3,345	31,72
13	GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7,149	3,9889	28,51	3,345	31,86
14	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,178	3,9889	28,63	3,345	31,98
15	Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	10,777	3,9887	42,98	2,022	45,01
16	GN CC Las Flores	6,511	3,9886	25,97	3,345	29,32
17	Chilina GD N° 1 al 2	0,222	1 090,39	242,55	2,454	245,01
18	Chilina Turbo gas	0,360	1 090,39	392,08	1,997	394,08
19	Mollendo 1 GD	0,202	1 078,14	217,43	7,536	224,96
20	Independencia GD (Ex Calana)	8,941	3,4504	30,85	2,454	33,30
21	GN CC Santo Domingo	6,834	3,9882	27,76	3,345	30,61
22	GN CC Kallpa	6,788	3,9883	27,07	3,345	30,425
23	GN CC Fénix	6,618	3,9894	26,44	3,345	29,78
24	GN CC Chilca 1	6,758	3,9885	27,75	3,345	30,60
25	GN Chilca 2	6,984	3,9885	27,85	3,345	31,20
26	Reserva Fría Talara	0,238	1 047,23	249,74	4,000	253,74
27	Reserva Fría Ilo	0,230	1 120,55	258,23	4,000	262,33
28	Reserva Fría Puerto Eten	0,237	1 56,36	250,72	4,000	254,72
29	Nodo Energético Puerto Ilo	0,220	1 070,30	235,11	1,997	237,11
30	Reserva Fría Pucallpa	0,256	989,89	253,19	11,257	264,43
31	Reserva Fría Puerto Maldonado	0,254	1 67,29	271,55	11,470	283,02
32	Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	0,235	1 070,66	251,44	1,997	253,44
33	RECKA TG1	0,240	1 059,44	254,08	5,022	259,11

Fuente: Informe Técnico N° 248-2023 GART-OSINERGMIN

Anexo 3: Costos variables totales año 2022 de centrales termoeléctricas

N°	CENTRAL	HEAT RATE (Unid/MWh)	COSTO COMB. (US/Unid)	CVC (US/MWh)	CVNC (US/MWh)	CVT (US/MWh)
1	Turbo Gas Natural Malacas TG6	10,348	0,800	8,28	1,997	10,28
2	Turbo Gas Natural Malacas 4A	12,259	0,801	9,81	1,997	11,81
3	Turbo Gas Natural Malacas 4B	12,259	0,801	9,81	1,997	11,81
4	Turbo Gas Natural Oquendo	11,039	3,4546	38,14	4,273	42,41
5	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	12,591	3,4545	43,50	1,997	45,49
6	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	12,622	3,4545	43,60	1,997	45,60
7	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,511	3,4545	39,76	2,022	41,79
8	Turbo Vapor de Shougesa	0,332	747,74	248,25	1,32	249,57
9	Grupo Diesel Shougesa	0,218	1293,36	281,84	2,454	284,30
10	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,479	2,5174	28,90	3,915	32,81
11	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,489	2,5174	28,92	3,625	32,55
12	GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7,070	3,4546	24,43	3,345	27,77
	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,108	3,4546	24,56	3,345	27,90
13	GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7,142	3,4546	24,67	3,345	28,02
	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,172	3,4546	24,77	3,345	28,12
14	Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	10,456	3,4545	36,12	2,022	38,14
15	GN CC Las Flores	6,820	3,4533	23,60	3,345	26,94
16	Chilina GD N° 1 al 2	0,223	13333,21	296,90	2,454	299,36
17	Chilina Turbo gas	0,374	1333,21	497,98	1,997	499,98
18	Mollendo 1 GD	2,202	1327,72	267,59	7,536	275,12
	Ilo 2 TV Carbón 1	0,356	171,39	61,03	2,392	63,43
19	Independencia GD (Ex Calana)	8,822	2,9050	25,63	2,454	28,08
20	GN CC Santo Domingo	6,829	3,4539	23,59	3,345	26,93
21	GN CC Kallpa	6,905	3,452	23,84	3,345	27,18
22	GN CC Fénix	6,612	3,4537	22,84	3,345	26,18
23	GN CC Chilca 1	6,742	3,4542	23,59	3,345	26,63
24	GN CC Chilca 2	6,975	3,4542	24,09	3,345	27,44
25	Reserva Fría Talara	11,497	1,8599	21,38	4,000	25,38
26	Reserva Fría Ilo	0,233	1368,09	300,53	1,997	302,53
27	Reserva Fría Puerto Eten	0,237	1307,43	310,37	4,000	314,37
28	Nodo Energético Puerto Ilo	0,233	1368,09	318,69	4,000	322,69
29	Reserva Fría Pucallpa	0,256	1210,26	309,55	11,257	320,81
30	Reserva Fría Puerto Maldonado	0,254	1136,99	289,29	11,47	300,76
31	Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	0,235	1334,37	313,37	1,997	315,37
32	RECKA TG1	0,238	1311,85	311,98	5,022	317,01

Fuente: Informe Técnico N° 188-2022 GART-OSINERGMIN

## Anexo 4: Potencia efectiva instalada al SEIN 2024

ITEM	EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	DEPARTAMENTO
1	AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	TERMOELÉCTRICA	C.T. PARAMONGA	TG001	TV	BAGAZO	14,75304	LIMA
2	AGROAURORA	TERMOELÉCTRICA	C.T. MAPLE ETANOL	MAPLEETANOL-TV	TV	BAGAZO	20,68076	PURA
3	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO	TERMOELÉCTRICA	C.T. SAN JACINTO	TV1	TV	BAGAZO	8,32452	ANCASH
4	ANDEAN POWER	HIDROELÉCTRICA	C.H. CARHUAC	G1	FRANCIS	AGUA	10,18056	LIMA
5	ANDEAN POWER	HIDROELÉCTRICA	C.H. CARHUAC	G2	FRANCIS	AGUA	10,18641	LIMA
6	ASOCIACIÓN SANTA LUGA DE CHACAS	HIDROELÉCTRICA	C.H. HUALLIN	G1	PELTON	AGUA	2	ANCASH
7	ATRIA ENERGIA	HIDROELÉCTRICA	C.H. PURMACANA	G1	FRANCIS	AGUA	1,769382	LIMA
8	BIOENERGÍA DEL CHIRA	TERMOELÉCTRICA	C.T. CANA BRAVA	TV4+TV2	TV	BAGAZO	11,59258	PURA
9	CELEPSA	HIDROELÉCTRICA	C.H. EL PIATANAL	G1	PELTON	AGUA	113,57111	LIMA
10	CELEPSA	HIDROELÉCTRICA	C.H. EL PIATANAL	G2	PELTON	AGUA	113,59405	LIMA
11	CELEPSA RENOVABLES	HIDROELÉCTRICA	C.H. MARAÑÓN	G1	FRANCIS	AGUA	6,621	HUANUCO
12	CELEPSA RENOVABLES	HIDROELÉCTRICA	C.H. MARAÑÓN	G2	FRANCIS	AGUA	6,648	HUANUCO
13	CELEPSA RENOVABLES	HIDROELÉCTRICA	C.H. MARAÑÓN	G3	FRANCIS	AGUA	6,651	HUANUCO
14	CENTRALES SANTA ROSA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CH. SANTA ROSA I	G1	FRANCIS	AGUA	1,11777	LIMA
15	CENTRALES SANTA ROSA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CH. SANTA ROSA II	G1	FRANCIS	AGUA	1,62887	LIMA
16	CHINANGO	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHIMAY	G1	FRANCIS	AGUA	77,643	JUNIN
17	CHINANGO	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHIMAY	G2	FRANCIS	AGUA	74,699	JUNIN
18	CHINANGO	HIDROELÉCTRICA	C.H. YANANGO	G1	FRANCIS	AGUA	43,114	JUNIN
19	COLCA SOLAR	SOLAR	C.S. YARUCOVA	25 MODULOS	GSV	SOLAR	1,295	LIMA
20	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI I	G1	FRANCIS	AGUA	0,90961	AREQUIPA
21	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI I	G2	FRANCIS	AGUA	0,831992	AREQUIPA
22	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI II	G1	FRANCIS	AGUA	0,186341	AREQUIPA
23	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI II	G2	FRANCIS	AGUA	0,184301	AREQUIPA
24	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI II	G3	FRANCIS	AGUA	0,208636	AREQUIPA
25	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI III	G1	FRANCIS	AGUA	2,33488	AREQUIPA
26	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI III	G2	FRANCIS	AGUA	2,32758	AREQUIPA
27	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI IV	G1	FRANCIS	AGUA	5,11	AREQUIPA
28	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI IV	G2	FRANCIS	AGUA	5,136	AREQUIPA
29	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI IV	G3	FRANCIS	AGUA	5,121	AREQUIPA
30	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI V	G1	PELTON	AGUA	49,098	AREQUIPA
31	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI V	G2	PELTON	AGUA	48,845	AREQUIPA
32	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI V	G3	PELTON	AGUA	48,632	AREQUIPA
33	EGASA	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHARCANI VI	G1	FRANCIS	AGUA	8,913	AREQUIPA
34	EGASA	TERMOELÉCTRICA	C.T. CHILINA DIESEL	CH_S1Z1	MCI	DIESEL 2	5,13971	AREQUIPA
35	EGASA	TERMOELÉCTRICA	C.T. CHILINA DIESEL	CH_S1Z2	MCI	DIESEL 2	5,13721	AREQUIPA
36	EGASA	TERMOELÉCTRICA	C.T. CHILINA DIESEL	TG_D2	TG	DIESEL 2	12,23925	AREQUIPA
37	EGASA	TERMOELÉCTRICA	C.T. MOLLENDO DIESEL	MOLL123_GD1	MCI	DIESEL 2	8,18088	AREQUIPA
38	EGASA	TERMOELÉCTRICA	C.T. MOLLENDO DIESEL	MOLL123_GD2	MCI	DIESEL 2	8,14677	AREQUIPA
39	EGASA	TERMOELÉCTRICA	C.T. MOLLENDO DIESEL	MOLL123_GD3	MCI	DIESEL 2	8,19405	AREQUIPA
40	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. HUASAHUASI I	G1	FRANCIS	AGUA	4,772	JUNIN
41	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. HUASAHUASI I	G2	FRANCIS	AGUA	5,078	JUNIN
42	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. HUASAHUASI II	G1	FRANCIS	AGUA	5,03921	JUNIN
43	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. HUASAHUASI II	G2	FRANCIS	AGUA	4,92512	JUNIN
44	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. RUNATULLO I	G1	PELTON	AGUA	9,976	JUNIN
45	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. RUNATULLO II	G2	PELTON	AGUA	9,991	JUNIN
46	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. RUNATULLO III	G1	PELTON	AGUA	9,984	JUNIN
47	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. RUNATULLO III	G2	PELTON	AGUA	9,982	JUNIN
48	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. SANTA CRUZ I	G1	FRANCIS	AGUA	3,299	ANCASH
49	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. SANTA CRUZ II	G2	FRANCIS	AGUA	3,337	ANCASH
50	EGEUNIN	HIDROELÉCTRICA	C.H. SANTA CRUZ II	G1	FRANCIS	AGUA	3,262	ANCASH

ITEM	EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	DEPARTAMENTO
47	EGE/JUNIN	HIPORELECTRICA	C.H. RUMATULLO III	G2	PELTON	AGUA	9,982	JUNIN
48	EGE/JUNIN	HIPORELECTRICA	C.H. SANTA CRUZ I	G1	FRANGS	AGUA	3,299	ANCASH
49	EGE/JUNIN	HIPORELECTRICA	C.H. SANTA CRUZ I	G2	FRANGS	AGUA	3,337	ANCASH
50	EGE/JUNIN	HIPORELECTRICA	C.H. SANTA CRUZ II	G1	FRANGS	AGUA	3,262	ANCASH
51	EGE/JUNIN	HIPORELECTRICA	C.H. SANTA CRUZ II	G2	FRANGS	AGUA	3,24	ANCASH
52	EGE/MSA	HIPORELECTRICA	C.H. MACHUPICCHU	G1	PELTON	AGUA	17,462	CUSCO
53	EGE/MSA	HIPORELECTRICA	C.H. MACHUPICCHU	G2	PELTON	AGUA	29,461	CUSCO
54	EGE/MSA	HIPORELECTRICA	C.H. MACHUPICCHU	G3	PELTON	AGUA	17,441	CUSCO
55	EGE/MSA	HIPORELECTRICA	C.H. MACHUPICCHU	G4	FRANGS	AGUA	104,492	CUSCO
56	EGE/SUR	HIPORELECTRICA	C.H. ARIKOTA I	G1	PELTON	AGUA	11,091	TAQNA
57	EGE/SUR	HIPORELECTRICA	C.H. ARIKOTA I	G2	PELTON	AGUA	11,002	TAQNA
58	EGE/SUR	TERMOELECTRICA	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR1	MC	GAS NATURAL	5,74156	ICA
59	EGE/SUR	TERMOELECTRICA	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR2	MC	GAS NATURAL	5,7287	ICA
60	EGE/SUR	TERMOELECTRICA	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR3	MC	GAS NATURAL	5,78129	ICA
61	EGE/SUR	TERMOELECTRICA	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR4	MC	GAS NATURAL	5,76496	ICA
62	ELECTRICA YANAPAMPA	HIPORELECTRICA	C.H. YANAPAMPA	G1	FRANGS	AGUA	1,3108	ANCASH
63	ELECTRICA YANAPAMPA	HIPORELECTRICA	C.H. YANAPAMPA	G2	FRANGS	AGUA	1,30497	ANCASH
64	ELECTRICA YANAPAMPA	HIPORELECTRICA	C.H. YANAPAMPA	G3	FRANGS	AGUA	1,30044	ANCASH
65	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. MANTARO	G1	PELTON	AGUA	107,231	HUANCAVELICA
66	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. MANTARO	G2	PELTON	AGUA	107,417	HUANCAVELICA
67	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. MANTARO	G3	PELTON	AGUA	107,753	HUANCAVELICA
68	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. MANTARO	G4	PELTON	AGUA	106,577	HUANCAVELICA
69	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. MANTARO	G5	PELTON	AGUA	81,363	HUANCAVELICA
70	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. MANTARO	G6	PELTON	AGUA	83,787	HUANCAVELICA
71	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. MANTARO	G7	PELTON	AGUA	82,596	HUANCAVELICA
72	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. RESTITUCION	G1	PELTON	AGUA	75,381	HUANCAVELICA
73	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. RESTITUCION	G2	PELTON	AGUA	75,92	HUANCAVELICA
74	ELECTROPERU	HIPORELECTRICA	C.H. RESTITUCION	G3	PELTON	AGUA	75,171	HUANCAVELICA
75	ELECTROPERU	TERMOELECTRICA	C.T. TUMBES	MAK1	MC	DIESEL 2	8,82987	TUMBES
76	ELECTROPERU	TERMOELECTRICA	C.T. TUMBES	MAK2	MC	DIESEL 2	8,57669	TUMBES
77	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANO	HIPORELECTRICA	C.H. CANCHAYILLO	G01	FRANGS	AGUA	2,507	JUNIN
78	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANO	HIPORELECTRICA	C.H. CANCHAYILLO	G02	FRANGS	AGUA	2,682	JUNIN
79	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BA	HIPORELECTRICA	C.H. RUOJY	G1	PELTON	AGUA	10,135	IMA
80	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BA	HIPORELECTRICA	C.H. RUOJY	G2	PELTON	AGUA	10,135	IMA
81	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA	HIPORELECTRICA	C.H. RENOVANDES H1	G1	PELTON	AGUA	20,862	JUNIN
82	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	HIPORELECTRICA	C.H. CHAGLLA	G1	FRANGS	AGUA	235,31	HUANUCO
83	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	HIPORELECTRICA	C.H. CHAGLLA	G2	FRANGS	AGUA	235,04	HUANUCO
84	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	HIPORELECTRICA	C.H. PCH CHAGLLA	GP1	FRANGS	AGUA	6,59	HUANUCO
85	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	HIPORELECTRICA	C.H. HUANZA	1GR	PELTON	AGUA	49,439	IMA
86	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	HIPORELECTRICA	C.H. HUANZA	2GR	PELTON	AGUA	48,877	IMA
87	EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	HIPORELECTRICA	C.H. POTRERO	G1	FRANGS	AGUA	10,141	CUAMARCA
88	EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	HIPORELECTRICA	C.H. POTRERO	G2	FRANGS	AGUA	10,061	CUAMARCA
89	EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	HIPORELECTRICA	C.H. LAS PIZARRAS	G1	FRANGS	AGUA	9,5362	CUAMARCA

ITEM	EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	DEPARTAMENTO
90	EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE	HIPOELÉCTRICA	C.H. LAS PIZARRAS	G2	FRANCIS	AGUA	9,6633	CAJAMARCA
91	ENEL GENERACION PIURA	TERMOELÉCTRICA	C.T. MALACAS 1	M_TG6	TG	GAS NATURAL	49,62689	PIURA
92	ENEL GENERACION PIURA	TERMOELÉCTRICA	C.T. MALACAS 2	M_TG4	TG	GAS NATURAL	91,59102	PIURA
93	ENEL GENERACION PIURA	TERMOELÉCTRICA	C.T. RESERVA FRIA DE GENERACI	M_TG5	TG	DEISEL 2	184,87493	PIURA
94	ENERGIA EOLICA	EÓLICO	C.E. CUPISNIQUE	45 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EÓLICO	83,15	LA LIBERTAD
95	ENERGIA EOLICA	EÓLICO	C.E. TALARA	17 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EÓLICO	30,86	PIURA
96	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR	EÓLICO	C.E. SAN JUAN DE MARCONA	CENTRAL	AEROGENERADOR	EÓLICO	135,7	ICA
97	ENGE	HIPOELÉCTRICA	C.H. QUITARACSA	G1	PELTON	AGUA	58,948	ANCAASH
98	ENGE	HIPOELÉCTRICA	C.H. QUITARACSA	G2	PELTON	AGUA	58,832	ANCAASH
99	ENGE	HIPOELÉCTRICA	C.H. YUNCAÑ	G1	PELTON	AGUA	45,63363	PASCO
100	ENGE	HIPOELÉCTRICA	C.H. YUNCAÑ	G2	PELTON	AGUA	45,61507	PASCO
101	ENGE	HIPOELÉCTRICA	C.H. YUNCAÑ	G3	PELTON	AGUA	45,44198	PASCO
102	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. CHILCA 1	CHILCA1 COOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	803,38304	LIMA
103	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. CHILCA 2	CHILCA2 COOMB TG41 & TV42	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	110,49702	LIMA
104	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. NEPI	TG41	TG	DEISEL 2	206,49456	MOQUEGUA
105	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. NEPI	TG42	TG	DEISEL 2	206,11549	MOQUEGUA
106	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. NEPI	TG43	TG	DEISEL 2	205,99003	MOQUEGUA
107	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. RESERVA FRIA PLANTA ILO	PLANTA ILO_TG1	TG	DEISEL 2	167,61232	MOQUEGUA
108	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. RESERVA FRIA PLANTA ILO	PLANTA ILO_TG2	TG	DEISEL 2	166,56063	MOQUEGUA
109	ENGE	TERMOELÉCTRICA	C.T. RESERVA FRIA PLANTA ILO	PLANTA ILO_TG3	TG	DEISEL 2	168,58997	MOQUEGUA
110	ENGE	EÓLICO	C.E. PUNTA LOMITAS	50 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EÓLICO	260	ICA
111	ENGE	EÓLICO	C.E. EXPANSIÓN PUNTA LOMITA	AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EÓLICO	36,4	ICA
112	ENGE	SOLAR	C.S. INTIPAMPA	138 120 MODULOS	CSFV	SOLAR	40,5	MOQUEGUA
113	FENIX POWER PERÚ	TERMOELÉCTRICA	C.T. FENIX	FENIX COOMB GT11&GT12 - GAS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	571,95926	LIMA
114	GENERACIÓN ANDINA	HIPOELÉCTRICA	C.H. 8 DE AGOSTO	G1	FRANCIS	AGUA	10,010807	HUANUCO
115	GENERACIÓN ANDINA	HIPOELÉCTRICA	C.H. 8 DE AGOSTO	G2	FRANCIS	AGUA	10,569917	HUANUCO
116	GENERACIÓN ANDINA	HIPOELÉCTRICA	C.H. EL CARMEN (CH)	G1	PELTON	AGUA	4,273398	HUANUCO
117	GENERACIÓN ANDINA	HIPOELÉCTRICA	C.H. EL CARMEN (CH)	G2	PELTON	AGUA	4,307101	HUANUCO
118	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. ANGEL I	G1-ANGI	PELTON	AGUA	10,00642	PUNO
119	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. ANGEL I	G2-ANGI	PELTON	AGUA	10,04447	PUNO
120	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. ANGEL II	G1-ANGII	PELTON	AGUA	10,02079	PUNO
121	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. ANGEL II	G2-ANGII	PELTON	AGUA	9,96638	PUNO
122	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. ANGEL III	G1-ANGIII	PELTON	AGUA	10,08095	PUNO
123	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. ANGEL III	G2-ANGIII	PELTON	AGUA	10,00311	PUNO
124	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. LA JOYA	G1	FRANCIS	AGUA	4,68857	AREQUIPA
125	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HIPOELÉCTRICA	C.H. LA JOYA	G2	FRANCIS	AGUA	4,3913	AREQUIPA
126	GN OPERACIONES	TERMOELÉCTRICA	C.T. REFINERÍA TALARA	TV1+TV2	TV	RFN/HLH	100,87877	PIURA
127	GR CORTARRAMA SOCIEDAD ANONIMA CERR	SOLAR	C.S.F. MATAPANI	CENTRAL	CSFV	SOLAR	80	AREQUIPA
128	GR PAINO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	EÓLICO	C.E. HUAMBOS	7 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EÓLICO	18,37	CAJAMARCA
129	GR TARUCA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	EÓLICO	C.E. DUNA	7 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EÓLICO	18,37	CAJAMARCA
130	HIDROCANETE	HIPOELÉCTRICA	C.H. NUEVA IMPERIAL	G1	FRANCIS	AGUA	3,973	LIMA
131	HIDROELÉCTRICA HUANCHOR	HIPOELÉCTRICA	C.H. HUANCHOR	G1	FRANCIS	AGUA	9,875	LIMA
132	HIDROELÉCTRICA HUANCHOR	HIPOELÉCTRICA	C.H. HUANCHOR	G2	FRANCIS	AGUA	9,893	LIMA

ITEM	EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	DEPARTAMENTO
133	HUAURA POWER GROUP	HIDROELÉCTRICA	C.H. YARUCAYA	G1	FRANQ'S	AGUA	9,085	LIMA
134	HUAURA POWER GROUP	HIDROELÉCTRICA	C.H. YARUCAYA	G2	FRANQ'S	AGUA	9,083	LIMA
135	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍAS DEL PERU	TERMOELÉCTRICA	C.T. R.F. PUACALLPA	RFPUCALLPAD2	MC	DIESEL 2	44,05367	UCAYALI
136	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍAS DEL PERU	TERMOELÉCTRICA	C.T. R.F. PUERTO MALDONADO	RPUERTO MALDONADO2	MC	DIESEL 2	17,41583	MADRE DE DIOS
137	INLAND ENERGY	HIDROELÉCTRICA	C.H. SANTA TERESA	G1	FRANQ'S	AGUA	45,326	CUSCO
138	INLAND ENERGY	HIDROELÉCTRICA	C.H. SANTA TERESA	G2	FRANQ'S	AGUA	44,523	CUSCO
139	INVERSIONES SHAQSHA	HIDROELÉCTRICA	C.H. PARIAC	CH2 - G1	FRANQ'S	AGUA	0,392161	ANCASH
140	INVERSIONES SHAQSHA	HIDROELÉCTRICA	C.H. PARIAC	CH2 - G2	FRANQ'S	AGUA	0,282375	ANCASH
141	INVERSIONES SHAQSHA	HIDROELÉCTRICA	C.H. PARIAC	CH3 - G1	FRANQ'S	AGUA	0,754347	ANCASH
142	INVERSIONES SHAQSHA	HIDROELÉCTRICA	C.H. PARIAC	CH3 - G2	FRANQ'S	AGUA	0,380937	ANCASH
143	INVERSIONES SHAQSHA	HIDROELÉCTRICA	C.H. PARIAC	CH4 - G1	TURGO	AGUA	1,455872	ANCASH
144	INVERSIONES SHAQSHA	HIDROELÉCTRICA	C.H. PARIAC	CH4 - G2	TURGO	AGUA	1,519663	ANCASH
145	KALLPA GENERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	C.H. CERRO DEL AGUILA	G1	FRANQ'S	AGUA	189,692	HUANCAVELICA
146	KALLPA GENERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	C.H. CERRO DEL AGUILA	G2	FRANQ'S	AGUA	203,053	HUANCAVELICA
147	KALLPA GENERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	C.H. CERRO DEL AGUILA	G3	FRANQ'S	AGUA	189,761	HUANCAVELICA
148	KALLPA GENERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	C.H. MINI CENTRAL CERRO DEL A	G4	FRANQ'S	AGUA	10,427	HUANCAVELICA
149	KALLPA GENERACIÓN	TERMOELÉCTRICA	C.T. KALLPA	KALLPA COOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	896,27381	LIMA
150	KALLPA GENERACIÓN	TERMOELÉCTRICA	C.T. LAS FLORES	LFLORES COOMB TG1 - GAS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	321,79597	LIMA
151	KONDU	SOLAR	C.S.F. CARHUQUERO	CENTRAL	CSFV	SOLAR	0,55	CAJAMARCA
152	LA VIRGEN	HIDROELÉCTRICA	C.H. LA VIRGEN	GE.U1	PELTON	AGUA	27,927	JUNIN
153	LA VIRGEN	HIDROELÉCTRICA	C.H. LA VIRGEN	GE.U2	PELTON	AGUA	28,209	JUNIN
154	LA VIRGEN	HIDROELÉCTRICA	C.H. LA VIRGEN	GE.U3	PELTON	AGUA	27,867	JUNIN
155	MAJA ENERGIA	HIDROELÉCTRICA	C.H. RONCADOR	G1	FRANQ'S	AGUA	1,82244	LIMA
156	MAJA ENERGIA	HIDROELÉCTRICA	C.H. RONCADOR	G2	FRANQ'S	AGUA	1,86244	LIMA
157	MAJES ARQUS	SOLAR	C.S. MAJES SOLAR	55 584 MODULOS	CSFV	SOLAR	20	AREQUIPA
158	MINERA CERRO VERDE	TERMOELÉCTRICA	C.T. RECCA	TG1-D2	TG	DIESEL 2	179,37322	LAMBAYEQUE
159	MOQUEGUA	SOLAR	C.S. MOQUEGUA FV	63 480 MODULOS	CSFV	SOLAR	16	MOQUEGUA
160	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CANA BRAVA	G1	KAPLAN	AGUA	5,67	CAJAMARCA
161	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CAÑÓN DEL PATO	G1	PELTON	AGUA	44,219	ANCASH
162	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CAÑÓN DEL PATO	G2	PELTON	AGUA	44,553	ANCASH
163	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CAÑÓN DEL PATO	G3	PELTON	AGUA	43,765	ANCASH
164	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CAÑÓN DEL PATO	G4	PELTON	AGUA	44,12	ANCASH
165	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CAÑÓN DEL PATO	G5	PELTON	AGUA	44,687	ANCASH
166	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CAÑÓN DEL PATO	G6	PELTON	AGUA	44,221	ANCASH
167	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CARHUQUERO	G1	PELTON	AGUA	31,598	CAJAMARCA
168	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CARHUQUERO	G2	PELTON	AGUA	31,472	CAJAMARCA
169	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CARHUQUERO IV	G3	PELTON	AGUA	31,467	CAJAMARCA
170	ORAZUL ENERGY PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CARHUQUERO IV	G4	PELTON	AGUA	9,983	CAJAMARCA
171	ORYGEN PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CALLAHUANCA	G1	PELTON	AGUA	16,76	LIMA
172	ORYGEN PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CALLAHUANCA	G2	PELTON	AGUA	16,545	LIMA
173	ORYGEN PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CALLAHUANCA	G3	PELTON	AGUA	16,587	LIMA
174	ORYGEN PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CALLAHUANCA	G4	PELTON	AGUA	34,483	LIMA
175	ORYGEN PERÚ	HIDROELÉCTRICA	C.H. CHHER 1	G3	STREAMDIVER	AGUA	0,341549	LIMA

ITEM	EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	DEPARTAMENTO
176	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. CH HER 1	G4	STREAMDIVER	AGUA	0,327094	LIMA
177	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. HUAMPANI	G1	FRANQS	AGUA	15,615	LIMA
178	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. HUAMPANI	G2	FRANQS	AGUA	15,235	LIMA
179	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. HUINCO	G1	PELTON	AGUA	69,53	LIMA
180	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. HUINCO	G2	PELTON	AGUA	69,11	LIMA
181	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. HUINCO	G3	PELTON	AGUA	69,914	LIMA
182	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. HUINCO	G4	PELTON	AGUA	69,346	LIMA
183	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. MATUCANA	G1	PELTON	AGUA	68,55555	LIMA
184	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. MATUCANA	G2	PELTON	AGUA	68,46641	LIMA
185	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. MOYOPAMPA	G1	PELTON	AGUA	23,824	LIMA
186	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. MOYOPAMPA	G2	PELTON	AGUA	22,575	LIMA
187	ORYGEN PERÚ	HIPOELECTRICA	C.H. MOYOPAMPA	G3	PELTON	AGUA	22,749	LIMA
188	ORYGEN PERÚ	TERMOELECTRICA	C.T. STA. ROSA	STA ROSA - UT15	TG	GAS NATURAL	47,90514	LIMA
189	ORYGEN PERÚ	TERMOELECTRICA	C.T. STA. ROSA	STA ROSA - UT16	TG	GAS NATURAL	53,71012	LIMA
190	ORYGEN PERÚ	TERMOELECTRICA	C.T. STA. ROSA	TG7 WEST	TG	GAS NATURAL	118,14735	LIMA
191	ORYGEN PERÚ	TERMOELECTRICA	C.T. STA. ROSAI	TG8 SIEMENS	TG	GAS NATURAL	191,19621	LIMA
192	ORYGEN PERÚ	TERMOELECTRICA	C.T. VENTANILLA	ITANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIREC	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	476,16548	CALLAO
193	ORYGEN PERÚ	EOLICO	C.E. WAYRA I	42 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EOLICO	132,3	ICA
194	ORYGEN PERÚ	EOLICO	P.E. WAYRA EXTENSIÓN	CENTRAL	AEROGENERADOR	EOLICO	177	ICA
195	ORYGEN PERÚ	SOLAR	C.S. RUBI	560 880 MODULOS	CSFV	SOLAR	144,48	MOQUEGUA
196	ORYGEN PERÚ	SOLAR	C.S. CLEMES	CENTRAL	CSFV	SOLAR	114,93	MOQUEGUA
197	PANAMERICANA SOLAR	SOLAR	C.S. PANAMERICANA SOLAR	71 334 MODULOS	CSFV	SOLAR	20	MOQUEGUA
198	PARQUE EOLICO MARCONA	EOLICO	C.E. MARCONA	11 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EOLICO	32	ICA
199	PARQUE EOLICO TRES HERMANAS	EOLICO	C.E. TRES HERMANAS	33 AEROGENERADORES	AEROGENERADOR	EOLICO	97,15	ICA
200	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RE	HIPOELECTRICA	C.H. MANTAI	G1	PELTON	AGUA	10,38044	ANCASH
201	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RE	HIPOELECTRICA	C.H. MANTAI	G2	PELTON	AGUA	10,38292	ANCASH
202	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. CALLAO	G1	MCI	BIOGÁS	0,98251	LIMA
203	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. CALLAO	G2	MCI	BIOGÁS	0,97464	LIMA
204	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. DOÑA CATALINA HUANCA	G1	MCI	BIOGÁS	0,95943	LIMA
205	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. DOÑA CATALINA HUANCA	G2	MCI	BIOGÁS	0,96914	LIMA
206	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. HUAYCOLORO	G1	MCI	BIOGÁS	1,48164	LIMA
207	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. HUAYCOLORO	G2	MCI	BIOGÁS	1,48389	LIMA
208	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. HUAYCOLORO	G3	MCI	BIOGÁS	1,48748	LIMA
209	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. LA GRINGA V	G1	MCI	BIOGÁS	1,45967	LIMA
210	PETRAMÁS	TERMOELECTRICA	C.T. LA GRINGA V	G2	MCI	BIOGÁS	1,45761	LIMA
211	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION D	TERMOELECTRICA	C.T. RESERVA FRIA DE GENERAQ	GT1	TG	DISEL2	217,12263	AREQUIPA
212	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION D	TERMOELECTRICA	C.T. RESERVA FRIA DE GENERAQ	GT2	TG	DISEL2	7,93273	AREQUIPA
213	REPARTICIÓN ARCUS	SOLAR	C.S. REPARTICION	56 208 MODULOS	CSFV	SOLAR	20	AREQUIPA
214	SAMAYI	TERMOELECTRICA	C.T. PUERTO BRAVO	GT1	TG	DISEL2	180,55348	AREQUIPA
215	SAMAYI	TERMOELECTRICA	C.T. PUERTO BRAVO	GT2	TG	DISEL2	180,52451	AREQUIPA
216	SAMAYI	TERMOELECTRICA	C.T. PUERTO BRAVO	GT3	TG	DISEL2	181,33356	AREQUIPA
217	SAMAYI	TERMOELECTRICA	C.T. PUERTO BRAVO	GT4	TG	DISEL2	181,02912	AREQUIPA
218	SAN GABAN	HIPOELECTRICA	C.H. SAN GABAN II	G1	PELTON	AGUA	58,187	PUNO

ITEM	EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	DEPARTAMENTO
219	SAN GABÁN	HIDROELECTRICA	C.H. SAN GABAN II	G2	PELTON	AGUA	57,541	PUNO
220	SDF ENERGIA	TERMOELECTRICA	C.T. OQUEENDO	COQUEENDO COOMB TG1 - GAS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	32,18372	CALLAO
222	SHOUQESA	TERMOELECTRICA	C.T. SAN NICOLAS	CUMIMINS	MC	DIESEL 2	1,06127	ICA
223	SHOUQESA	TERMOELECTRICA	C.T. SAN NICOLAS	SH_TV1	TV	RESIDUAL	18,14123	ICA
224	SHOUQESA	TERMOELECTRICA	C.T. SAN NICOLAS	SH_TV2	TV	RESIDUAL	19,19196	ICA
225	SHOUQESA	TERMOELECTRICA	C.T. SAN NICOLAS	SH_TV3	TV	RESIDUAL	24,42536	ICA
226	SINERSA	HIDROELECTRICA	C.H. CHANCAY	GH1	PELTON	AGUA	10,147	LIMA
227	SINERSA	HIDROELECTRICA	C.H. CHANCAY	GH2	PELTON	AGUA	10,149	LIMA
228	SINERSA	HIDROELECTRICA	C.H. POECHOS II	G1	KAPLAN	AGUA	4,805	PIURA
229	SINERSA	HIDROELECTRICA	C.H. POECHOS II	G2	KAPLAN	AGUA	4,761	PIURA
230	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. CAHUA	G1	FRANCIS	AGUA	22,799	LIMA
231	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. CAHUA	G2	FRANCIS	AGUA	22,583	LIMA
232	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. CHEVES	G1	PELTON	AGUA	88,7304	LIMA
233	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. CHEVES	G2	PELTON	AGUA	88,8913	LIMA
234	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. GALITO OIEGO	G1	FRANCIS	AGUA	17,5	CAJAMARCA
235	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. GALITO OIEGO	G2	FRANCIS	AGUA	17,78	CAJAMARCA
236	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. HUAYLLACHO	G1	PELTON	AGUA	0,212535	AREQUIPA
237	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. MALPASO	G1	FRANCIS	AGUA	12,381	JUNIN
238	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. MALPASO	G2	FRANCIS	AGUA	12,92	JUNIN
239	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. MALPASO	G3	FRANCIS	AGUA	11,149	JUNIN
240	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. MALPASO	G4	FRANCIS	AGUA	11,998	JUNIN
241	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. MISAPUQUIO	G1	PELTON	AGUA	1,925	AREQUIPA
242	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. MISAPUQUIO	G2	PELTON	AGUA	1,945	AREQUIPA
243	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. OROYA	G1	PELTON	AGUA	2,956	JUNIN
244	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. OROYA	G2	PELTON	AGUA	3,054	JUNIN
245	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. OROYA	G3	PELTON	AGUA	3,08	JUNIN
246	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. PACHACHACA	G1	PELTON	AGUA	3,3196	JUNIN
247	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. PACHACHACA	G2	PELTON	AGUA	3,3069	JUNIN
248	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. PACHACHACA	G3	PELTON	AGUA	3,3226	JUNIN
249	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. YAUPI	G1	PELTON	AGUA	22,065	JUNIN
250	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. YAUPI	G2	PELTON	AGUA	23,23	JUNIN
251	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. YAUPI	G3	PELTON	AGUA	23,155	JUNIN
252	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. YAUPI	G4	PELTON	AGUA	22,66	JUNIN
253	STATKRAFT	HIDROELECTRICA	C.H. YAUPI	G5	PELTON	AGUA	22,576	JUNIN
254	TACNA SOLAR	SOLAR	74 988 MODULOS		GSFV	SOLAR	20	TACNA
255	TERMOCHILCA	TERMOELECTRICA	C.T. OLLEROS	OLLEROS COOMB TG1 - GAS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	297,29742	LIMA
256	TERMOSELVA	TERMOELECTRICA	C.T. AGUAYTIA	AGE_TG1	TG	GAS NATURAL	89,51288	UCAYALI
257	TERMOSELVA	TERMOELECTRICA	C.T. AGUAYTIA	AGE_TG2	TG	GAS NATURAL	89,85903	UCAYALI

Fuente: Informe anual COES 2024.

## Anexo 5: Participación de las centrales de generación por recurso y región en la máxima demanda mensual 2024

REGION	TIPO DE CENTRAL	RECURSO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
ANCASH	HIPOELECTRICA	AGUA	319.08	332.18	302.65	391.98	362.64	380.62	195.65	172.35	168.48	221.02	254.67	387.44
ANCASH	TERMoeLECTRICA	BAGAZO	6.89	7.76	7.77	8.43	8.43	7.58	7.88	7.68	7.65	6.86	8.20	8.20
AREQUIPA	HIPOELECTRICA	AGUA	101.98	68.09	178.78	169.74	165.95	177.18	176.63	177.64	168.37	118.88	153.19	131.13
AREQUIPA	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	263.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AREQUIPA	SOLAR	SOLAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AREQUIPA	HIPOELECTRICA	AGUA	165.10	17.88	172.30	158.95	177.40	87.84	113.17	37.91	43.25	38.19	18.11	90.08
CAJAMARCA	BIODIESEL	BIODIESEL	0.06	19.62	0.32	15.60	10.48	10.48	25.95	16.95	22.24	0.02	9.77	7.80
CAJAMARCA	SOLAR	SOLAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAJAMARCA	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	2.31	2.29	1.11	2.10	1.10	2.16	1.94	0.97	1.04	1.20	2.40	2.40
CALLAO	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALLAO	TERMoeLECTRICA	G.N. COMBISEA	291.65	446.52	288.06	435.48	434.82	443.38	260.56	488.34	497.95	483.33	470.57	243.17
CALLAO	BESS	G.N. COMBISEA	-0.14	-0.16	-0.24	-0.15	-0.12	-0.17	-0.03	-0.24	-0.38	-0.27	-0.16	-0.10
CALLAO	BIODIESEL	G.N. COMBISEA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CUISCO	HIPOELECTRICA	AGUA	209.93	219.23	218.44	258.38	256.12	221.35	141.61	163.71	164.15	138.24	257.44	258.36
HUANCAVELICA	HIPOELECTRICA	AGUA	1,385.99	1,438.13	1,438.67	1,388.18	1,382.18	1,300.43	1,127.24	1,234.33	1,110.53	877.20	1,380.49	1,409.54
HUANUCO	HIPOELECTRICA	AGUA	417.37	439.96	473.36	371.41	273.20	347.96	184.38	18.22	194.34	37.75	480.27	508.92
HUANUCO	BESS	AGUA	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
HUANUCO	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ICA	TERMoeLECTRICA	G.N. COMBISEA	21.97	22.45	22.42	22.44	22.44	0.00	16.58	21.93	22.04	16.49	16.49	0.00
ICA	RESIDUAL	RESIDUAL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ICA	EQULICA	EQULICA	467.97	220.80	440.23	644.64	440.23	508.93	669.76	702.74	584.21	746.76	405.22	442.72
IUNIN	HIPOELECTRICA	AGUA	470.93	503.72	392.71	427.57	333.36	317.82	300.80	241.15	244.32	293.24	385.34	473.66
IUNIN	BIODIESEL	BIODIESEL	55.22	36.63	51.08	18.51	73.24	76.59	32.06	62.28	36.07	79.97	27.70	71.17
LAMBAYEQUE	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LIMA	HIPOELECTRICA	AGUA	743.98	1,049.41	1,099.73	984.16	876.18	775.98	782.09	788.61	759.61	834.20	817.43	1,114.05
LIMA	TERMoeLECTRICA	BAGAZO	14.63	13.91	0.00	16.33	18.40	17.62	16.38	16.95	17.43	18.38	16.58	16.57
LIMA	BIODIESEL	BIODIESEL	6.67	6.53	7.45	0.00	6.44	7.16	6.03	4.53	6.33	5.86	7.78	7.51
LIMA	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	2,179.05	2,447.11	2,386.39	1,826.84	2,294.56	2,862.75	2,983.50	2,898.42	3,184.36	3,147.38	2,815.11	2,048.16
LIMA	SOLAR	SOLAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LIMA	BESS	BESS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LIMA	BIODIESEL	G.N. COMBISEA	-0.15	0.02	-0.19	-1.33	0.06	-0.12	-1.67	0.12	-3.74	-3.07	-0.33	0.21
MADRE DE DIOS	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MOCQUEGUA	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MOCQUEGUA	SOLAR	SOLAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PASCO	HIPOELECTRICA	AGUA	131.60	132.03	0.00	130.77	86.76	80.41	70.70	87.73	90.22	96.05	130.19	129.38
PIURA	HIPOELECTRICA	AGUA	6.23	6.19	6.96	9.23	5.79	5.34	6.77	6.72	5.94	0.00	0.00	0.00
PIURA	TERMoeLECTRICA	BAGAZO	9.00	9.25	0.00	9.50	9.80	9.75	9.00	10.05	31.33	28.72	27.41	27.64
PIURA	BIODIESEL	BIODIESEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIURA	TERMoeLECTRICA	FLEXIGAS & GAS REFINERIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIURA	TERMoeLECTRICA	G.N. MAZOGAS	48.28	47.15	46.75	46.75	35.16	48.48	48.84	48.39	48.48	47.91	48.22	48.12
PIURA	TERMoeLECTRICA	NAFTA & GAS REFINERIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PIURA	EQULICA	EQULICA	11.40	3.47	12.08	17.59	17.59	20.55	13.26	19.64	6.78	12.48	5.95	15.42
PUNO	HIPOELECTRICA	AGUA	171.55	171.92	172.87	152.68	129.73	116.88	64.04	86.42	79.51	105.38	171.51	171.57
TACNA	HIPOELECTRICA	AGUA	6.97	7.09	7.62	6.94	6.81	6.78	6.91	6.78	6.90	7.18	7.51	6.97
TACNA	SOLAR	SOLAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TUMBES	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	15.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCAYALI	TERMoeLECTRICA	BIODIESEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCAYALI	TERMoeLECTRICA	G.N. AGUANTIA	86.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	86.38	82.52	60.34	51.50	0.00	0.00

Fuente: Informe anual COES 2024.

## Anexo 6: Participación de las centrales de generación por recurso y región en la máxima demanda mensual 2022

REGIÓN	TIPO DE CENTRAL	RECURSO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
ANCASH	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	310,75	407,03	385,92	384,82	179,16	212,71	144,03	97,05	166,63	192,80	246,35	286,98
	Total HIDROELÉCTRICA		310,75	407,03	385,92	384,82	179,16	212,71	144,03	97,05	166,63	192,80	246,35	286,98
	TERMOELÉCTRICA	BAGAZO	7,60	-	-	7,05	-	6,85	7,45	8,58	-	7,56	6,58	-
	Total TERMOELÉCTRICA		7,60	-	-	7,05	-	6,85	7,45	8,58	-	7,56	6,58	-
TOTAL ANCASH		318,35	407,03	385,92	391,88	179,16	219,56	151,48	151,48	105,63	166,63	200,36	252,93	286,98
AREQUIPA	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	128,78	121,12	139,12	136,76	133,17	129,41	150,24	157,64	161,67	179,72	154,57	158,79
	Total HIDROELÉCTRICA		128,78	121,12	139,12	136,76	133,17	129,41	150,24	157,64	161,67	179,72	154,57	158,79
	SOLAR		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total SOLAR		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL AREQUIPA		128,78	121,12	139,12	136,76	133,17	129,41	150,24	157,64	161,67	179,72	154,57	158,79	
CAJAMARCA	HIDROELÉCTRICA	DIESEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	175,05
	Total TERMOELÉCTRICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	175,05
	EÓLICA		10,31	1,20	6,86	9,15	4,66	12,01	33,15	0,74	2,84	3,07	6,08	5,50
	Total EÓLICA		10,31	1,20	6,86	9,15	4,66	12,01	33,15	0,74	2,84	3,07	6,08	5,50
TOTAL CAJAMARCA		168,87	177,72	169,12	167,38	143,59	151,73	120,29	84,97	92,75	99,15	112,96	34,50	
CALLAO	HIDROELÉCTRICA	BIOGAS	179,18	178,91	175,98	176,53	148,25	163,74	153,43	85,71	95,60	102,23	119,03	40,00
	Total TERMOELÉCTRICA		2,25	2,16	1,86	-	1,20	2,20	2,10	0,90	1,80	2,05	2,25	2,20
	DIESEL		231,48	230,38	458,00	324,13	457,30	453,18	255,26	496,70	496,82	495,12	456,72	454,35
	Total TERMOELÉCTRICA		233,74	232,54	459,86	324,13	458,50	455,38	257,36	497,60	498,62	497,17	458,98	456,56
TOTAL CALLAO		233,74	232,54	459,86	324,13	458,50	455,38	257,36	497,60	498,62	497,17	458,98	456,56	
CUSCO	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	254,02	252,41	250,20	249,38	243,47	235,97	131,55	130,19	180,31	187,68	189,67	165,94
	Total HIDROELÉCTRICA		254,02	252,41	250,20	249,38	243,47	235,97	131,55	130,19	180,31	187,68	189,67	165,94
	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	1,136,97	1,238,54	1,362,88	1,352,99	1,406,48	1,106,08	1,283,02	1,228,09	1,226,05	1,093,82	950,36	784,27
	Total TERMOELÉCTRICA		1,136,97	1,238,54	1,362,88	1,352,99	1,406,48	1,106,08	1,283,02	1,228,09	1,226,05	1,093,82	950,36	784,27
TOTAL CUSCO		247,93	247,93	516,65	431,50	511,08	496,16	214,41	263,47	170,52	264,87	275,52	30,12	
HUANCAVELICA	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	247,93	516,65	431,50	511,08	496,16	214,41	263,47	170,52	264,87	275,52	30,12	203,85
	Total HIDROELÉCTRICA		247,93	516,65	431,50	511,08	496,16	214,41	263,47	170,52	264,87	275,52	30,12	203,85
	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	247,93	516,65	431,50	511,08	496,16	214,41	263,47	170,52	264,87	275,52	30,12	203,85
	Total TERMOELÉCTRICA		247,93	516,65	431,50	511,08	496,16	214,41	263,47	170,52	264,87	275,52	30,12	203,85
TOTAL HUANCAVELICA		252,27	105,74	245,06	212,36	92,03	205,53	180,57	180,57	237,62	253,00	181,54	209,24	
HUANUCO	HIDROELÉCTRICA	DIESEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total TERMOELÉCTRICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	G.N. CAMISEA		22,58	22,54	-	-	22,69	22,73	22,74	17,03	22,74	22,74	22,74	22,54
	Total TERMOELÉCTRICA		22,58	22,54	-	-	22,69	22,73	22,74	17,03	22,74	22,74	22,74	22,54
TOTAL HUANUCO		274,85	128,28	245,06	234,86	114,71	228,26	203,31	254,65	275,74	204,27	231,99	232,08	
ICA	HIDROELÉCTRICA	DIESEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total TERMOELÉCTRICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	G.N. CAMISEA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total TERMOELÉCTRICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL ICA		274,85	128,28	245,06	234,86	114,71	228,26	203,31	254,65	275,74	204,27	231,99	232,08	



## Anexo 7: Participación de las centrales de generación por recurso y región en la máxima demanda mensual 2023

REGIÓN	TIPO DE CENTRAL	RECURSO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
<b>ANCASH</b>	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	380,21	327,73	9,67	249,25	241,83	99,76	108,57	94,25	114,09	249,49	275,13	261,61
	Total HIDROELÉCTRICA		380,21	327,73	9,67	249,25	241,83	99,76	108,57	94,25	114,09	249,49	275,13	261,61
	TERMOELÉCTRICA	BAGAZO	9,23	-	5,61	7,60	-	6,12	-	-	8,35	8,16	7,92	8,59
	Total TERMOELÉCTRICA		9,23	-	5,61	7,60	-	6,12	-	-	8,35	8,16	7,92	8,59
<b>AREQUIPA</b>	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	389,44	327,73	15,28	256,85	241,83	105,88	108,57	102,60	122,26	257,41	283,72	269,45
	Total HIDROELÉCTRICA		389,44	327,73	15,28	256,85	241,83	105,88	108,57	102,60	122,26	257,41	283,72	269,45
	TERMOELÉCTRICA	DIESEL	157,00	78,10	138,66	64,91	130,81	154,96	129,67	130,81	150,98	127,40	137,43	158,82
	Total TERMOELÉCTRICA		157,00	78,10	138,66	64,91	130,81	154,96	129,67	150,98	127,40	137,43	158,82	
<b>AREQUIPA</b>	SOLAR	SOLAR	-	3,47	-	-	0,00	-	353,98	-	-	-	-	-
	Total SOLAR		-	3,47	-	-	0,00	-	353,98	-	-	-	-	-
	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	157,00	81,57	138,66	64,91	130,81	156,15	483,65	150,98	127,40	137,43	158,82	134,14
	Total HIDROELÉCTRICA		157,00	81,57	138,66	64,91	130,81	156,15	483,65	150,98	127,40	137,43	158,82	134,14
<b>CAJAMARCA</b>	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	105,28	156,25	156,72	176,56	179,92	94,11	51,27	39,96	54,72	123,06	164,37	176,54
	Total HIDROELÉCTRICA		105,28	156,25	156,72	176,56	179,92	94,11	51,27	39,96	54,72	123,06	164,37	176,54
	EÓLICA	EÓLICA	8,06	18,63	16,36	0,09	16,23	27,68	10,00	17,22	2,05	18,10	16,32	0,11
	Total EÓLICA		8,06	18,63	16,36	0,09	16,23	27,68	10,00	17,22	2,05	18,10	16,32	0,11
<b>CAJAMARCA</b>	TERMOELÉCTRICA	BIOGAS	113,34	174,89	173,09	176,65	196,16	121,79	61,27	57,18	56,77	141,16	180,69	176,65
	Total TERMOELÉCTRICA		113,34	174,89	173,09	196,16	121,79	61,27	57,18	57,18	56,77	141,16	180,69	176,65
	DIESEL	DIESEL	2,10	2,00	2,20	2,15	-	2,13	2,18	-	2,21	2,10	1,81	1,79
	Total DIESEL		2,10	2,00	2,20	2,15	-	2,13	2,18	-	2,21	2,10	1,81	1,79
<b>CALLAO</b>	G.N. CAMISEA	G.N. CAMISEA	448,10	436,36	440,86	217,70	3,04	494,15	483,53	494,87	489,90	480,09	440,82	457,57
	Total G.N. CAMISEA		448,10	436,36	440,86	217,70	3,04	494,15	483,53	494,87	489,90	480,09	440,82	457,57
	TERMOELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	450,20	438,36	443,06	219,85	3,04	496,29	485,71	497,08	492,00	482,14	442,62	459,37
	Total TERMOELÉCTRICA		450,20	438,36	443,06	219,85	3,04	496,29	485,71	497,08	492,00	482,14	442,62	459,37
<b>CUSCO</b>	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	257,50	256,73	255,56	257,39	260,18	151,49	139,60	128,87	140,30	159,59	250,17	262,17
	Total HIDROELÉCTRICA		257,50	256,73	255,56	257,39	260,18	151,49	139,60	128,87	140,30	159,59	250,17	262,17
	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	257,50	256,73	255,56	257,39	260,18	151,49	139,60	128,87	140,30	159,59	250,17	262,17
	Total HIDROELÉCTRICA		257,50	256,73	255,56	257,39	260,18	151,49	139,60	128,87	140,30	159,59	250,17	262,17
<b>HUANCAVELICA</b>	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	1,325,53	1,395,15	822,59	1,444,09	1,357,84	811,27	713,53	945,22	1,056,95	1,099,09	1,250,22	1,387,03
	Total HIDROELÉCTRICA		1,325,53	1,395,15	822,59	1,444,09	1,357,84	811,27	713,53	945,22	1,056,95	1,099,09	1,250,22	1,387,03
	TERMOELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	1,325,53	1,395,15	822,59	1,444,09	1,357,84	811,27	713,53	945,22	1,056,95	1,099,09	1,250,22	1,387,03
	Total TERMOELÉCTRICA		1,325,53	1,395,15	822,59	1,444,09	1,357,84	811,27	713,53	945,22	1,056,95	1,099,09	1,250,22	1,387,03
<b>HUANUCO</b>	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	446,69	370,13	431,07	516,26	515,27	176,39	163,42	17,42	22,94	46,09	467,30	521,99
	Total HIDROELÉCTRICA		446,69	370,13	431,07	516,26	515,27	176,39	163,42	17,42	22,94	46,09	467,30	521,99
	TERMOELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	446,69	370,13	431,07	516,26	515,27	176,39	163,42	17,42	22,94	46,09	467,30	521,99
	Total TERMOELÉCTRICA		446,69	370,13	431,07	516,26	515,27	176,39	163,42	17,42	22,94	46,09	467,30	521,99
<b>ICA</b>	DIESEL	DIESEL	22,13	21,83	22,08	16,39	22,09	22,14	22,09	22,04	16,89	22,65	-	16,98
	Total DIESEL		22,13	21,83	22,08	16,39	22,09	22,14	22,09	22,04	16,89	22,65	-	16,98
	G.N. CAMISEA	G.N. CAMISEA	22,13	21,83	22,08	16,39	22,09	22,14	22,09	22,04	16,89	22,65	-	16,98
	Total G.N. CAMISEA		22,13	21,83	22,08	16,39	22,09	22,14	22,09	22,04	16,89	22,65	-	16,98
<b>JUNIN</b>	TERMOELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	147,76	233,23	206,18	255,47	221,89	375,16	401,06	377,74	405,62	270,62	269,97	278,06
	Total TERMOELÉCTRICA		147,76	233,23	206,18	255,47	221,89	375,16	401,06	377,74	405,62	270,62	269,97	278,06
	EÓLICA	EÓLICA	169,89	255,06	228,26	271,86	243,98	397,30	423,15	437,83	439,73	293,27	269,97	295,05
	Total EÓLICA		169,89	255,06	228,26	271,86	243,98	397,30	423,15	437,83	439,73	293,27	269,97	295,05
<b>JUNIN</b>	HIDROELÉCTRICA	HIDRO	388,58	419,00	460,80	409,87	503,38	249,61	206,53	266,12	210,62	353,60	384,66	510,13
	Total HIDROELÉCTRICA		388,58	419,00	460,80	409,87	503,38	249,61	206,53	266,12	210,62	353,60	384,66	510,13
	TERMOELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	388,58	419,00	460,80	409,87	503,38	249,61	206,53	266,12	210,62	353,60	384,66	510,13
	Total TERMOELÉCTRICA		388,58	419,00	460,80	409,87	503,38	249,61	206,53	266,12	210,62	353,60	384,66	510,13

<b>LA LIBERTAD</b>	EÓLICA	43,16	8,91	23,33	33,79	46,57	32,20	52,84	61,74	72,73	66,77	35,62	64,82
Total EÓLICA		43,16	8,91	23,33	33,79	46,57	32,20	52,84	61,74	72,73	66,77	35,62	64,82
<b>Total LA LIBERTAD</b>		<b>43,16</b>	<b>8,91</b>	<b>23,33</b>	<b>33,79</b>	<b>46,57</b>	<b>32,20</b>	<b>52,84</b>	<b>61,74</b>	<b>72,73</b>	<b>66,77</b>	<b>35,62</b>	<b>64,82</b>
<b>LAMBAYEQUE</b>	DIESEL	-	-	-	-	-	-	-	60,22	-	-	-	-
Total TERMOELECTRICA		-	-	-	-	-	-	-	60,22	-	-	-	-
<b>Total LAMBAYEQUE</b>		-	-	-	-	-	-	-	<b>60,22</b>	-	-	-	-
<b>LIMA</b>	HIDROELECTRICA	913,41	680,21	1,132,37	935,47	778,73	768,03	665,18	818,75	789,84	704,19	857,52	1,176,82
Total HIDROELECTRICA		913,41	680,21	1,132,37	935,47	778,73	768,03	665,18	818,75	789,84	704,19	857,52	1,176,82
TERMOELECTRICA	BAGAZO	12,82	-	15,61	16,58	13,32	16,62	17,54	15,36	15,28	16,64	16,35	16,45
TERMOELECTRICA	BIOGAS	7,86	7,95	5,68	-	7,43	6,31	5,84	3,79	6,70	5,66	6,91	9,16
DIESEL		-	-	-	-	-	377,51	-	-	-	-	-	-
G.N. CAMISEA		2,209,40	2,491,59	2,946,83	2,544,24	2,578,33	3,306,88	3,150,55	3,247,01	3,170,14	3,128,74	2,524,70	1,778,35
Total TERMOELECTRICA		2,230,09	2,499,54	2,968,12	2,560,83	2,599,09	3,707,32	3,173,93	3,266,16	3,192,12	3,151,04	2,547,97	1,803,96
SOLAR		-	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total SOLAR		-	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total LIMA</b>		<b>3,143,49</b>	<b>3,179,76</b>	<b>4,100,49</b>	<b>3,496,30</b>	<b>3,377,82</b>	<b>4,475,36</b>	<b>3,839,11</b>	<b>4,084,91</b>	<b>3,981,95</b>	<b>3,855,23</b>	<b>3,405,49</b>	<b>2,980,78</b>
<b>MADRE DE DIOS</b>	TERMOELECTRICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total TERMOELECTRICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>MADRE DE DIOS</b>	DIESEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total TERMOELECTRICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>MOQUEGUA</b>	TERMOELECTRICA	-	-	-	-	-	161,66	322,98	276,38	300,47	-	-	-
Total TERMOELECTRICA		-	-	-	-	-	161,66	322,98	276,38	300,47	-	-	-
SOLAR		-	16,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total SOLAR		-	16,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total MOQUEGUA</b>		-	<b>16,80</b>	-	-	-	<b>161,66</b>	<b>322,98</b>	<b>276,38</b>	<b>300,47</b>	-	-	-
<b>PASCO</b>	HIDROELECTRICA	132,07	131,71	131,30	130,81	130,19	69,70	54,19	95,35	51,99	120,50	71,35	132,04
Total HIDROELECTRICA		132,07	131,71	131,30	130,81	130,19	69,70	54,19	95,35	51,99	120,50	71,35	132,04
<b>Total PASCO</b>		<b>132,07</b>	<b>131,71</b>	<b>131,30</b>	<b>130,81</b>	<b>130,19</b>	<b>69,70</b>	<b>54,19</b>	<b>95,35</b>	<b>51,99</b>	<b>120,50</b>	<b>71,35</b>	<b>132,04</b>
<b>PIURA</b>	HIDROELECTRICA	2,30	4,22	7,62	6,74	7,96	8,63	8,27	7,24	6,87	5,78	2,54	2,45
Total HIDROELECTRICA		2,30	4,22	7,62	6,74	7,96	8,63	8,27	7,24	6,87	5,78	2,54	2,45
TERMOELECTRICA	BAGAZO	7,92	8,25	-	-	10,44	22,52	18,97	9,50	20,14	25,58	22,31	17,24
DIESEL		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G.N. MALACAS		90,14	87,53	86,79	85,91	86,67	90,01	90,20	-	89,52	86,97	49,72	49,02
Total TERMOELECTRICA		98,06	95,78	86,79	85,91	97,11	112,52	109,17	9,50	109,65	112,55	72,03	66,26
EOLICA		5,14	15,23	-	0,00	7,45	27,19	22,15	23,55	20,67	5,87	18,70	18,02
Total EOLICA		5,14	15,23	-	0,00	7,45	27,19	22,15	23,55	20,67	5,87	18,70	18,02
<b>Total PIURA</b>		<b>105,50</b>	<b>115,23</b>	<b>94,41</b>	<b>92,66</b>	<b>112,52</b>	<b>148,34</b>	<b>139,60</b>	<b>40,29</b>	<b>137,19</b>	<b>124,20</b>	<b>93,27</b>	<b>86,73</b>
<b>PUNO</b>	HIDROELECTRICA	167,91	160,91	172,31	164,44	154,97	71,00	69,32	61,13	73,86	126,53	161,60	173,27
Total HIDROELECTRICA		167,91	160,91	172,31	164,44	154,97	71,00	69,32	61,13	73,86	126,53	161,60	173,27
<b>Total PUNO</b>		<b>167,91</b>	<b>160,91</b>	<b>172,31</b>	<b>164,44</b>	<b>154,97</b>	<b>71,00</b>	<b>69,32</b>	<b>61,13</b>	<b>73,86</b>	<b>126,53</b>	<b>161,60</b>	<b>173,27</b>
<b>TACNA</b>	HIDROELECTRICA	3,93	4,30	6,87	6,38	6,36	6,15	6,73	6,72	5,38	7,10	7,03	7,21
Total HIDROELECTRICA		3,93	4,30	6,87	6,38	6,36	6,15	6,73	6,72	5,38	7,10	7,03	7,21
SOLAR		-	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total SOLAR		-	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total TACNA</b>		<b>3,93</b>	<b>4,32</b>	<b>6,87</b>	<b>6,38</b>	<b>6,36</b>	<b>6,15</b>	<b>6,73</b>	<b>6,72</b>	<b>5,38</b>	<b>7,10</b>	<b>7,03</b>	<b>7,21</b>
<b>TUMBES</b>	TERMOELECTRICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total TERMOELECTRICA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total TUMBES</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>UCAYALI</b>	TERMOELECTRICA	-	60,79	86,30	63,40	61,78	61,55	-	-	81,63	84,23	61,34	84,46
Total TERMOELECTRICA		-	60,79	86,30	63,40	61,78	61,55	-	-	81,63	84,23	61,34	84,46
G.N. AGUAYTIA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total UCAYALI</b>		-	<b>60,79</b>	<b>86,30</b>	<b>63,40</b>	<b>61,78</b>	<b>61,55</b>	-	-	<b>81,63</b>	<b>84,23</b>	<b>61,34</b>	<b>84,46</b>
<b>TOTAL (MW)</b>		<b>7,294,24</b>	<b>7,397,05</b>	<b>7,583,37</b>	<b>7,605,51</b>	<b>7,342,70</b>	<b>7,692,12</b>	<b>7,280,21</b>	<b>7,290,04</b>	<b>7,374,16</b>	<b>7,354,35</b>	<b>7,523,88</b>	<b>7,545,28</b>

Fuente: Informe anual COES 2022