

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMATICA Y MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

ANÁLISIS DE LA RESERVA FRÍA EFICIENTE PARA REDUCIR
LOS COSTOS MARGINALES EN EL PERÚ, A MEDIANO PLAZO
2021-2025

PRESENTADO POR:

Br. HILBERT CHUYMA ARONE

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR:

M.Sc. VLADIMIRO CANAL BRAVO

CUSCO - PERÚ

2025



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor VLADIMIRO C. CANAL BRAVO.....
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada: ANÁLISIS DE LA RESERVA FRÍA
EFICIENTE PARA REDUCIR LOS COSTOS
MARGINALES EN EL PERÚ, A MEDIANO PLAZO
2021-2025.....

Presentado por: HILBERT CHUYMA ARONE..... DNI N° 45655495,
presentado por: DNI N°:
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO ELECTRICISTA
.....

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 01 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de**
Similitud en la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 3 %.

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

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	<u>X</u>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 28 de Octubre..... de 2025.....

.....
Firma

Post firma VLADIMIRO C. CANAL BRAVO

Nro. de DNI 23813401.....

ORCID del Asesor 0000-0001-6375-6380

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: oid: 27259:519689140.....

ANÁLISIS DE LA RESERVA FRÍA EFICIENTE PARA REDUCIR LOS COSTOS MARGINALES EN EL PERÚ, A MEDIANO PLAZO 2...

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:519689140

Fecha de entrega

28 oct 2025, 9:18 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

28 oct 2025, 9:28 p.m. GMT-5

Nombre del archivo

ANÁLISIS DE LA RESERVA FRÍA EFICIENTE PARA REDUCIR LOS COSTOS MARGINALES EN EL PERÚ,pdf

Tamaño del archivo

7.3 MB

226 páginas

61.276 palabras

271.717 caracteres

3% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Fuentes principales

- 3%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 1%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**
297 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.
-  **Texto oculto**
76 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

DEDICATORIA

A Dios que, con su infinita bondad, me guía en cada paso que doy, por mostrarme una mejor oportunidad y por llenarme de sabiduría necesaria en todo este proceso y culminación de esta tesis.

A mi padre, Eugenio quien a lo largo de mi vida veló por mi educación y bienestar siendo un apoyo incondicional en todo momento.

IN MEMORIAM

En honor a mi madre Gloria,
aunque ya no está físicamente conmigo,
su espíritu y amor infinito continúan
guiándome en cada paso de este camino,
y a la eterna gratitud que siento en mi corazón.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, agradezco a Dios por haberme permitido llegar con vida hasta hoy para poder lograr con éxito mi aspiración educativa.

Por otra parte, expreso mi agradecimiento a la prestigiosa Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco por ser sede del conocimiento durante nuestra etapa de formación, así como también a los maestros de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica por haber compartido sus conocimientos y experiencias las cuales contribuyeron a mi formación profesional.

Agradezco a mis padres, hermanos, primos y demás familiares por el apoyo y sus consejos que me permitieron concluir mi investigación.

De manera especial agradezco a mi asesor de tesis M.Sc. Vladimiro Canal Bravo, por haber compartido sus experiencias para la culminación de este trabajo de investigación de acuerdo con los objetivos de la investigación, los cuales especificaron con resultados agradables.

INTRODUCCIÓN

Enfatizando la demanda de energía dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), la investigación aborda un asunto fundamental en el ámbito energético del Perú. Para asegurar una generación de energía eficiente y estable, este análisis es fundamental, especialmente durante los picos de considerable demanda y en el contexto de una creciente incorporación de fuentes renovables, cuya naturaleza variable presenta desafíos adicionales para la estabilidad del sistema.

El aumento constante de la demanda energética desde el año 2010 y los problemas relacionados con la administración de la reserva energética han motivado la necesidad de este estudio. Estos problemas han pasado desapercibidos debido a la pandemia COVID-19, debido a que la demanda disminuyó drásticamente y aparentemente existía abundante reserva fría en el sistema.

A lo largo de la tesis, se desarrollan diversos capítulos que tratan diferentes enfoques de la reserva fría eficiente. El primer capítulo ofrece una visión global del sistema eléctrico peruano, incluyendo su estructura, funcionamiento y los retos actuales en términos de generación y demanda. En este contexto, se examina la relevancia de la reserva fría como un componente crítico con el fin de garantizar la fiabilidad del sistema y su estabilidad.

El marco teórico, presentado en el segundo capítulo, examina los conceptos fundamentales sobre la generación del suministro energético, la gestión de la demanda y la relevancia de las reservas energéticas, la demanda y la importancia de las reservas energéticas. Este capítulo establece los fundamentos conceptuales para entender los desafíos específicos de la reserva fría en el SEIN.

Los capítulos siguientes se dedican a una evaluación del contexto actual del SEIN, evaluando tanto las capacidades existentes como las limitaciones operativas que enfrenta el sistema. La proyección de demanda y la capacidad de generación eléctrica se analizan

minuciosamente; se descubren los cuellos de botella y las posibilidades de optimizar la eficiencia en la reserva fría.

Finalmente, la presente tesis propone una serie de recomendaciones y soluciones basadas en el análisis realizado, orientadas a fortalecer la gestión de la reserva fría en el Perú. Estas iniciativas tienen como objetivo no solo mejorar el rendimiento y la sustentabilidad del sistema eléctrico peruano sino también asegurar su habilidad para ajustarse a las transformaciones en las dinámicas del sector energético, la incorporación de energías renovables y la respuesta a la creciente demanda de energía se abordan con un enfoque específico.

Esta investigación propone mejorar la gestión de la reserva fría en el Perú, subrayando la importancia de una planificación energética proactiva, tecnologías avanzadas y políticas sostenibles. La reserva fría es la capacidad de generación eléctrica que puede activarse rápidamente para cubrir demandas inesperadas o emergencias, especialmente en periodos de alta demanda o fluctuaciones de la energía renovable. La planificación energética proactiva anticipa necesidades futuras, evalúa tendencias de demanda y proyecta el crecimiento del consumo. La adopción de tecnologías avanzadas, como energías renovables y sistemas de almacenamiento, permite una gestión más eficiente del sistema eléctrico y la política de rendimiento y la sustentabilidad fomentan el uso de energías renovables y reducen la liberación de gases responsables del efecto invernadero.

Mediante un análisis, la investigación busca desarrollar un sistema eléctrico más resiliente y capaz de cubrir las exigencias energéticas del país de manera sostenible en el mediano plazo.

RESUMEN

Esta investigación se centra en la reserva fría dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú. Su relevancia se intensifica al considerar los picos de demanda y la creciente integración de fuentes de energía renovable al sistema. Este enfoque se vuelve crucial dado que, tras la pandemia de COVID-19, el crecimiento de la demanda energética se detuvo temporalmente, y se percibió que la nueva capacidad de fuentes renovables podría ser suficiente para cubrir las necesidades. Se recopilaron y procesaron meticulosamente datos históricos de fuentes oficiales, incluyendo el COES, a cubrir registros de generación, demanda energética y la disponibilidad de recursos primarios como el gas natural. El análisis se centra en evaluar el comportamiento anual de generación de todas las centrales que integran el COES para cuantificar su impacto en la reserva fría del sistema. Los resultados obtenidos a través del modelo PERSEO 2.0 son ilustrativos de la situación actual. En 2023, la reserva fría de gas mostró una baja participación, activándose únicamente en diciembre con 278.8185 (MW), lo cual contrasta notablemente con su uso en años anteriores. Por otra parte, se evidencia una alta variabilidad en la generación hidráulica en 2025, oscilando entre un mínimo de 2845.85 (MW) en julio (periodo de estiaje) y un máximo de 4450.58 (MW) en enero. Está marcada amplitud en la generación hidráulica reafirma la importancia ineludible de mantener y gestionar adecuadamente las reservas frías como respaldo esencial, asegurando la estabilidad del SEIN durante los periodos de baja disponibilidad hídrica.

Palabras Claves: Estacionalidad, Generación, Reserva fría, Demanda.

ABSTRACT

This research focuses on the cold reserve within Peru's National Interconnected Electric System (SEIN). Its relevance is heightened by considering peak demand and the increasing integration of renewable energy sources into the system. This approach becomes crucial given that, following the COVID-19 pandemic, energy demand growth temporarily halted, and it was perceived that the new capacity from renewable sources could be sufficient to meet needs. Historical data from official sources, including COES, were meticulously collected and processed to cover generation records, energy demand, and the availability of primary resources such as natural gas. The analysis focuses on evaluating the annual generation behavior of all power plants integrated into COES to quantify their impact on the system's cold reserve. The results obtained through the PERSEO 2.0 model illustrate the current situation. In 2023, the gas cold reserve showed low participation, being activated only in December with 278,818 MW, which contrasts sharply with its use in previous years. Furthermore, a high degree of variability in hydroelectric generation is evident in 2025, ranging from a minimum of 2845.85 MW in July (the dry season) to a maximum of 4450.58 MW in January. This marked fluctuation in hydroelectric generation reaffirms the crucial importance of maintaining and properly managing cold storage reserves as essential backup, ensuring the stability of the National Interconnected System (SEIN) during periods of low water availability.

Keywords: Seasonality, Generation, Cold storage, Demand.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INTRODUCCIÓN	iv
RESUMEN	vi
ABSTRACT.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES	1
1.1. Introducción	1
1.2. Ámbito geográfico.....	1
1.3. Planteamiento del problema	3
1.4. Formulación del problema	10
1.4.1. Problema general	10
1.4.2. Problemas específicos.....	10
1.5. Objetivos	10
1.5.1. Objetivo general.....	10
1.5.2. Objetivos específicos	10
1.6. Justificación.....	11
1.6.1. Justificación Teórica	11
1.6.2. Justificación Social	12
1.6.3. Justificación Económica	12
1.6.4. Justificación Técnica.....	13
1.7. Importancia.....	22
1.8. Alcances y limitaciones.....	22
1.8.1. Alcances.....	22
1.8.2. Limitaciones.....	23
1.9. Hipótesis.....	25
1.9.1. Hipótesis general.....	25
1.9.2. Hipótesis específicas.....	25
1.10. Variables e indicadores.....	25
1.11. Metodología.....	26
1.11.1. Tipo de investigación	26
1.11.2. Nivel de investigación	27
1.11.3. Diseño de investigación	27

1.12.	Periodo de análisis de datos	28
1.13.	Población y muestra.....	28
1.14.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	28
1.15.	Procesamiento de datos	28
1.16.	Matriz de Consistencia	29
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO		30
2.1.	Antecedentes de la investigación	30
2.1.1.	Antecedentes Internacionales.....	30
2.1.2.	Antecedentes Nacionales	31
2.2.	Bases teóricas	33
2.2.1.	Planta generadora de energía	33
2.2.2.	Parámetros característicos de las plantas generadoras de energía	35
2.2.3.	Tipos de tecnologías de las plantas generadoras de energía	37
2.2.4.	Oferta y Demanda	45
2.2.5.	Análisis de costo energético.....	47
2.2.6.	Herramienta computacional - Modelo Perseo 2.0.....	50
2.2.7.	Proyección de la reserva fría en el SEIN	64
2.3.	Marco Conceptual	69
2.3.1.	Despacho económico	69
2.3.2.	Costos de energía	69
2.3.3.	Costos fijos.....	69
2.3.4.	Costos variables	70
2.3.5.	Reserva fría	70
2.3.6.	Reserva fría disponible	70
2.3.7.	Energía hidroeléctrica	70
2.3.8.	Energía solar fotovoltaica	70
2.3.9.	Energía eólica.....	71
2.3.10.	Energía de biomasa	71
2.3.11.	Energía no renovable.....	71
2.3.12.	Periodos críticos	71
2.3.13.	Programa diario	71
2.3.14.	Reprograma diario.....	72
2.3.15.	Centrales eficientes	72
2.3.16.	Centrales no eficientes	72
2.3.17.	Centrales de Reserva Fría.....	72
2.4.	Marco Normativo	75
CAPÍTULO III: EVALUACIÓN DE LA RESERVA FRÍA EN EL MEDIANO PLAZO		78

3.1. Introducción	78
3.2. Restricciones operativas	78
3.2.1. Estacionalidad del año	78
3.2.2. Restricciones de temperatura	78
3.2.3. Limitación de Gas Natural	79
3.3. Máxima demanda del SEIN	86
3.3.1. Proyección de la demanda del SEIN.....	89
3.4. Situación actual de la reserva fría	91
3.4.1. Análisis de la reserva fría.....	91
3.4.2. Análisis de la reserva fría en diferentes periodos	97
3.4.1. Escenarios de la reserva fría con la salida de tres generadoras y estacionalidad... ..	105
3.4.2. Dependencia de generación	128
3.4.3. Costos marginales y Costo de operación	133
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A MEDIANO PLAZO.....	137
4.1. Proyección de la generación eléctrica en el Perú a Mediano Plazo	137
4.1.1. Análisis de las tendencias actuales en generación eléctrica.....	137
4.1.2. Proyecciones futuras basadas en datos existentes.....	139
4.1.3. Proyección de la demanda eléctrica en el Mediano Plazo	141
4.2. Evaluación de la capacidad de las centrales de generación eléctrica.....	142
4.3. Proyección de la generación de energías renovables no convencionales.....	145
4.4. Discusión de resultados.....	149
CONCLUSIONES	151
RECOMENDACIONES.....	154
BIBLIOGRAFÍA	155
ANEXOS	159

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Ámbito Geográfico</i>	2
Figura 2 <i>Máxima demanda en el SEIN del 2020</i>	3
Figura 3 <i>Generación del SEIN - octubre 2020 - Reserva fría</i>	5
Figura 4 <i>Composición de la capacidad de generación en el SEIN - diciembre 2020.</i>	7
Figura 5 <i>Composición de las centrales eléctricas en el SEIN - diciembre 2020.</i>	8
Figura 6 <i>Composición de las centrales térmicas en el SEIN - diciembre 2021.</i>	9
Figura 7 <i>Suma de potencias instaladas en función de los costos variables - diciembre 2019.</i>	16
Figura 8 <i>Suma de potencias instaladas en función de los costos variables - diciembre 2020.</i>	17
Figura 9 <i>Suma de potencias en función de los costos variables - 11 octubre 2019.</i>	19
Figura 10 <i>Suma de potencias en función de los costos variables - 14 octubre 2020</i>	20
Figura 11 <i>Potencia eólica y solar del Perú.</i>	21
Figura 12 <i>Diagrama de flujo de potencia en una central termoeléctrica.</i>	37
Figura 13 <i>Curva de oferta y demanda.</i>	47
Figura 14 <i>Diagrama estructural del modelo PERSEO.</i>	52
Figura 15 <i>Diagrama de flujo de las alternativas para la simulación de la red de transmisión.</i>	54
Figura 16 <i>Modelamiento de la red de transmisión</i>	55
Figura 17 <i>Archivo de codificación del modelo.</i>	60
Figura 18 <i>Interfaz de menú PERSEO.</i>	62
Figura 19 <i>PERSEO 2.0 variables de entrada y salida.</i>	62
Figura 20 <i>Tipos de reserva fría.</i>	73
Figura 21 <i>Operación de centrales de reserva fría- Tipo 1.</i>	73
Figura 22 <i>Operación de centrales de reserva fría- Tipo 2.</i>	74
Figura 23 <i>Reporte de máxima demanda de noviembre 2022.</i>	82
Figura 24 <i>Reporte de máxima demanda COES en noviembre del 2022.</i>	86
Figura 25 <i>Reporte de máxima demanda de noviembre 2022, HFP.</i>	88
Figura 26 <i>Potencia efectiva en el SEIN vs Demanda SEIN.</i>	92
Figura 27 <i>Composición de la potencia efectiva instalada.</i>	93
Figura 28 <i>Crecimiento de la capacidad de generación vs crecimiento de la demanda.</i>	94
Figura 29 <i>Generación por áreas - Demanda por áreas 2020.</i>	96

Figura 30	<i>Demanda máxima en el Perú (MW) - periodo 2010 - 2022.</i>	97
Figura 31	<i>Demanda de reserva fría en octubre de 2019.</i>	99
Figura 32	<i>Demanda de reserva fría en febrero de 2020.</i>	101
Figura 33	<i>Demanda de reserva fría en octubre de 2020.</i>	102
Figura 34	<i>Demanda de reserva fría en noviembre de 2022.</i>	104
Figura 35	<i>Diagrama de Flujo de evaluación de escenarios de la reserva fría</i>	106
Figura 36	<i>Proyección de generación y reserva fría por tipo de generación eléctrica (2021 - 2025)</i>	109
Figura 37	<i>Variación mensual de la reserva fría (MW) por proyectos comprendidos en Perú (2021 -2025).</i>	112
Figura 38	<i>Generación eléctrica (MW) a la salida del generador TG8.</i>	115
Figura 39	<i>Reserva fría (MW) a la salida del generador TG8.</i>	117
Figura 40	<i>Generación eléctrica (MW) de la salida del generador TG8 y C.T. FENIX.</i>	120
Figura 41	<i>Reserva fría de la salida del generador TG8 y C.T. FENIX.</i>	122
Figura 42	<i>Generación eléctrica(MW) de la salida del generador TG8, C.T. FENIX y C.H. CHAGLLA.</i>	125
Figura 43	<i>Reserva fría (MW) de la salida del generador TG8, C.T. FENIX y C.H. CHAGLLA.</i>	127
Figura 44	<i>Generación efectiva 2021 - 2022.</i>	130
Figura 45	<i>Generación efectiva 2021 - 2022, sin considerar la energía solar.</i>	131
Figura 46	<i>Operación de CT. No eficientes en noviembre de 2022.</i>	132
Figura 47	<i>Costo marginal en noviembre de 2022.</i>	134
Figura 48	<i>Costo de operación en noviembre de 2022.</i>	135
Figura 49	<i>Relación de los costos marginales con el costo de operación.</i>	136
Figura 50	<i>Potencia efectiva en generación eléctrica.</i>	137
Figura 51	<i>Crecimiento de la generación convencional y no convencional.</i>	138
Figura 52	<i>Proyección futura de la generación convencional y no convencional.</i>	140
Figura 53	<i>Proyección del crecimiento de la generación no convencional.</i>	141
Figura 54	<i>Crecimiento de la demanda eléctrica en el Perú.</i>	142
Figura 55	<i>Evolución de las centrales no convencionales Solar y Eólica.</i>	143
Figura 56	<i>Evolución de las centrales no convencionales Solar y Eólica hasta el 2025.</i>	144
Figura 57	<i>Incremento de la capacidad instalada de las centrales de generación eléctrica en Perú.</i>	145
Figura 58	<i>Cobertura de la demanda del SEIN por tipo de producción.</i>	146

Figura 59	<i>Participación porcentual en la generación por zonas del SEIN.....</i>	148
------------------	--	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Comparación del crecimiento de potencia consumida periodo 2019/2020	6
Tabla 2	Características resaltantes del MODELO PERSEO 2.0.	51
Tabla 3	Disponibilidad de gas natural de Talara en la zona norte (2022).	79
Tabla 4	Disponibilidad de gas natural de Aguaytia en la zona oriente (2022).	80
Tabla 5	Disponibilidad de gas natural de Camisea en la zona centro (2022).	80
Tabla 6	Demanda máxima de gas natural zona norte y oriente.	84
Tabla 7	Demanda máxima de gas natural en la zona centro.	85
Tabla 8	Proyección de la demanda del SEIN para el periodo 2021 - 2026.	91
Tabla 9	Potencia efectiva y demanda en el SEIN.	91
Tabla 10	Generación y demanda por áreas 2020.	96
Tabla 11	Generación efectiva 2022 sin restricciones de operación.	129
Tabla 12	Generación efectiva 2022 con restricción de operación.	131
Tabla 13	Generación para cubrir la demanda del SEIN.....	147
Tabla 14	Generación por zonas del SEIN.....	148

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

COES: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

UNSAAC: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

CH: Central hidráulica

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú

PUCP: Pontificia Universidad Católica del Perú

MBA: Master of Business Administration (Maestría en Administración de Empresas)

OSITRAN: Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

PNG: Precio a Nivel de Generación

DU: Decreto de Urgencia

DS: Decreto Supremo

LMP: Local Marginal Price

CMgN: Costo Marginal Nodal

PDO: Programa Diario de Operación

RDO: Reprograma Diario de Operación

RPF: Reserva Primaria de Frecuencia

RSF: Reserva Secundaria de Frecuencia

RF: Reserva Fría

RER: Recurso energético renovable.

CCTT: Centrales Térmicas, CT: Central Térmica

GN: Gas Natural

GSP: Gasoducto Sur Peruano

PPA: Power Purchase Agreements (Contrato de venta de energía eléctrica)

MMPCD: Millones de pies cúbicos día

MMBTU: Millones de BTU

TGP: Transportadora de Gas del Perú

GNV: Gas Natural Vehicular

HP: Hora Punta, HFP: Hora Fuera de Punta

GAMS: General algebraic modeling system.

PERSEO: Planeamiento estocástico con restricciones en operaciones de sistemas eléctricos

CPLEX: Herramienta informática de optimización.

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1.Introducción

En este capítulo se describen los fundamentos generales que sustentan la investigación sobre la reserva fría eficiente en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú. Se presenta el planteamiento del problema que aborda las vulnerabilidades y desafíos actuales relacionados con la capacidad de generación eléctrica en periodos críticos. A partir de ello, se establecen tanto el objetivo general como los específicos, los cuales guían la estructura y enfoque del estudio. Asimismo, se justifica la relevancia teórica, social, económica y técnica de este trabajo, destacando su importancia para fortalecer la sostenibilidad del sistema eléctrico peruano. Finalmente, se detallan el alcance y las limitaciones de la investigación, además de la metodología aplicada, que incluye el uso del modelo PERSEO 2.0 para analizar la capacidad de la reserva fría en diferentes escenarios.

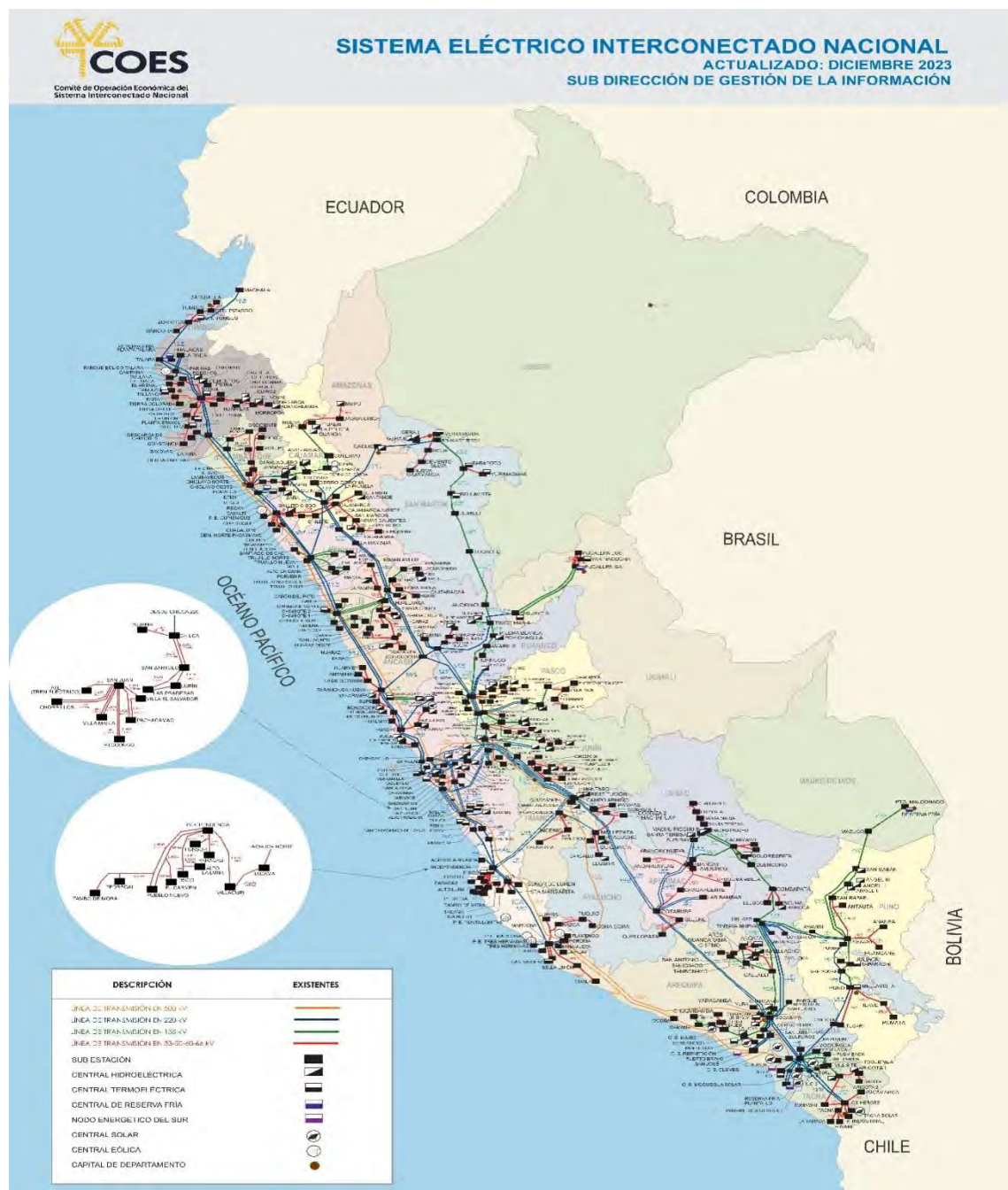
1.2.Ámbito geográfico

El estudio se realizará en el ámbito geográfico correspondiente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú, que abarca todas las empresas de generación eléctrica que son integrantes del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) entre las cuales se considera las siguientes, C.H. Mantaro (678.71 Mw), C.H. Chaclla (470.35 MW) ,C.H. Cerro del águila (557.66 MW), C.H. Cañon del pato (265.56 Mw), C.T Kallpa (852.32 MW) C.T Chilca 1 (814.49 MW), C.T Fenix (567.19 MW) C.T Ventanilla (469.37 MW) de igual manera se considera las líneas de transmisión principales que permiten la interconexión del área centro con el área sur y del área centro con el área norte , LT 500 kV Carabayllo-Chimbote 1(L-5006), LT 200 kV Paramonga - Chimbote 1 (L-2215,L-2216),enlace centro con el norte, LT 500 kV Poroma-Ocoña (L-5034), LT 500 kV Poroma-Yarabamba (L-5033), LT 200 kV

Mantaro-Cotaruse (L-2051; L-2052), enlace centro con el sur. El análisis de estudio se considera desde 2021 (12845.01 MW), los datos operativos más recientes del año 2025, la demanda energética registrada desde 2021 (7218.301 MW) al 2025 con un crecimiento estimado según el último plan de transición.

Figura 1

Ámbito Geográfico



Nota. Extraído de COES-Generación eléctrica y líneas de transmisión.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTS#>

1.3.Planteamiento del problema

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú, que proporciona energía a diversas regiones del país, ha enfrentado importantes desafíos en los años recientes como resultado del aumento continuo en la demanda, la fluctuación de los recursos disponibles y las limitaciones operativas. Aunque la capacidad instalada del SEIN en 2020 alcanzó los 12,510.15 MW, compuesta por un 38 % de fuentes hidráulicas (4,747.76 MW), un 53 % de fuentes térmicas (6,681.34 MW) y un 8.64 % de fuentes renovables (1,081.05 MW), la cual desarrolló una generación con potencia real (9989.79 MW), el sistema registró una demanda máxima de 7,316.13 MW (Figura 2) ese mismo año (COES, 2022a). Esta aparente sobrecapacidad no ha sido suficiente para garantizar una operación eficiente, ya que el sistema enfrenta vulnerabilidades significativas durante periodos críticos.

Figura 2

Máxima demanda en el SEIN del 2020



Nota. Elaboración propia en base a la información de la página web del COES

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda?indicador=maxima>

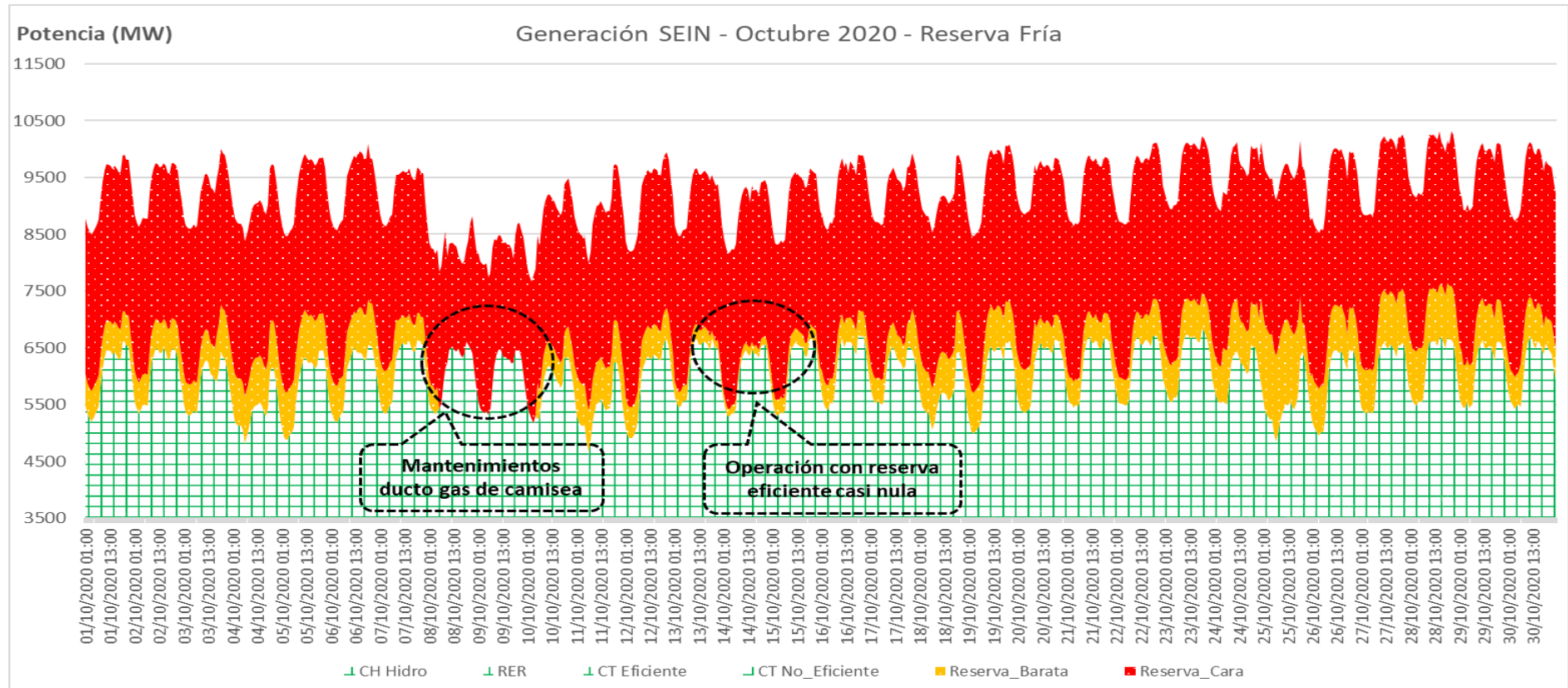
En este contexto, el SEIN enfrenta las siguientes problemáticas:

Durante contingencias, como los mantenimientos programados o la disminución en la disponibilidad de gas natural ha llevado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) depende de centrales térmicas no eficientes, lo que incrementa significativamente los gastos de operación y la liberación de gases contaminantes. Un caso destacado ocurrió en octubre de 2020, cuando el mantenimiento del ducto de gas de Camisea, realizado entre el 6 y el 13 de ese mes, redujo el suministro de gas natural, afectando la operación de las centrales térmicas eficientes. Esta situación obligó al sistema a recurrir a centrales no eficientes que utilizan combustibles como diésel, carbón y residual, con costos variables más altos. Como resultado, se incrementaron los costos marginales y quedó evidenciada la vulnerabilidad del sistema frente a la falta de fuentes de generación eficientes.

Durante los meses de estiaje, cuando la disponibilidad de recursos hídricos disminuye considerablemente, la dependencia del SEIN en centrales hidroeléctricas de bajo costo se ve comprometida. En octubre de 2020, esta situación llevó a que el sistema dependiera exclusivamente de centrales térmicas menos eficientes, operadas con combustibles como carbón, diésel y residual. Estas centrales, aunque esenciales para suplir la demanda en emergencias, presentan altos costos variables que incrementan los costos marginales y afectan la sostenibilidad del sistema. Por ejemplo, el 14 y 15 de octubre de 2020, las fuentes hidroeléctricas, térmicas a gas y renovables no lograron cubrir la demanda, obligando al sistema a utilizar generación térmica con costos significativamente más altos (COES, 2022)

Figura 3

Generación del SEIN - octubre 2020 - Reserva fría



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

<https://www.coes.org.pe/Portal/mediciones/medidoresgeneracion>

Adicionalmente, las consecuencias ocasionadas por la pandemia de COVID-19 presentó ciertas dificultades operativas del sistema. La contracción económica derivada de las restricciones sanitarias provocó fluctuaciones importantes en la demanda eléctrica. Según datos del COES (2022c), en abril y mayo de 2020 se registraron caídas en la demanda del -25.21% y -17.47%, respectivamente, comparado con los mismos meses del año anterior (Ver Tabla 1). Estas fluctuaciones llevaron a una subutilización de la capacidad instalada, Aunque la demanda mostró signos de recuperación hacia finales del año, el comportamiento general reflejó una incertidumbre operativa significativa, dejando al sistema expuesto a posibles emergencias energéticas.

Tabla 1

Comparación del crecimiento de potencia consumida periodo 2019/2020

2019/2020	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Crecimiento	3.82%	5.27%	3.88%	-25.21%	-17.47%	-10.19%	-5.29%	-2.60%	-0.97%	-0.07%	-0.13%	-0.82%

Fuente: Propia (basada en información recopilada del COES).

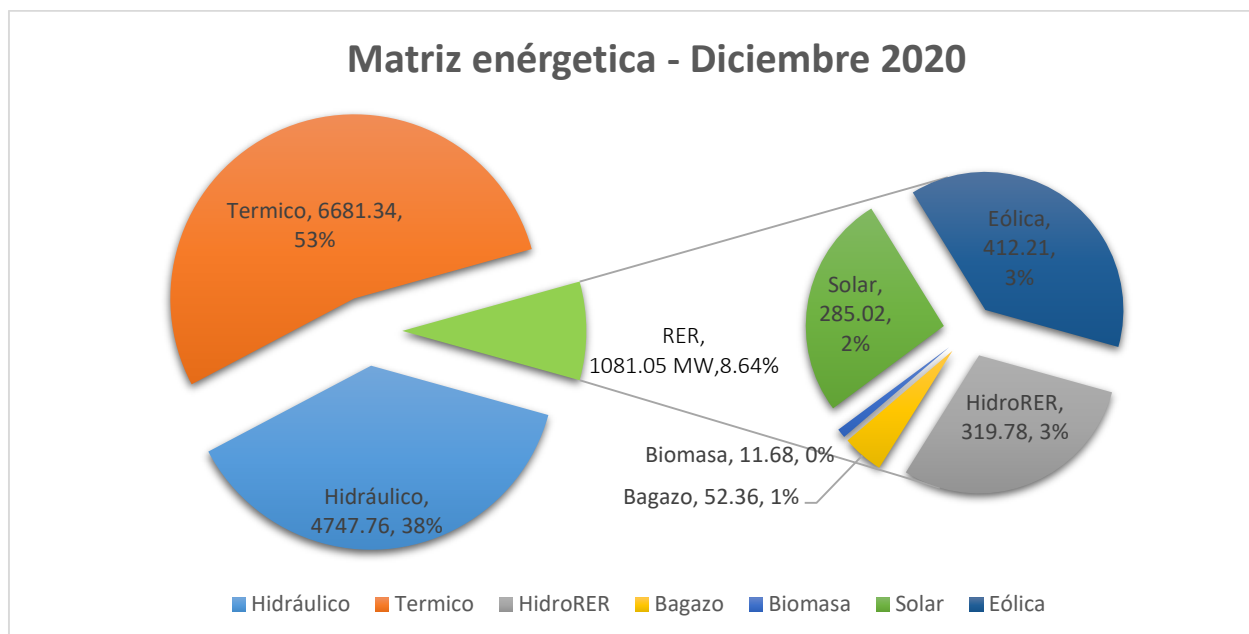
La potencia efectiva, que constituye la capacidad de generación eléctrica que puede arrancar rápidamente en situaciones de emergencia, también enfrenta serias limitaciones. En el 2019, por ejemplo, las principales centrales térmicas en reserva fría no eficiente, como la Central Térmica de Talara (187.46 MW), Central Térmica de Puerto Bravo (723.57 MW), Central Térmica de Nepi (616.85MW) la Central Térmica de Eten (223.86 MW) y la Central Térmica de Ilo (501.89 MW), se tuvieron que hacer presentes para atender la demanda del SEIN con altos costos variables. Durante periodos de estiaje, cuando la generación hidroeléctrica es insuficiente, estas centrales no solo aumentan los costos operativos, sino que también incrementan la vulnerabilidad del sistema frente a cortes en la provisión de gas natural o mantenimientos programados. El alto costo variable también se evidenció en octubre de 2019, cuando el mantenimiento del ducto de gas de Camisea redujo drásticamente el abastecimiento de gas natural a las plantas generadoras

térmicas eficientes, forzando al sistema a funcionar con centrales menos eficientes. Durante este periodo, el costo marginal promedio alcanzó los 170 USD/MWh, reflejando la dependencia del sistema en generación térmica costosa para mantener la estabilidad operativa (COES, 2022d). Este escenario subraya la urgencia de optimizar la administración de la reserva fría y diversificar las fuentes de energía disponibles.

El problema también se encuentra en la ausencia de una planificación adecuada que permita anticipar y mitigar los efectos de estas vulnerabilidades. Las fluctuaciones estacionales, las restricciones operativas y la creciente demanda energética plantean retos que no pueden ser abordados eficazmente sin una estrategia integral. En 2020 en el periodo de avenida, caracterizado por una mayor disponibilidad de recursos hídricos, la reserva fría eficiente era casi nula, obligando al uso de generación térmica con altos costos variables (COES, 2022f). Esto indica que el problema no es exclusivo del estiaje, sino que afecta al sistema en todas las estaciones.

Figura 4

Composición de la capacidad de generación en el SEIN - diciembre 2020.



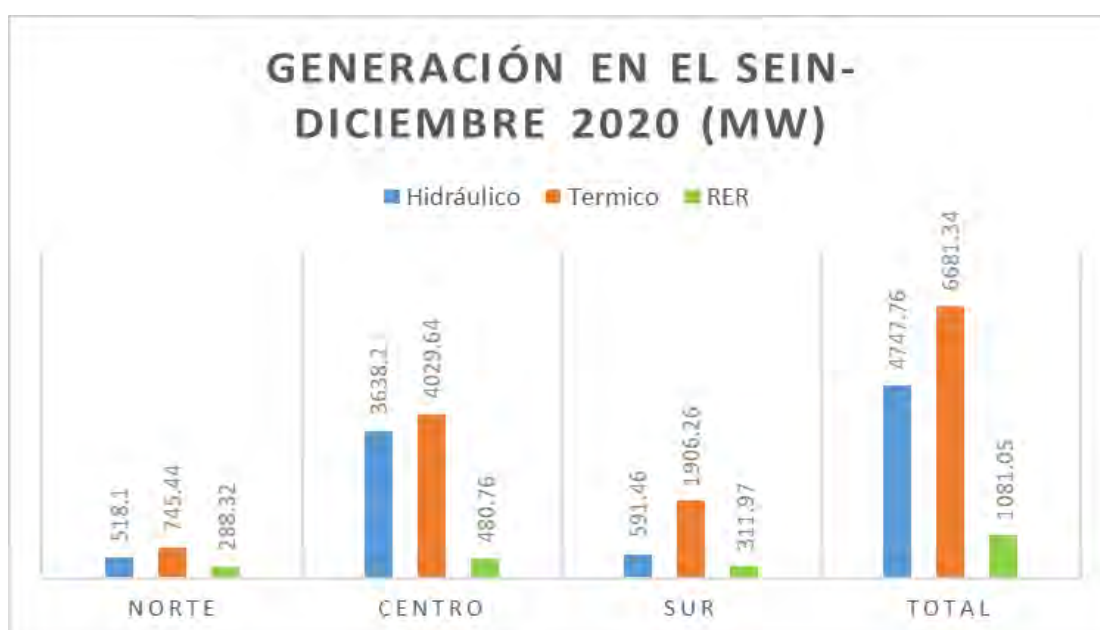
Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

Aunque el SEIN disponía de una potencia efectiva de 12.510.15 MW en diciembre de 2020, los cambios en la demanda resaltaron la dependencia del sistema en generación térmica (53 %), que incluyeron tanto centrales eficientes como no eficientes. Por ejemplo, en regiones como el Norte y el Sur, donde la generación no eficiente representaba 589,31 MW y 1906,26 MW respectivamente (Ver Figura 6), las fluctuaciones incrementaron los costos operativos, dificultando aún más la gestión y respuesta del sistema.

Figura 5

Composición de las centrales eléctricas en el SEIN - diciembre 2020.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

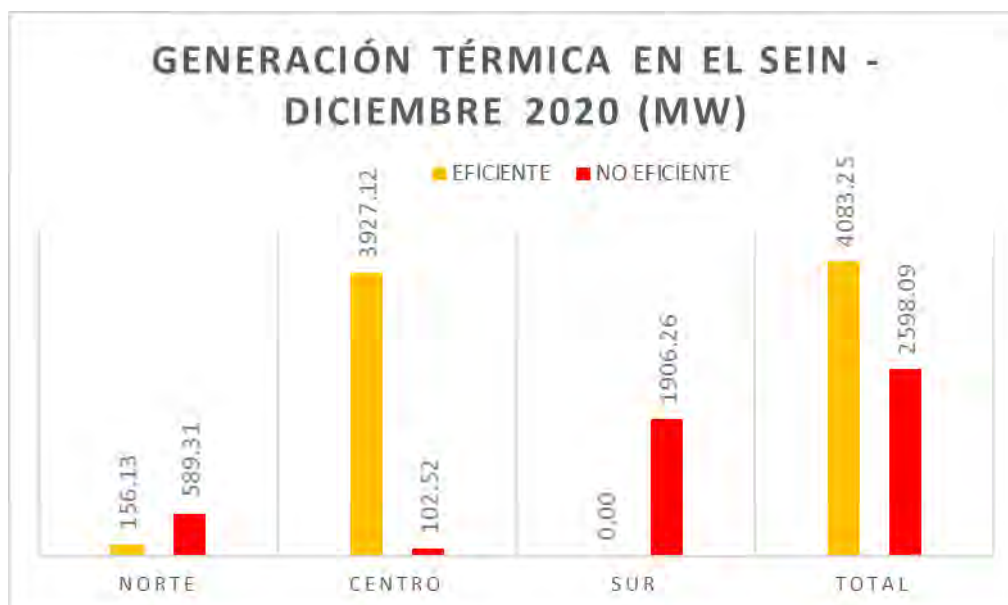
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

La limitada disponibilidad de generación eficiente, especialmente en períodos críticos, pone en riesgo la continuidad del suministro eléctrico y aumenta los costos marginales. De los 6.681,34 MW (Ver figura 5) generadores térmicos de 2020, solo 4.083,25 MW corresponde a fuentes eficientes, mientras que 2.598,06 MW provinieron de centrales no eficientes (Ver Figura 6). Esta situación fue particularmente crítica en el Sur, donde toda la generación térmica era no eficiente. Además, la ausencia de una planificación apropiada y la dependencia de centrales costosas en áreas fuera del área

Centro, donde predomina el gas natural, han evidenciado la vulnerabilidad del sistema frente a contingencias como mantenimientos programados y restricciones en el suministro de recursos.

Figura 6

Composición de las centrales térmicas en el SEIN - diciembre 2020.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

Para abordar las problemáticas identificadas en la gestión de la reserva fría eficiente del SEIN, resulta necesario realizar un análisis energético orientado a anticipar los desafíos operativos, considerando las proyecciones de demanda a mediano plazo y las fluctuaciones estacionales. Esto implica no solo fortalecer la integración de energías renovables no tradicionales o convencionales, como la eólica y solar sino también optimizar la capacidad operativa de las centrales térmicas eficientes que emplean gas natural, predominantes en el área Centro del Perú. Además, el empleo de herramientas de simulación, como el modelo PERSEO 2.0, permitiría analizar diferentes escenarios y prever el impacto de restricciones operativas, asegurando así la sostenibilidad del sistema eléctrico del Perú ante el incremento de la demanda.

1.4. Formulación del problema

1.4.1. Problema general

¿De qué manera la reserva fría eficiente podrá ayudar a reducir los costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025?

1.4.2. Problemas específicos

- ¿De qué manera la reserva fría eficiente podrá ayudar a reducir los altos costos de operación en el Perú, a mediano plazo 2021-2025?
- ¿De qué manera la reserva fría eficiente podrá ayudar a reducir los altos costos variables por tipo de generación, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025?
- ¿De qué manera la potencia efectiva podrá ayudar a reducir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Analizar la reserva fría eficiente para ayudar a reducir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.

1.5.2. Objetivos específicos

- Analizar como la reserva fría eficiente ayuda a reducir los altos costos de operación, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.
- Evaluar como la reserva fría eficiente ayuda a reducir los altos costos variables por tipo de generación, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.
- Analizar como la evolución de potencia efectiva ayuda a reducir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.

1.6. Justificación

1.6.1. Justificación Teórica

La justificación de esta investigación se basa en la necesidad de abordar problemas relacionados con la operación eficiente y sostenible del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), donde los desafíos de generación eficiente son más evidentes.

En términos técnicos, la investigación considera que hasta el año 2022 el SEIN contaba con una potencia efectiva de 13.190,24 MW, distribuida entre generación hidroeléctrica (5.202,20 MW), térmica (7.033,56 MW) y renovable (954,48 MW). Sin embargo, la operación del sistema está condicionada por los costos variables de generación y la disponibilidad de recursos, lo que genera dependencia de unidades menos eficientes, como las que operan con diésel o residual, especialmente en momentos de alta demanda. Esta situación es particularmente crítica en el sur del país, en las cuales las plantas termoeléctricas del Nodo Energético del Sur (NES), diseñadas para operar con gas natural, utilizan actualmente combustible diésel a causa de la carencia de infraestructura apropiada, lo que eleva los costos y disminuye la eficiencia operativa. Además, el marco normativo, como la Ley N° 29970, buscó garantizar la seguridad energética promoviendo proyectos como el NES, pero la ausencia del Gasoducto Sur Peruano ha limitado su impacto. Esto ha provocado una escasez de generación eficiente en la zona sur y una creciente dependencia de la región central del país para suplir la demanda. Durante el día de máxima demanda en 2022, las centrales termoeléctricas, incluidas las del NES, cubrieron el 61,2% de la generación, aunque presenten altos costos operativos variables.

Por lo tanto, desde un enfoque conceptual, la investigación se basa en conceptos fundamentales de la administración de reservas de energía, gestión de la demanda y

optimización de generación, lo que permite entender cómo las limitaciones actuales afectan la capacidad del sistema para garantizar un suministro confiable.

1.6.2. Justificación Social

El suministro eléctrico confiable es un componente esencial con el fin de asegurar la calidad de vida de la ciudadanía y el adecuado funcionamiento de la provisión de servicios esenciales en el Perú. En particular, una reserva fría eficiente en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) asegura la disponibilidad de energía durante períodos críticos, como los meses de estiaje o en momentos de alta demanda, reduciendo la vulnerabilidad de sectores esenciales como la salud, la educación y las telecomunicaciones. Durante la pandemia de COVID-19, la continuidad del suministro eléctrico permitió la operación de hospitales, el acceso a plataformas educativas remotas y la conectividad social, aspectos fundamentales para enfrentar una crisis sanitaria de esa magnitud. Además, el suministro eléctrico confiable es clave para regiones como el sur del Perú, donde la dependencia de generación térmica no eficiente podría comprometer la estabilidad del sistema y, por ende, afectar de manera negativa la calidad de vida de sus habitantes. Este estudio busca evaluar cómo la optimización de la reserva fría eficiente puede contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico, proporcionando un servicio más resiliente para todos los sectores de la población, con un impacto significativo en las comunidades más vulnerables y en las áreas geográficas con mayor dependencia de generación no eficiente.

1.6.3. Justificación Económica

Desde una perspectiva económica, una gestión adecuada de la reserva fría eficiente disminuye los costos marginales de generación, lo que puede reflejarse en menores tarifas eléctricas para los consumidores finales. El uso de centrales térmicas eficientes, que operan con gas natural, resulta en un menor costo operativo comparado

con las centrales no eficientes que utilizan combustibles más caros como el diésel y el carbón. Además, la planificación de la reserva fría eficiente también permite minimizar las pérdidas económicas derivadas de apagones o de la necesidad de recurrir a fuentes de energía más costosas, lo que afecta tanto a la industria como a los hogares.

1.6.4. Justificación Técnica

Desde una perspectiva técnica, el sistema eléctrico peruano enfrenta desafíos significativos debido a los altos costos de generación asociados a la dependencia de centrales térmicas no eficientes que utilizan combustibles caros como el diésel. Según datos del SEIN, los costos marginales en 2022 experimentaron incrementos significativos en barras clave como Santa Rosa 220 kV y Moquegua 220 kV, alcanzando valores que afectan tanto a los generadores como a los consumidores finales. Este estudio se enfoca en analizar cómo una gestión adecuada de la reserva fría eficiente, basada en la integración de fuentes más económicas como el gas natural, es capaz de disminuir los gastos operativos, optimizar la sostenibilidad del sistema y estabilizar las tarifas eléctricas. Esto no solo beneficiará a los consumidores, sino que también fortalecerá la competitividad del mercado eléctrico nacional y garantizará un suministro más económico para la industria y los hogares.

Las centrales hidráulicas en el Perú tienen una producción estacional debido a las estaciones de avenida y estiaje. Durante el periodo de avenida, que comprende (noviembre a mayo), las centrales hidráulicas pueden operar a su capacidad efectiva debido a la abundancia de agua. Sin embargo, en la época de estiaje, (junio a octubre), la capacidad de generación hidráulica disminuye drásticamente por la reducción del caudal de los ríos. Las restricciones de temperatura afectan a las centrales térmicas, particularmente durante la temporada de verano, cuando la mayor parte de las plantas de gas natural se concentran en la costa central del Perú. Las altas temperaturas limitan la

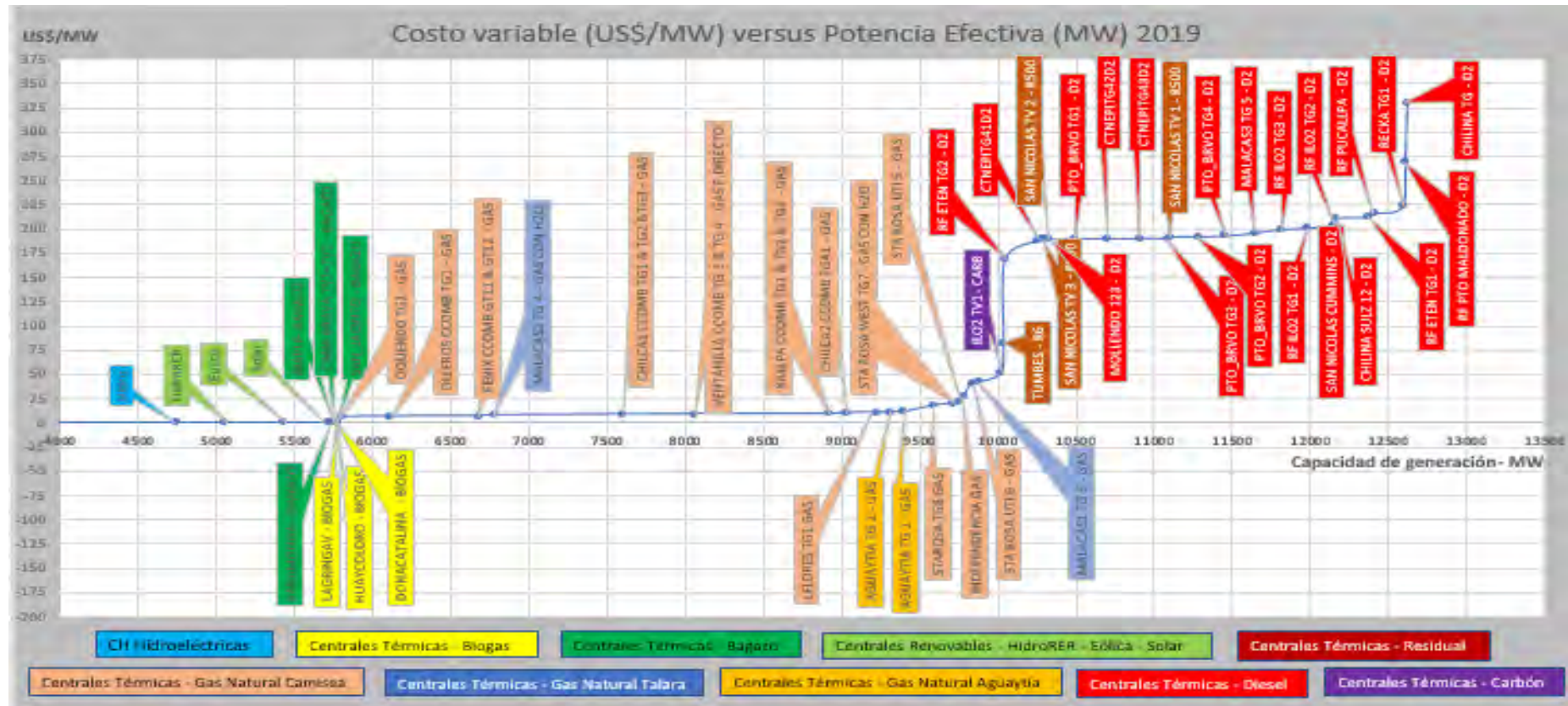
capacidad de generación porque los equipos deben operar por debajo de su potencia efectiva para evitar el sobrecalentamiento. Esto resulta en una disminución significativa de la potencia disponible en el sistema durante los meses más cálidos, agravando la situación cuando la demanda de energía es alta. La variabilidad de las centrales eólicas, la generación limitada de las centrales solares solo durante el día, y las centrales indisponibles por mantenimiento afectan significativamente la capacidad efectiva de generación del SEIN. Esto se refleja en una curva de costos variables versus potencia efectiva que ajusta la percepción de sobreoferta en el sistema. Además, en la Figura 7, correspondiente a diciembre de 2019, se puede apreciar que la potencia total instalada de generación en el SEIN alcanza aproximadamente los 13,000 MW. La gráfica muestra que las centrales hidroeléctricas, renovables (eólica y solar) y térmicas de biogás y bagazo tienen costos variables muy bajos o incluso negativos. Esto las convierte en opciones económicas y preferidas para la generación de energía. Los costos fluctuantes de las centrales térmicas que utilizan gas natural son moderados, lo que les permite cubrir una parte significativa a la demanda. Sin embargo, las centrales térmicas que utilizan diésel y carbón presentan costos variables mucho más altos, lo que las hace menos deseables para la generación regular y las sitúa como última opción cuando la demanda es muy alta o cuando otras fuentes no están disponibles.

Mientras que en la Figura 8, correspondiente a diciembre de 2020, se observa una tendencia similar con algunas mejoras notables. La capacidad total de generación instalada en el SEIN ha aumentado ligeramente, manteniéndose en torno a los 13,000 MW. Se aprecia un incremento en la capacidad de producción de energía hidroeléctrica y renovables, por lo cual es positivo ya que reduce la dependencia de fuentes más caras. La capacidad de generación con costos variables bajos ha aumentado, lo que sugiere un incremento de mejora en la eficiencia y una mayor incorporación de fuentes renovables

y económicas, indicando una ligera mejora en la distribución de los costos, indicando una posible optimización en la gestión de las fuentes de generación. Las centrales térmicas a diésel y carbón continúan siendo las opciones más costosas y se utilizan sólo cuando todas las demás opciones no pueden satisfacer la demanda.

Figura 7

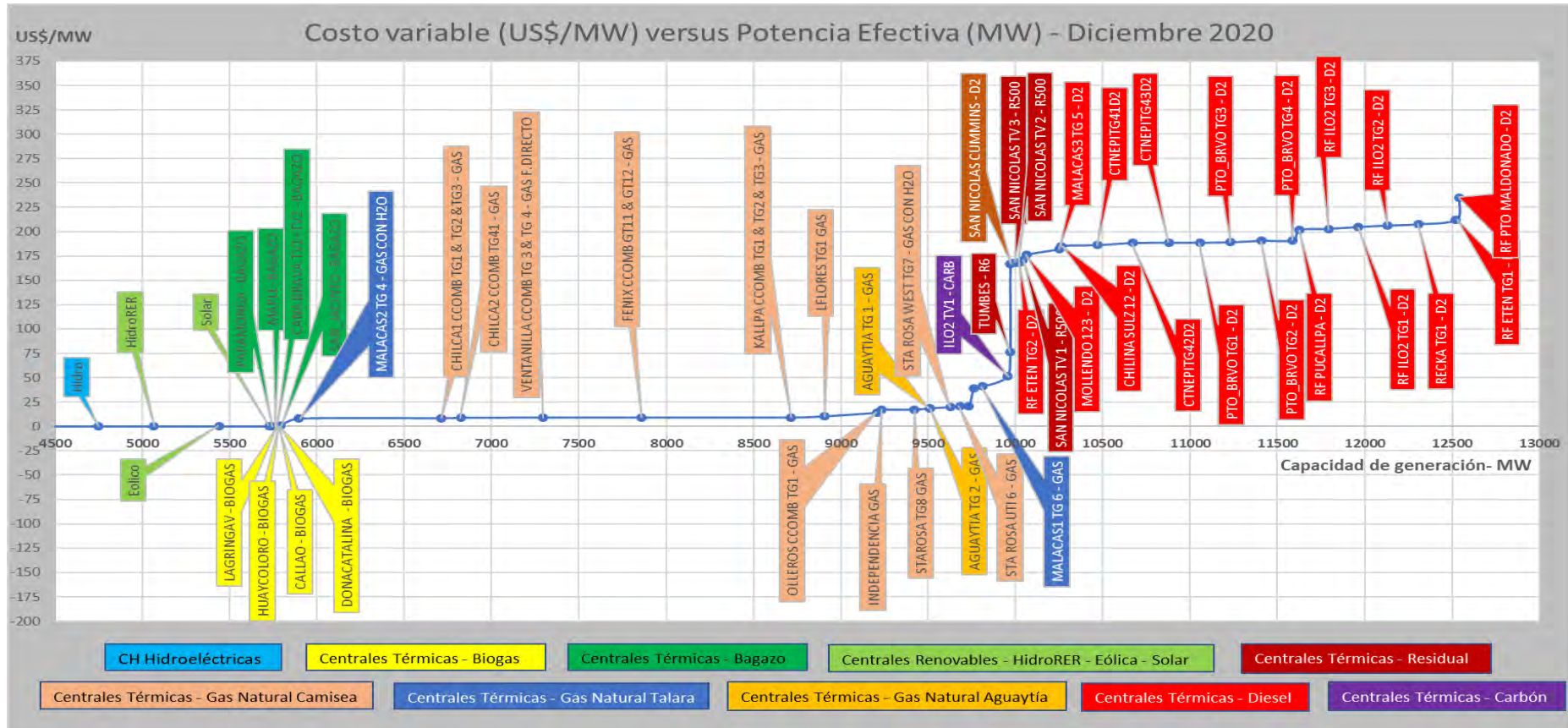
Suma de potencias instaladas en función de los costos variables - diciembre 2019.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

Figura 8

Suma de potencias instaladas en función de los costos variables - diciembre 2020.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

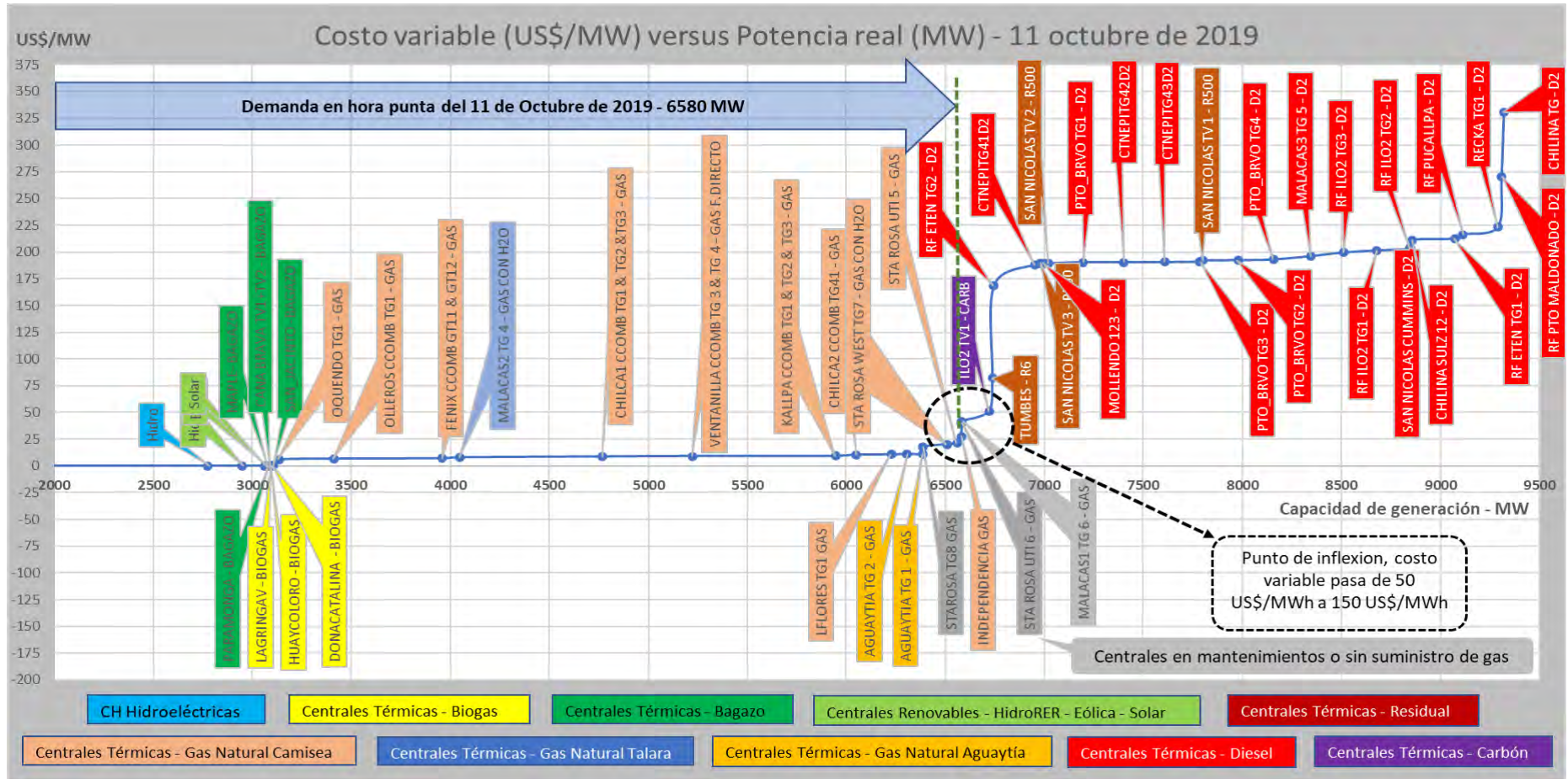
En la Figura 9, se observa la capacidad de generación para atender la máxima demanda del 11 de octubre de 2019 a las 19:00 horas. Bajo las condiciones reales de operación, se evidencia que la generación de las centrales hidráulicas, renovables y térmicas con gas natural es suficiente para cubrir la demanda del SEIN utilizando centrales con un costo variable menor. Sin embargo, esto plantea una problemática importante: si la demanda continúa creciendo sin un aumento proporcional en la generación eficiente, el impacto se reflejará en un incremento de los costos marginales.

La causa principal de esta situación es la escasa disponibilidad de plantas de generación con bajos costos operativos cuando la demanda supera ciertos niveles. En la gráfica, esto se visualiza claramente en las curvas o codos, donde hay un punto de inflexión significativo. A partir de este punto, el gasto operativo variable de las unidades generadoras aumenta abruptamente de aproximadamente 50 US\$/MWh a 150 US\$/MWh. Este incremento se debe a que, una vez agotada la capacidad de las centrales más económicas, es necesario recurrir a fuentes de generación más costosas, como las centrales térmicas a diésel y carbón.

El impacto de esta situación es considerable, puesto que un aumento continuo de la demanda sin un incremento equivalente en la capacidad de generación eficiente implica que el sistema deberá depender cada vez más de estas fuentes costosas. Esto no solo elevará los costos marginales de generación, sino que también incrementará el costo de la electricidad para los clientes finales. Además, la dependencia de centrales menos eficientes puede afectar la estabilidad y sostenibilidad del suministro eléctrico a largo plazo.

Figura 9

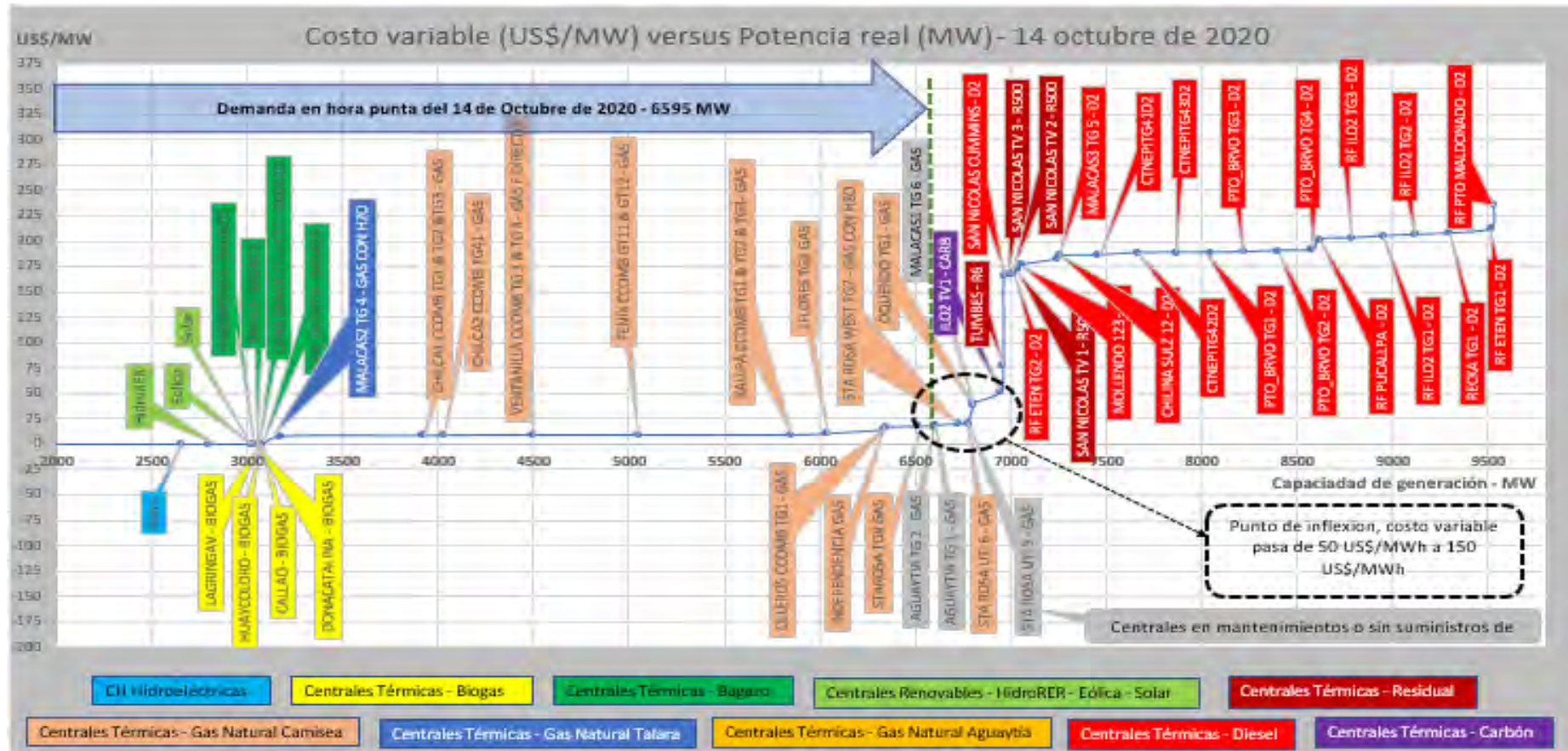
Suma de potencias en función de los costos variables - 11 octubre 2019.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

Figura 10

Suma de potencias en función de los costos variables - 14 octubre 2020

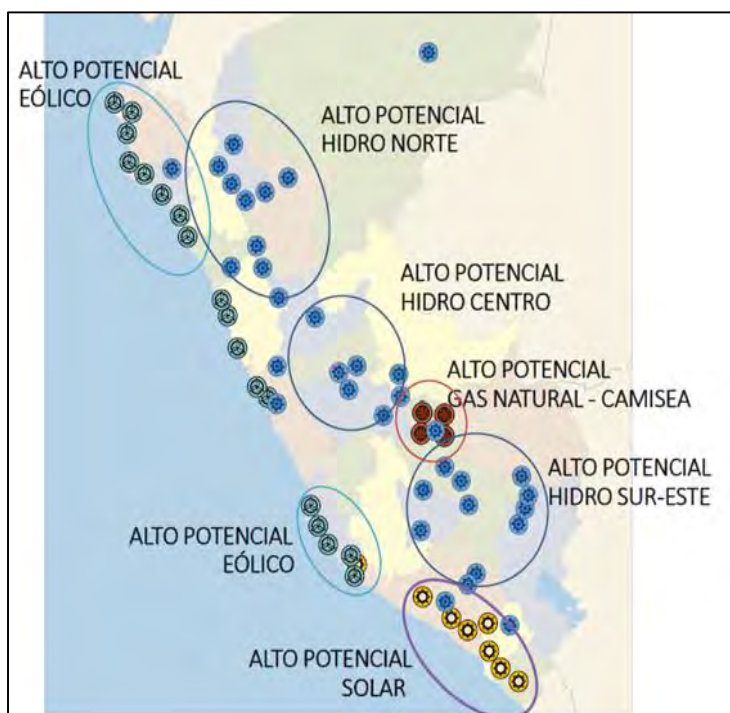


Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

Otro factor es el punto de inflexión en los costos variables de generación, identificado en la Figura 10, donde al agotar las fuentes de menor costo (menos de 50 US\$/MWh), el sistema debe recurrir a centrales térmicas más costosas que operan con diésel o carbón, incrementando los costos variables hasta 175 US\$/MWh. Esto no solo impacta los costos marginales, sino que también afecta la sostenibilidad económica del sistema y las tarifas eléctricas para los consumidores finales. En este contexto, es imprescindible analizar y proyectar la reserva fría eficiente del sistema, considerando la creciente inclusión de fuentes de energía renovable y las iniciativas futuras que buscan diversificar la matriz energética del Perú. La Figura 11 muestra el considerable potencial eólico y solar del país, lo que resalta la necesidad de integrar estas fuentes de manera planificada, garantizando que su variabilidad no comprometa la confiabilidad del sistema.

Figura 11

Potencia eólica y solar del Perú.



Nota. Información de la web del COES

1.7.Importancia

La relevancia de esta investigación se fundamenta en que el análisis de la reserva fría eficiente en el SEIN es crucial para garantizar la sostenibilidad operativa del sistema eléctrico peruano. Este enfoque permite abordar los desafíos asociados con la variabilidad estacional de los recursos de energía limpia, tales como la hidroeléctrica, eólica y solar, las cuales son altamente dependientes de factores climáticos. También, se enfatiza la necesidad de considerar los mantenimientos programados y las restricciones operativas, que disminuyen la capacidad efectiva de generación, especialmente durante períodos críticos como el estiaje.

1.8.Alcances y limitaciones

1.8.1. Alcances

Esta investigación se basa en la recolección de información proporcionada por los organismos encargados al funcionamiento del sistema eléctrico en el Perú. Los datos recopilados fueron procesados utilizando herramientas adecuadas para calcular la reserva fría eficiente en el mediano plazo en diferentes escenarios proyectados hasta el año 2025. La investigación proyectará los escenarios de la reserva fría eficiente en el mediano plazo utilizando la herramienta PERSEO 2.0, un software especializado para la simulación y evaluación del sistema eléctrico del Perú. La proyección de escenarios para la reserva fría eficiente en el SEIN se fundamenta en el estudio de la demanda energética, el crecimiento de nuevas fuentes de generación y restricciones operativas como mantenimientos, disponibilidad de gas natural y estacionalidad. Se calcula la capacidad instalada y efectiva, considerando pérdidas por mantenimientos y variabilidad estacional, además del impacto de fuentes renovables como solar y eólica.

- a) Para el análisis de la reserva fría eficiente se tomará datos reales de medidores que emite el COES cada 15 minutos durante las 24 horas, meses y años, en las cuales ya están consideradas las pérdidas.

- b) Se empleará la estimación del crecimiento de la demanda desarrollada por el COES el cual está dentro de su informe denominado plan de operación a largo plazo del SEIN (POLP) correspondiente al periodo de crecida 2024 – estiaje 2026.
- c) Mediante el análisis del comportamiento de la reserva fría, se determina los precios marginales en cada una de las barras del SEIN, teniendo en cuenta las fluctuaciones de la oferta y la demanda bajo distintos escenarios a lo largo del periodo 2021-2025.
- d) Se utilizó la modelación matemática lineal del despacho hidrotérmico Perseo 2.0 mediante el uso del software GAMS (General Algebraic Modeling System), para el cálculo de la reserva fría mediante el informe sobre la energía producida por las unidades generadoras térmicos y reporte de potencia de centrales hidráulicas en las barras de generación.
- e) Se analizará el efecto que ocasionaría la ausencia de reserva fría eficiente en el Perú, así como sobre los costos marginales, tomando en cuenta la generación base alimentada por gas natural e incorporando la generación eficiente no convencional.

1.8.2. Limitaciones

La información disponible no será completamente exhaustiva debido a la restricción de acceso a ciertos datos clave por parte de organismos de operación del sistema eléctrico y empresas relacionadas.

- a) En esta investigación no se realizaron proyecciones de la demanda ni de la capacidad instalada de potencia a nivel nacional debido a la complejidad que implica este análisis. Para estimar adecuadamente dichas proyecciones, sería necesario considerar una variedad de parámetros económicos, como el aumento del Producto Bruto Interno (PBI), la inflación, las políticas energéticas futuras y otros factores interrelacionados que requieren metodologías específicas y modelos complejos. Por ello, se opta por utilizar las proyecciones de demanda

establecidas en el Plan operativo de largo plazo del SEIN 2024-2026, que ya cuentan con un enfoque integral y actualizado para el período estudiado.

b) No se realizarán proyecciones específicas de los costos marginales finales ni de los costos de operación, debido a que estos dependen directamente de la variabilidad y gestión de la reserva fría, la cual está sujeta a múltiples factores operativos y externos que escapan al alcance del presente estudio.

c) No se realizará cálculos manuales mediante fórmulas de las potencias activas ya que estas están incluidas dentro del modelo PERSEO 2.0.

d) En esta investigación no se realizarán entrevistas directas con representantes de los organismos involucrados ni se accederá a información confidencial o no pública. Esto se debe a que dichos representantes niegan las facilidades requeridas para realizar dichas entrevistas y más aún a la información requerida por ser confidencial. En su lugar, el análisis se basará en datos oficiales publicados, registros históricos y simulaciones con las herramientas disponibles.

1.9.Hipótesis

1.9.1. *Hipótesis general*

El análisis de la reserva fría eficiente en el sistema eléctrico, permite disminuir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.

1.9.2. *Hipótesis específicas*

- El análisis de la reserva fría eficiente, contribuye a la reducción de los altos costos de operación en el sistema eléctrico del Perú, en el mediano plazo 2021-2025.
- La evaluación eficiente de la reserva fría permite reducir los costos variables por tipo de generación en el Perú durante el período 2021-2025.
- El análisis en la evolución de la capacidad de potencia efectiva permite determinar la reducción de los elevados costos marginales en el Perú entre 2021- 2025.

1.10. Variables e indicadores

Variables

a. Variable independiente:

- Capacidad de Reserva Fría (MW)

Indicadores

- Potencia efectiva (MW)
- Potencia instalada (MW)

b. Variable dependiente:

- Costo marginal (US\$/MW.h)

Indicadores

- Costo variable (US\$/MW.h)
- Costo de operación (USD)

c. Variable interviniente:

- Demanda eléctrica

Indicadores

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

Matriz de operacionalidad

Variables	Definición conceptual	Indicadores	Unidades	Definición de operacionalita
Variable independiente: Reserva fría eficiente	Es la capacidad de generación adicional que puede ser provista por unidades de generación que estén disponibles y certificadas para sincronizarse en un tiempo máximo.	Potencia activa Potencia instalada Cantidad de megawat disponible Energía disponible	Mw Mw Mw Gw.h	Indica la cantidad de potencia y disponibilidad requerida en el sistema.
Variable dependiente: Costo marginal	Es el costo adicional que se genera al producir una unidad más de un bien o servicio.	Costo variable Costo de operación	US\$/Mw.h US\$	Refleja los gastos asociados al combustible y a la operación necesarios para generar una unidad adicional de energía.
Variable interviniente: Demanda eléctrica	Cantidad de energía eléctrica demandado durante un intervalo de tiempo determinado	Máxima demanda Energía consumida	Mw Gw.h	Nivel de potencia y energía que el sistema necesita para satisfacer la demanda.

1.11. Metodología

1.11.1. Tipo de investigación

Se trata de un tipo de investigación aplicada ya que busca utilizar conocimientos teóricos y técnicos sobre la generación y operación del sistema eléctrico en el Perú para resolver

problemas prácticos relacionados con la capacidad de la reserva fría eficiente (Hernández et al., 2014).

1.11.2. Nivel de investigación

El presente trabajo es del tipo descriptivo-explicativo porque desarrolla un diagnóstico actual del costo de energía en el Perú y de una evaluación futura en dichos costos al contar con centrales eficientes. Y, asimismo, busca explicar la presencia de la reserva fría no eficiente en el SEIN (Hernández et al., 2014).

1.11.3. Diseño de investigación

El diseño de la investigación es no experimental y de análisis documental, ya que se trabajará exclusivamente en el análisis de datos históricos y registros oficiales, sin intervención ni manipulación de variables por parte del investigador (Hernández et al., 2014). Este enfoque permite realizar un estudio descriptivo y analítico sobre la evolución y comportamiento del sistema eléctrico en el período evaluado. La investigación se basará en el levantamiento de datos suministrados por organismos como el COES, centrada en la capacidad de generación del SEIN, la disponibilidad de gas natural, los mantenimientos programados y la incorporación de energías renovables.

El proceso comenzará con la recolección de datos históricos sobre la operación del sistema eléctrico, seguido de un análisis exhaustivo de informes y reportes sobre generación y demanda. Con esta información, el cálculo de la reserva fría a mediano plazo se realiza mediante simulaciones en el software PERSEO 2.0, utilizando datos históricos sobre generación, demanda, mantenimientos programados, disponibilidad de recursos y capacidad instalada. Se modelan diferentes escenarios que incluyen restricciones operativas, estacionalidad y proyecciones de crecimiento de la demanda. Los datos se ingresan al software para simular el comportamiento del sistema eléctrico bajo diversas condiciones, evaluando la capacidad de respuesta, costos operativos y generación eficiente frente a no eficiente. Los

resultados se analizan y validan con datos históricos, ajustando proyecciones para garantizar la precisión del análisis y determinar la capacidad de la reserva fría en el Perú a mediano plazo.

1.12. Periodo de análisis de datos

Para esta investigación, el periodo de análisis abarca desde el año 2021 hasta el 2025.

1.13. Población y muestra

La población y la muestra para este caso son los mismos, ya que lo conforman todos los integrantes del SEIN, así mismo, la red de transmisión existente y las previstas en el mediano plazo.

1.14. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

- El análisis documental, que consistirá en la revisión de bibliografía, documentos especializados
- Se utilizará como técnica de análisis documental con el fin de reunir datos del “COES”, en el crecimiento de la demanda. Este método consiste en examinar y evaluar documentos, informes y datos disponibles en fuentes oficiales y publicaciones especializadas.
- Se utilizarán fichas de registros para analizar de forma cuantitativa la generación y disponibilidad de las centrales eléctricas.

1.15. Procesamiento de datos

Se elegirán algunos escenarios con el promedio de indisponibilidades por mantenimientos ejecutados y por falta de recursos para su funcionamiento, que se repiten año tras año para ponerlos en la herramienta computacional MODELO PERSEO 2.0, el cual calculará el impacto en la reserva fría. Una vez obtenido los resultados se analizará y sacará algunas conclusiones con dichos resultados para su respectiva exposición y explicación.

1.16. Matriz de Consistencia

ANÁLISIS DE LA RESERVA FRÍA EFICIENTE PARA REDUCIR LOS COSTOS MARGINALES EN EL PERÚ, A MEDIANO PLAZO 2021-2025				
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLES	INDICADORES
¿De qué manera la reserva fría eficiente podrá ayudar a reducir los costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025?	Analizar la reserva fría eficiente para ayudar a reducir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.	El análisis de la reserva fría eficiente en el sistema eléctrico, permite disminuir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.	Independiente: Capacidad de Reserva fría	Potencia efectiva (MW) Potencia instalada (MW)
			Dependiente: Costo Marginal	Costo variable (US\$/MW.h) Costo de operación (USD)
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECIFICAS	MÉTODOLOGÍA	TÉCNICA
¿De qué manera la reserva fría eficiente podrá ayudar a reducir los altos costos de operación en el Perú, a mediano plazo 2021-2025?	Analizar como la reserva fría eficiente ayuda a reducir los altos costos de operación, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.	El análisis de la reserva fría eficiente, contribuye a la reducción de los altos costos de operación en el sistema eléctrico del Perú, en el mediano plazo 2021-2025.	Se trata de un tipo de investigación aplicada.	El análisis documental, que consistirá en la revisión de bibliografía, documentos especializados
¿De qué manera la reserva fría eficiente podrá ayudar a reducir los altos costos variables por tipo de generación, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025?	Evaluar como la reserva fría eficiente ayuda a reducir los altos costos variables por tipo de generación, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.	La evaluación eficiente de la reserva fría permite reducir los costos variables por tipo de generación en el Perú durante el período 2021-2025.	El presente trabajo es del tipo descriptivo-explicativo.	Se utilizará la técnica de análisis documental para la recopilación de información del "COES", en el crecimiento de la demanda.
¿De qué manera la potencia efectiva podrá ayudar a reducir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025?	Analizar como la evolución de potencia efectiva ayuda a reducir los altos costos marginales, en el Perú a mediano plazo, 2021-2025.	El análisis en la evolución de la capacidad de potencia efectiva permite determinar la reducción de los elevados costos marginales en el Perú entre 2021- 2025.	Dado el caso, el diseño de la investigación es no experimental de análisis documental.	Se utilizarán fichas de registros para analizar de forma cuantitativa la generación y disponibilidad de las centrales eléctricas
			INSTRUMENTO	POBLACIÓN Y MUESTRA
			Registro de campo Registro documental	La población y la muestra para este caso son los mismos, ya que lo conforman todos los integrantes del SEIN, así mismo, la red de transmisión existente y las previstas en el mediano plazo.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

2.1.1. *Antecedentes Internacionales*

Jara et al. (2021) en su artículo “Expansión a largo plazo de la capacidad de Generación: caso del mercado acoplado Perú-Chile”, tuvieron como objetivo analizar los efectos de la interconexión eléctrica entre Perú y Chile en términos de desarrollo del parque de generación, costos marginales y complementariedad energética. Se aplicó un modelo fundamentado en la teoría de dinámica de sistemas, dividido en submodelos para despacho económico y expansión de capacidad, evaluando escenarios desde 2019 hasta 2050. Los resultados mostraron que la mayor parte del intercambio energético ocurre de Perú a Chile, entre 98 % y 79% del flujo total, debido a costos marginales más bajos en Perú. Se concluye que no existe complementariedad energética significativa en el corto y mediano plazo, aunque podría darse cuenta parcialmente en el largo plazo. Ambos países podrían alcanzar una matriz eléctrica con un 75% de energías renovables para 2050, beneficiándose de costos más competitivos y mayor sostenibilidad.

Pérez (2022) en su investigación “Análisis del hidrógeno como nuevo sistema energético e instrumento político: un análisis de la volatilidad a largo plazo”, tuvo como objetivo analizar el potencial del hidrógeno verde como vector energético y herramienta política, enfocándose en su impacto en la transición energética hacia un modelo sostenible. La metodología combinó análisis de regresión con series temporales y un enfoque DAFO, utilizando herramientas como Gretl y Excel para modelar datos de emisiones y tendencias energéticas. Los resultados indicaron que España no alcanzará una descarbonización completa para 2050, quedando un 23,7% de emisiones por eliminar, a menos que el hidrógeno verde cubra una demanda significativa, estimada en un 20%.

Además, se destacó que los impuestos aplicados a las emisiones de carbono fomentan la expansión de las energías renovables, aunque estas energías enfrentan mayores desafíos económicos frente a las fósiles. El estudio subrayó el papel geopolítico del hidrógeno con el objetivo de disminuir la dependencia energética de fuentes fósiles.

Jaramillo et al. (2022) en su investigación “Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE”, tuvieron como objetivo llevar a cabo la programación económica a largo plazo y examinar los efectos de la incorporación de fuentes renovables no convencionales (ERNC) en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, empleando la plataforma SimSEE. La metodología incluyó modelar las centrales existentes y futuras, desarrollar una base de datos y validar los resultados obtenidos con SimSEE comparándolos con la plataforma SDDP. Los resultados muestran que la incorporación de proyectos ERNC, como energía solar y eólica, reduce significativamente los costos operativos del sistema y mejora la sostenibilidad energética. Además, se evidencia que el ingreso de estas tecnologías incrementa la garantía en el abastecimiento y reducción de la dependencia de fuentes fósiles. El análisis destacó la factibilidad tanto técnica como económica de integrar ERNC con el fin de mejorar el funcionamiento de la red eléctrica en un horizonte de 10 años.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Butrón y Cerida (2020) en su investigación “Propuesta de un marco regulatorio que incentive las inversiones eficientes en generación eléctrica en el Perú”, tuvieron como objetivo proponer un entorno normativo que promueva inversiones eficientes en la producción de electricidad en el Perú, considerando el crecimiento de la demanda eléctrica y fomentando un entorno competitivo que asegure la excelencia y la confiabilidad en el suministro. Para ello, se utilizó una metodología que incluyó el análisis

del marco regulatorio vigente, la revisión de experiencias internacionales en países como Colombia, Chile y Brasil, y un diagnóstico detallado de los principales problemas de la industria eléctrica peruana, tales como la sobreoferta y las barreras que Enfrentar las energías renovables no convencionales. Como resultado, se plantearon propuestas concretas, entre ellas el desarrollo de un sistema de licitaciones orientado a un cargo por confiabilidad mejorada, la implementación de concursos por bloques horarios programados con mayor antelación y la flexibilización de requisitos para facilitar los contratos con energías renovables no convencionales. Estas medidas buscan promover inversiones sostenibles y competitivas en el corto plazo.

Escobedo et al. (2021) en su investigación “Propuesta alternativa al desarrollo del Gasoducto Sur Peruano a través de una solución de generación eléctrica en Camisea y su integración al SEIN”, tuvieron como objetivo plantear una opción al proyecto del Gasoducto Sur Peruano mediante la instalación de una planta termoeléctrica en Camisea y su enlace al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de una línea de transmisión de 500 kV. La metodología fue de tipo hipotético-deductiva, planteando tres casos posibles con evaluaciones técnicas y financieras para evaluar la factibilidad del proyecto. Los hallazgos demostraron que el costo de generación es competitivo, con valores de 28.2 USD/MWh para ciclo simple y 32.6 USD/MWh para ciclo combinado, junto con los indicadores financieros, tales como un Valor Actual Neto (VAN) positivo y el TIR mayor al 12%, sustentaron la factibilidad del proyecto, destacando como escenario más favorable el primer caso con una planta de ciclo simple. El estudio confirma la posibilidad de atender eficientemente la demanda energética futura del país.

Fernandez y Izaguirre (2023) en su investigación “Incremento del potencial de generación eólico-solar en la transición energética RER peruana a corto plazo al 2027”, tuvo el propósito de este estudio fue analizar el aumento del potencial de generación

Eólico-Solar dentro de la transición energética basada en Fuentes de Energía Renovable (FER) en el territorio peruano, en el corto plazo, hasta el año 2027. La metodología aplicada fue de carácter descriptivo, recurriendo a múltiples entidades acreditadas en el ámbito de las energías renovables. El diseño de la investigación fue no experimental, dado que no se efectuó una manipulación intencional de las variables. Los resultados indican que, considerando los proyectos con concesión definitiva y estudios de preoperatividad aprobados, se proyecta para el 2027 la incorporación de 959,30 MW provenientes de cinco plantas solares de generación fotovoltaica y 458,7 MW de tres parques eólicos. Esto elevará la potencia efectiva de las centrales eólicas a 1 130,90 MW, lo que representa un incremento del 106,9%. Por su parte, las plantas solares fotovoltaicas aumentarán su capacidad efectiva a 1 245,61 MW, con una variación positiva del 335,05%. Adicionalmente, durante el periodo de análisis, se prevé una disminución del 48,21% en la generación de energía con petróleo BD5, lo que equivale a una reducción aproximada de 7 334 005 toneladas de CO₂ emitidas.

2.2.Bases teóricas

2.2.1. Planta generadora de energía

Es una instalación industrial diseñada para convertir una fuente de energía primaria en energía eléctrica utilizable. Las cuales cumplen una función crucial en la satisfacción de la demanda eléctrica en hogares, empresas, industrias y otros sectores. Dependiendo de la fuente energética empleada y la tecnología involucrada, las plantas generadoras pueden variar en tamaño, eficiencia e impacto ambiental. El proceso en generación de energía eléctrica involucra varias etapas, desde la conversión de la fuente de energía en movimiento mecánico hasta la transformación de este movimiento en electricidad (Salguero y Vicidomini, 2021).

La generación eléctrica en el Perú es un tema con gran importancia debido al requerimiento de disponer de un recurso confiable y sostenible de energía para impulsar un avance tanto económico como social de la nación. En el contexto peruano, la generación eléctrica abarca tecnologías en diversas fuentes de energía y desafíos específicos. El Perú cuenta con una variedad de fuentes de generación eléctrica. Estas incluyen hidroeléctricas, termoeléctricas (a gas natural y diésel), solares, eólicas y otras fuentes renovables. La hidroelectricidad ha sido históricamente una fuente fundamental, aprovechando la topografía montañosa del país y la presencia de ríos caudalosos (Mendiola et al., 2012).

Las centrales eléctricas transforman distintos tipos de energía en energía eléctrica, marcando el primer paso en el sistema de generación eléctrica. Este proceso implica transformar fuentes de energía primaria, como combustibles fósiles o renovables, en energía eléctrica mediante generadores, los cuales operan bajo principios comunes, aunque sus diseños pueden variar según el fabricante (Salguero y Vicidomini, 2021).

La demanda de electricidad varía a lo largo del día debido a factores como las actividades industriales de la región, los horarios de producción, y el uso doméstico de aparatos como calentadores y refrigeradores. También fluctúa según la temporada, las condiciones climáticas y las horas del día, especialmente en temperaturas extremas de frío o calor. Para satisfacer estas variaciones, los productores de electricidad recurren a plantas de reserva o activan unidades adicionales en función de los patrones de demanda, ya sea de manera programada o estacional (Salguero y Vicidomini, 2021).

Las centrales eléctricas se pueden clasificar según su principal fuente de energía. Las plantas de energía química utilizan plantas de energía radiactiva, así como energía termoeléctrica y solar térmica. Además, las centrales hidroeléctricas se pueden utilizar con ríos o con el mar. Las plantas eólicas producen electricidad aprovechando la corriente

a través de un alternador y una turbina. Todas estas fuentes de energía tienen diferentes turbinas determinadas por su fuente de energía primaria. La excepción es la energía solar térmica, que no utiliza una turbina. Con mucho, la mayor parte de la electricidad en todo el mundo es producida por estos dos primeros tipos de plantas (Pedrozo, 2021).

2.2.2. Parámetros característicos de las plantas generadoras de energía

la planta generadora de energía eléctrica tiene un conjunto de variables características que definen su capacidad, eficiencia y funcionamiento. Estos parámetros varían según el tipo de planta y la tecnología utilizada. Aquí están algunos de los parámetros más importantes:

A. Capacidad Nominal: Corresponde al nivel máximo de energía eléctrica que la planta puede generar en condiciones óptimas. Se expresa en megavatios (MW) o gigavatios (GW) (Gutiérrez y Palacios, 2022).

Tecnologías para Combustibles Fósiles:

- Plantas de Carbón
- Plantas de Gas Natural
- Plantas de Petróleo

Energía Nuclear:

- Plantas Nucleares

Energías Renovables:

- Plantas Hidroeléctricas
- Plantas Solares
- Plantas Eólicas
- Plantas de Biomasa
- Plantas Geotérmicas

Tecnologías de Almacenamiento y Cogeneración:

- Plantas Cogeneradoras: Producen simultáneamente electricidad y calor
- Plantas con almacenamiento: Permiten acumular la energía generada en periodos en los que la demanda es baja para utilizarla durante periodos de alta demanda o cuando la generación es insuficiente debido a fluctuaciones en fuentes primarias de energía (como las solares o eólicas).

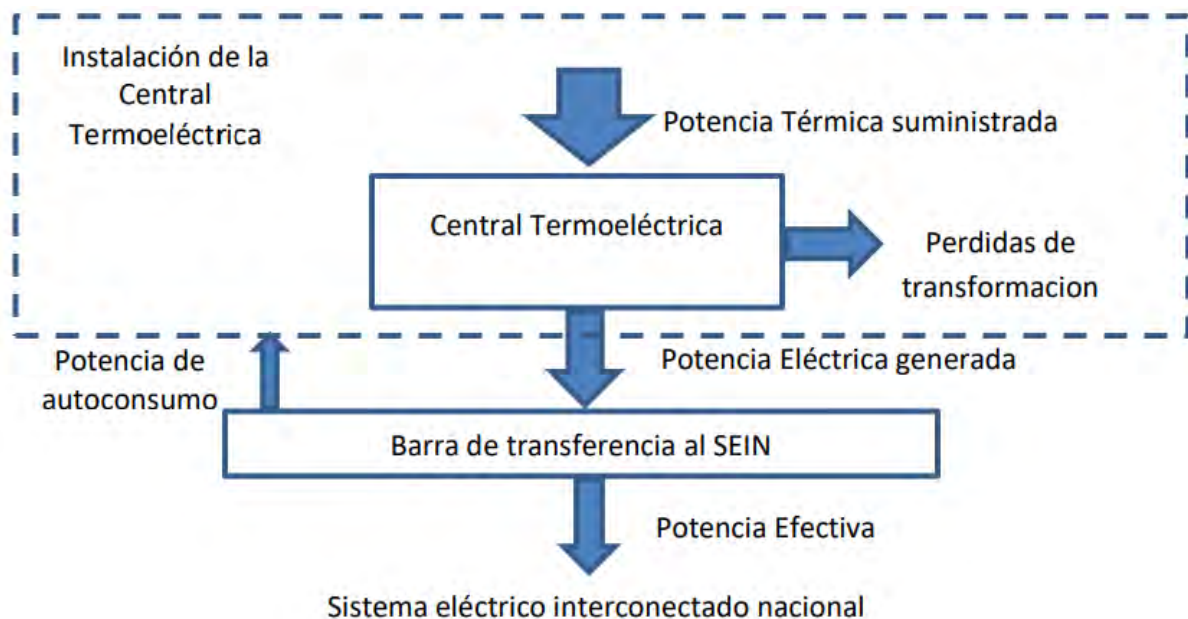
B. Potencia Instalada: La potencia instalada se refiere a la capacidad total de generación eléctrica que suman las unidades de generación del Sistema Eléctrico. Este valor refleja la capacidad máxima que el sistema es capaz de producir bajo condiciones ideales. Se utiliza para monitorear y evaluar cómo varía la capacidad de los generadores en el tiempo y su impacto en la capacidad total del sistema eléctrico (Garayar, 2018).

C. Potencia Efectiva: Las máquinas necesitan operar a niveles reales de desempeño. Las pruebas estandarizadas determinan la potencia de salida más alta que puede alcanzar una máquina. Esto establece la capacidad diaria de generación de energía de la máquina, que representa su nivel máximo de rendimiento operativo (Garayar, 2018).

D. Potencia Firme: Es la máxima potencia de salida que puede producir una unidad de generación. Se calcula mensualmente y se ve afectado por el riesgo de que las unidades de generación no estén disponibles. Este valor también se ve afectado por el límite inferior de producción en la planta de energía que se paga (Garayar, 2018).

Figura 12

Diagrama de flujo de potencia en una central termoeléctrica.



Nota. Adaptado de (Gutiérrez y Palacios, 2022).

2.2.3. Tipos de tecnologías de las plantas generadoras de energía

2.2.3.1. Centrales hidroeléctricas

La central hidroeléctrica se define como un complejo electromecánico, integrado por diversos equipos, mecanismos de protección para su operación y control, que se distinguen por su capacidad de transformar una energía potencial producida por el flujo de agua transformada en energía mecánica y luego en energía eléctrica de manera constante. Estas instalaciones explotan tanto la energía cinética como la potencial derivadas de la caída del agua (altura geodésica). El flujo de agua posee dos tipos de energía: una relacionada con su velocidad (cinética) y otra asociada a su posición (potencial). De esta forma, se pueden utilizar caídas de agua pequeñas con un caudal alto o bien caídas más pronunciadas con caudales menores, dependiendo de las circunstancias específicas (Mendoza y Carbajal, 2019).

Una planta hidroeléctrica utiliza la energía potencial almacenada en el agua gravitacional del río a través de turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos. Estas centrales eléctricas generan electricidad al convertir la masa en altura, en este caso, el agua del río, en energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas son estructuras diseñadas para capturar y utilizar la energía hídrica. En estas instalaciones, la energía hidráulica se transforma en electricidad mediante un proceso lo cual transforma la energía hidráulica en electricidad mediante un generador eléctrico unido a una turbina hidráulica. La construcción de una central hidráulica implica una diversidad de componentes en infraestructura civil, como la toma de agua, puntos de captación, canales de derivación, embalses, reservorios, presas, sistemas para eliminar arena y residuos, cámaras de carga, tuberías de presión y la estación de generación de energía. Estos elementos pueden incrementar significativamente los costos de inversión, especialmente en casos donde la central se construye dentro de una montaña, como en instalaciones tipo caverna (Mendoza y Carbajal, 2019).

A. Centrales hidroeléctricas de embalse (Almacenamiento): Estas centrales almacenan agua en un embalse creado mediante una represa. El agua acumulada se libera a través de compuertas y fluye hacia una turbina, generando electricidad. Son capaces de proporcionar energía constante, ya que pueden controlar el flujo de agua, lo que permite adaptarse a la demanda de electricidad (Valverde, 2022). Además, pueden ser utilizados para regular el caudal del río aguas abajo y para el riego.

B. Centrales hidroeléctricas de pasada (Caudal constante): Son centrales hidroeléctricas que aprovechan el caudal natural de un río con el propósito de producir electricidad. Estas centrales a diferencia de las centrales hidroeléctricas tradicionales no es necesario construir grandes embalses o represas. En cambio,

aprovechan el flujo constante y continuo del río para generar energía. Según Valverde (2022) las características claves de las centrales hidroeléctricas son las siguientes:

- **Flujo del río:** Estas centrales se sitúan en tramos de ríos donde el caudal es relativamente constante y no varía significativamente a lo largo del año. Esto permite generar energía más constante en comparación con las centrales de almacenamiento con embalses.
- **Toma de agua:** En lugar de construir una gran represa, las centrales de pasada tienen una toma de agua que canaliza parte del flujo del río hacia una tubería o conducto.

C. Centrales hidroeléctricas de bombeo: También conocidas como plantas hidroeléctricas reversibles, son instalaciones que permiten almacenar y gestionar la energía eléctrica de manera eficiente. Estas centrales funcionan de manera diferente a las centrales hidroeléctricas convencionales, ya que están diseñadas para generar electricidad tanto en momentos de alta demanda como para almacenar energía cuando exista baja demanda y exceso de producción. Aquí hay una descripción general de cómo funcionan dichas centrales: Estas centrales cuentan con dos embalses a diferentes alturas y una central eléctrica intermedia que contiene turbinas y generadores. Un embalse se encuentra en un nivel más alto (embalse superior), mientras que el otro está en un nivel más bajo (embalse inferior) (Valverde, 2022).

2.2.3.2. Centrales termoeléctricas

La central termoeléctrica o central térmica genera electricidad a partir del calor liberado por quemar fuentes fósiles como el gas natural, el carbón o el crudo. El calor se usa para alimentar un alternador; este proceso se denomina ciclo termodinámico. Debido a que emite dióxido de carbono al aire, una central termoeléctrica se considera dañina para el medio ambiente (Gutiérrez y Palacios, 2022).

Según Taipe y Ampuño (2022) las centrales termoeléctricas han sido un pilar en la generación de electricidad, pero la transformación hacia una matriz energética más ecológica es un objetivo importante para enfrentar los desafíos ambientales y climáticos.

A. Funcionamiento básico: Las centrales termoeléctricas funcionan a través de un proceso que involucra la combustión de los combustibles fósiles y generar calor. El agua se calienta con este calor para convertirla en vapor. El cual generado a la presión elevada mueve las aspas de una turbina, que a su vez hace girar un generador de energía. Luego, el vapor se enfría y condensa nuevamente a líquido en un condensador, donde se puede recircular para repetir el ciclo (Taipe y Ampuño, 2022).

B. Tipos de centrales termoeléctricas:

- **Central térmica de carbón:** Utiliza carbón como fuente de energía primaria. Puede ser de tipo subcrítico, supercrítico o ultra supercrítico en función a su temperatura y presión en la caldera.
- **Central térmica de petróleo:** Emplea derivados del petróleo, como el diésel, para generar calor. Suelen ser menos comunes que las centrales a gas.
- **Central térmica de gas natural:** El gas natural se emplea como recurso energético.

C. Eficiencia y desafíos ambientales:

- Las centrales termoeléctricas enfrentan desafíos en términos de eficiencia, puesto que una parte de la energía se consume como calor residual.
- La liberación de gases de efecto invernadero y dióxido de carbono (CO₂), son una preocupación importante debido a que aportan al fenómeno del cambio climático.

D. Ciclos combinados y cogeneración:

- Los ciclos combinados integran una turbina de gas junto con una turbina de vapor para mejorar la eficiencia energética.
- La cogeneración consiste en la generación simultánea de energía eléctrica y calor aprovechable, como parte de un proceso productivo. En este sistema, la electricidad generada se utiliza principalmente para cubrir las necesidades energéticas del propio proceso, y cualquier excedente puede ser vendido en el mercado eléctrico.

2.2.3.3. Centrales de energía solar fotovoltaica

Son infraestructuras que emplean módulos solares fotovoltaicos para transformar directamente la energía solar en electricidad. En los últimos años, esta tecnología ha registrado un aumento considerable debido a su capacidad para producir energía renovable y limpia. Estas instalaciones aprovechan la radiación solar para transformarla en energía eléctrica directa a través del efecto fotovoltaico (Espejo y Aparicio, 2020).

A. Paneles solares fotovoltaicos: Las celdas de los paneles solares fotovoltaicos están compuestas por materiales semiconductores, comúnmente silicio. Al recibir la luz solar, estas celdas liberan electrones, produciendo así una corriente eléctrica de tipo continua. Varios paneles se conectan en paralelo o en serie para formar matrices más grandes (Espejo y Aparicio, 2020).

B. Celdas fotovoltaicas: Las celdas fotovoltaicas captan la energía solar directamente y producen electricidad; se fabrican con semiconductores llamados células fotovoltaicas o células solares de película delgada. Alternativamente, la deposición de metal sobre un sustrato llamado celda fotovoltaica produce electricidad (Espejo y Aparicio, 2020).

C. Optimizadores: Los optimizadores de potencia son dispositivos instalados entre los módulos fotovoltaicos y el inversor en un sistema solar. Su objetivo principal es maximizar la eficiencia particular de cada módulo, permitiendo que funcionen a su máximo potencial óptimo. Se utilizan especialmente cuando ciertos grupos de paneles conectados en serie presentan fallos o disminución en el desempeño, lo que normalmente limitaría la producción del resto. Con los optimizadores, cada panel puede funcionar de manera independiente, evitando que el bajo rendimiento de uno afecte a toda la instalación (<https://www.e4e-soluciones.com>)

D. Inversores de corriente: Es un equipo electrónico encargado de transformar la corriente continua (CC), generada por los paneles solares a baja tensión (entre 380 y 800 voltios), en corriente alterna (CA) de 110 voltios. Existen dos tipos principales de inversores de potencia:

1. Inversores para sistemas conectados a la red eléctrica convencional: Están diseñados para operar en conjunto con la red pública, permitiendo el uso de energía en equipos que funcionan con 110 V. Estos inversores no requieren baterías.
2. Inversores para sistemas aislados o híbridos: Están destinados a instalaciones fuera de la red o mixtas. Su función es transformar la energía para su uso inmediato o para almacenarla en baterías, permitiendo su utilización en otro momento (<https://www.e4e-soluciones.com>).

E. Baterías: Las baterías son componentes fundamentales en los sistemas fotovoltaicos aislados y también en las instalaciones híbridas, ya que permiten almacenar la energía generada. Son indispensables para garantizar el suministro eléctrico durante la noche o en jornadas con baja o nula radiación solar, como los días nublados. La capacidad de almacenamiento de estas baterías se expresa en amperios (<https://www.e4e-soluciones.com>).

F. Dispositivos de protección y sistema de puesta a tierra: Se trata de dispositivos de desconexión, ya sean manuales o automáticos, que actúan como elementos de seguridad para proteger el sistema de conductores y elementos de una planta solar fotovoltaica frente a sobretensiones y otras fallas dentro del sistema. Además, permiten una desconexión segura de la infraestructura para realizar labores de mantenimiento o reparación. En sistemas conectados a la red eléctrica, estos elementos interrumpen la conexión para resguardar a los técnicos que trabajan en las redes de distribución y transmisión. De igual manera, el sistema de puesta a tierra proporciona un camino de baja resistencia hacia el suelo, protegiendo la instalación fotovoltaica contra sobrecargas provocadas por rayos u otras fallas (<https://www.e4e-soluciones.com>).

G. Otros componentes de una instalación fotovoltaica muy importantes

- **Soportes:** Es importante considerar que los paneles fotovoltaicos deben ser colocados sobre estructuras de montaje firmes que aseguren su estabilidad. Estos soportes son esenciales para mantener los módulos correctamente orientados e inclinados, con el fin de mejorar la absorción de energía solar. Asimismo, deben evitar que los paneles se desplacen o sufran daños ante condiciones climáticas adversas como viento, lluvia o nieve.

- **Seguidores solares:** En efecto, los seguidores solares se emplean con mayor frecuencia en centrales solares fotovoltaicas orientadas al suministro eléctrico de energía a través de la red eléctrica convencional, así como en instalaciones ubicadas en terrenos amplios o terrazas planas. Estos dispositivos de orientación permiten optimizar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos ajustando su posición en función del movimiento del sol. Se calcula que su uso puede incrementar la eficiencia del sistema hasta en un 30% en zonas con alta radiación solar. Según su tipo de movimiento y alineación con respecto al sol, los seguidores se dividen en dos categorías: rastreadores solares de un solo eje (horizontal, polar o azimutal) y seguidores de doble eje, los cuales mantienen una orientación perpendicular al sol en todo momento (<https://www.e4e-soluciones.com>).

Las instalaciones fotovoltaicas y la fabricación de células solares han desarrollado un avance en los últimos años gracias a la financiación de grupos ecologistas alemanes y Eurosolar. Fueron producidos en masa por primera vez a partir de 2000 gracias a la financiación de Eurosolar. Esto ha llevado a una mayor producción de paneles solares y sistemas de energía para alimentar aplicaciones y dispositivos autónomos. Este tipo de energía también puede alimentar las redes de distribución de electricidad alimentando las redes eléctricas con un exceso de energía.

2.2.3.4. Centrales de energía eólica

Las centrales de energía eólica, también conocidas como parques eólicos, son instalaciones que producen electricidad utilizando la energía cinética del viento. Estas centrales constituyen un recurso energético sostenible que se ha desarrollado rápidamente debido a su habilidad para generar electricidad sin la presencia de contaminantes atmosféricos o gases de efecto invernadero.

- **Funcionamiento (Aerogeneradores):** Las centrales eólicas utilizan aerogeneradores, que son estructuras altas con aspas grandes que capturan la energía cinética del viento. Las aspas giran debido al viento y, a su vez, hacen girar un generador eléctrico para producir electricidad (García, 2021).

La energía eólica se origina a partir del desplazamiento del aire que convierte la energía cinética en otras formas útiles para los humanos (Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura 2017).

Prácticamente en cualquier lugar donde se necesite electricidad se puede alimentar con sistemas solares o eólicos. Estas fuentes de energía son significativamente más baratas que las centrales eléctricas tradicionales y proporcionan energía en áreas de difícil acceso. Algunos parques eólicos pequeños pueden incluso proporcionar electricidad en áreas de difícil acceso que carecen de conexión a la red eléctrica. Por otro lado, los grandes aerogeneradores se utilizan para producir electricidad a través de parques eólicos ubicados en tierra. Esta es una opción mucho más económica y competitiva que las fuentes de energía convencionales. Los parques eólicos marinos son grandes aerogeneradores que se construyen cerca de la costa. Producen más electricidad que las turbinas terrestres, pero su operación y mantenimiento cuestan más. Dado que los parques eólicos marinos producen electricidad más fuerte y constante, se usa con más frecuencia que las turbinas terrestres. Esto se debe al hecho de que, en tierra, las turbinas producen electricidad errática (García, 2021).

2.2.4. Oferta y Demanda

La gráfica de la oferta, representada como S en la Figura 13, ilustra de qué manera la cantidad suministrada de un producto varía en función de su valor. Presenta una pendiente ascendente; conforme el precio sube, las empresas muestran mayor disposición y capacidad para fabricar y comercializar una mayor cantidad. Si los costos de producción

se reducen, pueden mantener la misma oferta a un precio más bajo o incrementar la producción sin variar el precio. Esto provoca un desplazamiento de la curva de oferta hacia la derecha (de S a S'). La expresión general de la curva de oferta se representa mediante la siguiente fórmula:

$$Q_s = g(P) \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Q_d : Cantidad demandada del bien.

P : Precio del bien

g : Una función que explica cómo la cantidad demandada se modifica ante variaciones en el precio y otros factores, como el nivel de ingresos, los precios de bienes relacionados, preferencias y otros elementos contextuales.

Por otro lado, la curva de demanda, denotada como D , indica que el volumen que los usuarios buscan obtener de un producto depende de su precio. Esta tiene una pendiente descendente; cuando todo lo demás se mantiene de forma continua, los usuarios desean adquirir más de un producto a medida que su costo disminuye, la demanda igualmente puede estar condicionada por otros factores, tales como los ingresos, las condiciones climáticas y los precios de bienes sustitutivos o complementarios. En general, en la mayoría de los productos, un aumento en los ingresos eleva la cantidad demandada, desplazando el desplazamiento del desplazamiento de la curva de demanda en sentido positivo (de D a D'). La forma general de la ecuación de la curva de demanda se puede expresar como:

$$Q_d = g(P) \quad \text{Ecuación 2.2}$$

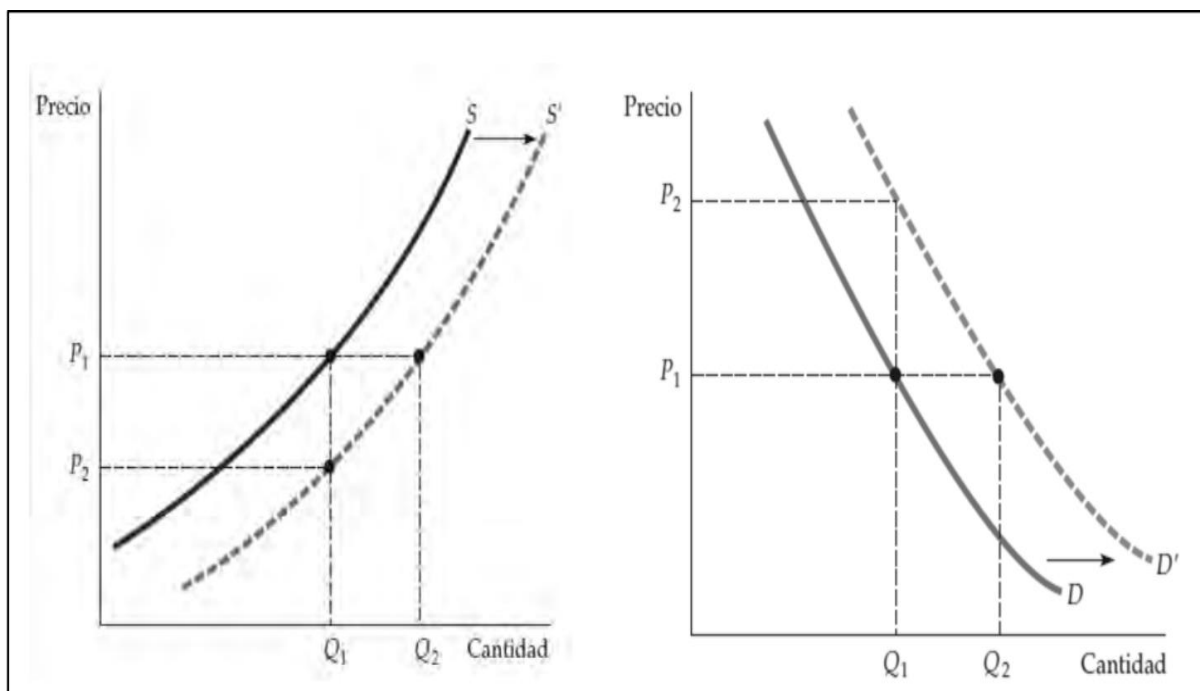
Q_d : Cantidad demandada del bien.

P : Precio del bien

g : Una función que explica cómo la cantidad demandada se modifica ante variaciones en el precio y otros factores, como el nivel de ingresos, los precios de bienes relacionados, preferencias y otros elementos contextuales.

Figura 13

Curva de oferta y demanda.



Nota. Tomado del libro “Microeconomía”. (Pindyck et al., 2013).

2.2.5. Análisis de costo energético

El análisis de costos energéticos es un proceso que implica evaluar y cuantificar los diferentes aspectos económicos relacionados con el uso, la generación y el reparto de energía. Este análisis es esencial para tomar decisiones conscientes sobre cómo utilizar y generar energía de manera eficiente y rentable. Según Rodríguez et al. (2015) los pasos clave en un análisis de costo energético son los siguientes:

- A. Identificación de costos:** Identificar y calcular los gastos directos e indirectos de los procesos de fabricación, distribución y consumo de energía. Esto incluye costos de capital, operativos y de mantenimiento.

- B. Clasificación de costos:** Clasificar los costos en categorías, como costos de inversión (equipos, infraestructura), costos operativos (combustible, conservación), gastos de transmisión y distribución, y costos de demanda (consumo de energía). Los gastos se pueden categorizar de la siguiente manera:
- Costos Directos e Indirectos
 - Costos de Inversión y Operativos
 - Costos de Mantenimiento y Reparación
 - Costos de Transmisión y Distribución
 - Costos de Energía
- C. Comparación de tecnologías:** Si se está evaluando diversas opciones para la producción de energía, como solar, eólica, hidroeléctrica, térmica, etc., comparar los costos de inversión, operación y conservación de cada tecnología ayudará a determinar cuál es la opción más rentable en el largo plazo.
- D. Análisis del ciclo de vida:** Considera los costos a lo largo del tiempo que dura un proyecto energético, desde la construcción hasta el desmantelamiento y eliminación.
- E. Externalidades y costos ocultos:** Reconoce los impactos ambientales, sociales y económicos que pueden no estar reflejados en los costos directos, como la polución atmosférica o el calentamiento global.
- F. Amortización de costos:** Calcula cómo se distribuyen los costos a lo largo del tiempo y cómo se amortizan a medida que se beneficia de la generación continua de energía.
- G. Costos marginales:** El costo marginal, igualmente denominado costo adicional, representa el incremento en el costo total que se genera al fabricar una unidad extra de un producto. Como los costos fijos permanecen constantes

independientemente del volumen de producción, el costo marginal corresponde al aumento en los costos variables o el costo total cuando se fabrica una unidad extra. En términos simples, el costo marginal indica el valor adicional que implica generar una unidad más de producto.

$$CM = \frac{d(CT)}{d(q)} = \frac{d(CF+CV)}{d(q)} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

- H. Eficiencia energética:** Considera cómo la eficiencia energética en la producción, distribución y uso puede influir en los costos globales.
- I. Tasas de descuento:** Toma en cuenta la tasa de descuento con el propósito de analizar los costos y beneficios en un horizonte temporal.
- J. Comparación de alternativas:** Usa el marco conceptual para comparar diferentes tecnologías, estrategias de generación y fuentes de energía de acuerdo con sus gastos asociados.
- K. Análisis de sensibilidad:** Realiza un análisis de sensibilidad para evaluar cómo los cambios pueden ser muy sensibles al ser realizados de manera brusca o precipitadas.

Los sistemas eléctricos requieren una comprensión fundamental de la planificación con el objetivo de lograr un balance entre los requerimientos y los recursos del planeta energético de la sociedad moderna. Los costos tecnológicos se encuentran influenciados por otros factores como la política, el mercado y los sistemas regulatorios. Estos sistemas también modifican el precio de combustibles tales como la radiación solar, las corrientes de aire y los recursos hídricos. Aunque estos costos sean cero, el costo del combustible cambia debido a estos otros factores. Por primera vez, este informe analiza cómo diez países diferentes en una región específica cambiaron el precio de sus tecnologías (Rodríguez et al., 2015)

Koo et al. (2011) desarrollaron el Modelo de Costo Total, que es la base del análisis económico que presenta la propuesta. El modelo considera dos razones principales por las que debe aplicarse a todos los tipos de generación de energía, tanto convencionales como renovables. Primero, proporciona datos para cualquier tipo de sistema energético que sea consistente y confiable para usar como modelo. Y segundo, es aplicable a cualquier tipo de generación de energía con cualquier fuente de combustible o energía.

El modelo calcula los costes de una infraestructura para la producción de energía sostenible sumando sus costes de externos, fijos, variables y capital. Los costos de capital son el dinero invertido en el sistema. A medida que cambia, los costos variables cambian la capacidad del sistema, mientras que los costos fijos no cambian independientemente del tamaño del sistema. Los costos externos provienen de la generación de electricidad; estos gastos incluyen problemas de salud y degradación ambiental que se derivan de la generación de electricidad.

Por lo tanto, la ecuación para calcular el costo total es:

$$\text{Costo total} = CC + CF + CV + CE \quad \text{Ecuacion 2.4}$$

En este caso, CC, CF, CV y CE son los costos de capital, los costos fijos, los costos variables y los costos externos de la estructura de costos basada en el esquema energético diseñado, respectivamente.

2.2.6. Herramienta computacional - Modelo Perseo 2.0

El Modelo PERSEO fue desarrollado en el año 2000 por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Este modelo plantea un problema de optimización orientado a la coordinación hidrotérmica en horizontes de mediano y largo plazo, resuelto a través del optimizador ILOG CPLEX. La programación del modelo se realiza utilizando los lenguajes FORTRAN y C++, y CPLEX interactúa de manera continua con los

componentes del modelo. Los datos iniciales se ingresan en formato ASCII y los resultados se generan en formatos “txt” y “csv”. Además, el modelo se ha desarrollado en una plataforma especializada en optimización matemática llamada GAMS (General Algebraic Modeling System), destaca por su lenguaje algebraico accesible que facilita la formulación integral de problemas en su editor. Posteriormente, se le añadieron nuevas funcionalidades al Modelo PERSEO, tales como reservas primarias y secundarias de frecuencia, límites de capacidad de transporte de gas natural, despacho de unidades de generación forzada, y límites en los flujos entre áreas (Osinermin, 2018).

La tabla 2 muestra las características más resaltantes del modelo Perseo 2.0 para un mejor entendimiento y validez en la utilización de dicho software para los cálculos requeridos

Tabla 2

Características resaltantes del MODELO PERSEO 2.0.

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

*Nota.*Manual de Usuario - Modelo PERSEO 2.0 (Osinermin, 2018)

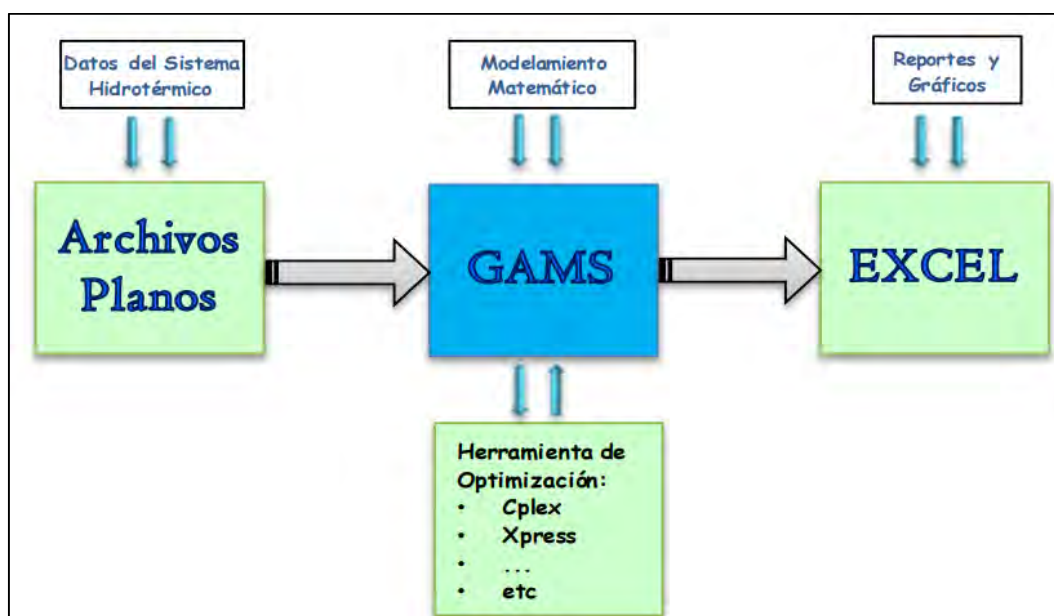
2.2.6.1. Diagrama del Modelo PERSEO

En la Figura 14 se presenta el diagrama operacional del Modelo. Este comienza con la carga de archivos de datos, que aportan los detalles requeridos para simular el

sistema eléctrico dentro del contexto de planificación operativa hidrotérmica. La formulación matemática se realiza en el editor de GAMS. Después de configurado, se convoca al optimizador, en este caso, el CPLEX®. Este optimizador se encarga de encontrar la solución óptima al problema de despacho hidrotérmico, buscando minimizar los costos de generación mientras se cumplen las restricciones de la red eléctrica y la hidrología. Al final, los informes se producen en un formato compatible con EXCEL (“csv”) (Osinergmin, 2018).

Figura 14

Diagrama estructural del modelo PERSEO.



Nota. Tomado de (Osinergmin, 2018).

Conforme a los parámetros establecidos tal como se aprecia en la Figura 14, el Modelo ofrece diversas metodologías para ilustrar la red de transmisión eléctrica. Una característica relevante del Modelo es su capacidad para incorporar las pérdidas de transmisión mediante un proceso iterativo que busca la convergencia. Es crucial destacar que, aunque el problema matemático subyacente se asemeja estructuralmente a un modelo de flujo en redes, las ecuaciones específicas que describen el flujo de corriente continua (DC) imponen restricciones adicionales que divergen de la típica estructura de grafos.

Estas restricciones representan un desafío adicional para los algoritmos de optimización, cuya eficacia para hallar la solución óptima depende significativamente de la longitud y la complejidad de la red de transmisión modelada (Osinergmin, 2018). Este enfoque permite una simulación más precisa y ajustada a las necesidades reales de la red, facilitando la planificación y gestión estratégica de la infraestructura eléctrica.

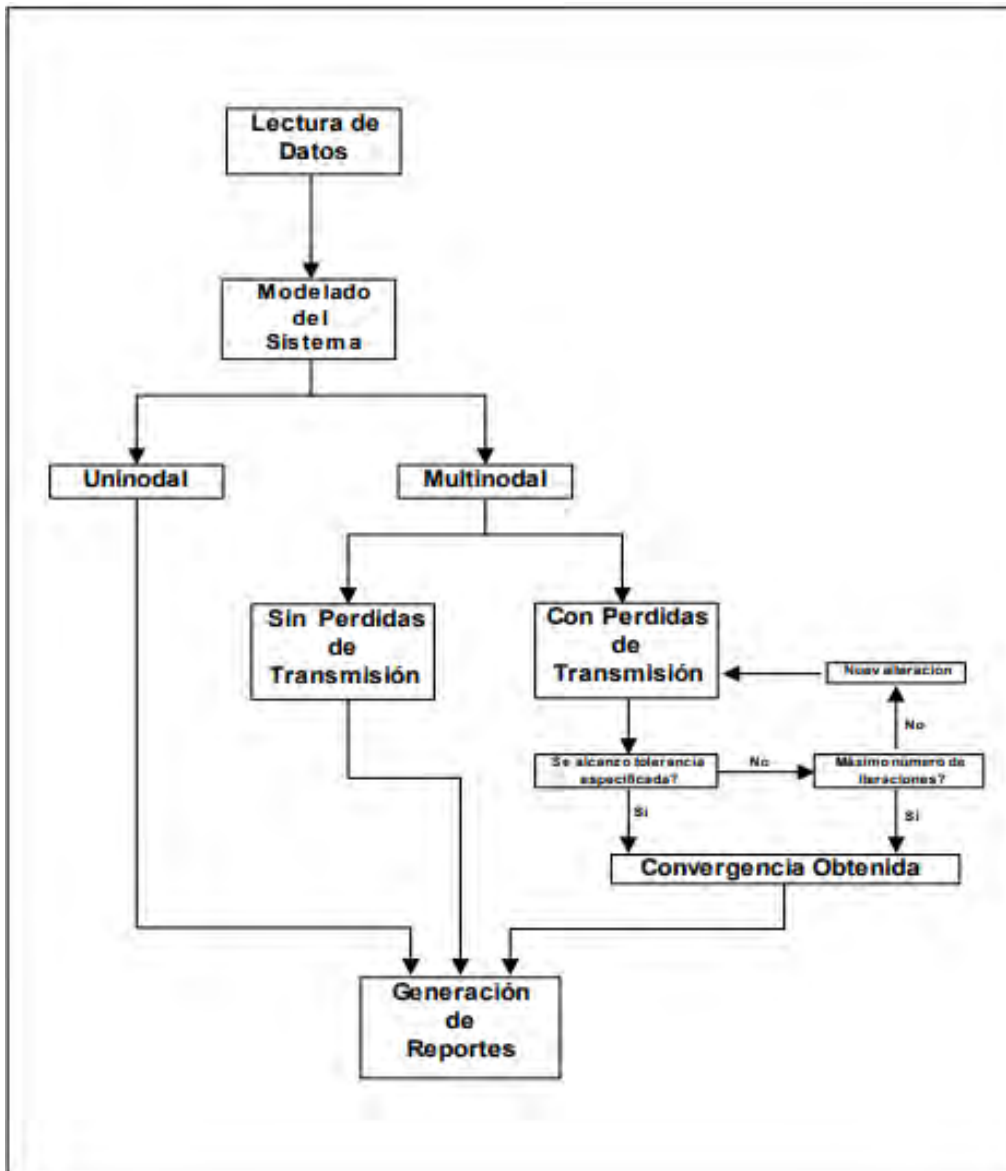
La figura 15 describe las alternativas para la simulación de la red de transmisión utilizando el modelo PERSEO 2.0. El proceso comienza con la “Lectura de Datos”, seguido por el “Modelado del Sistema”, que se bifurca en dos enfoques: “Uninodal” y “Multinodal”.

Para el enfoque Uninodal, el más sencillo puesto que no presenta bifurcaciones, sino se establece de forma directa en la generación de reportes. Sin embargo, para el enfoque Multinodal, se presentan dos rutas: una sin pérdidas de transmisión y otra con pérdidas de transmisión. En el caso de optar por considerar las pérdidas de transmisión, se inicia un proceso iterativo de convergencia. Este proceso itera hasta que se alcanza una tolerancia especificada o hasta que se llega al máximo número de iteraciones permitidas.

Si se logra la convergencia dentro de los parámetros establecidos, el siguiente paso es la “Generación de Reportes”. Este proceso culmina con la producción de reportes, presumiblemente en formatos útiles como CSV, que es compatible con herramientas como EXCEL para análisis posterior (Osinergmin, 2018).

Figura 15

Diagrama de flujo de las alternativas para la simulación de la red de transmisión.



Nota. Tomado de (Osinergrmin, 2019).

2.2.6.2. Modelamiento Matemático

a) Función Objetivo

El modelo matemático Perseo 2.0 tiene como propósito principal reducir al mínimo el costo de generación. Está estructurado a partir de una versión preliminar de tipo repetitivo, cuyo propósito principal incluye una sanción o gasto asociado a la

demanda de agua no satisfecha (ya sea para consumo humano o riego), tal como se indica en la Ecuación 2.5.

$$Z^{(n+1)} = \text{Min} \left\{ \sum_{j=1}^{N_J} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (co_{j,t} * gt_{j,t}) \right] + \sum_{r=1}^{N_R} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (C * fr_{r,t}) \right] \right\} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

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

Donde:

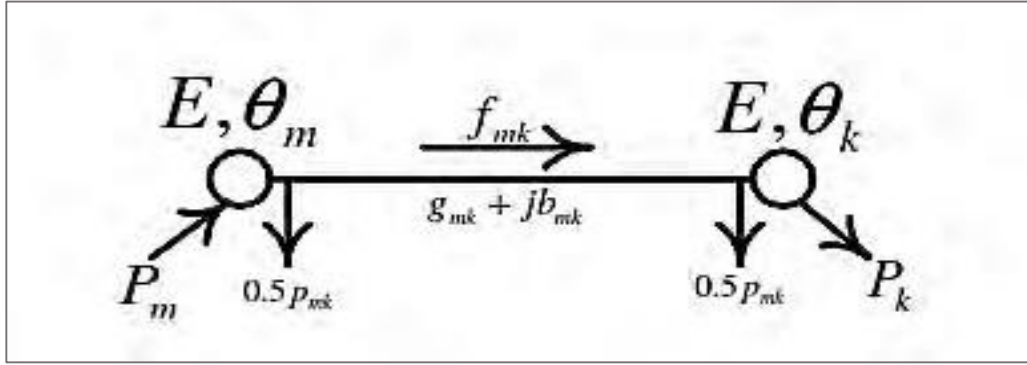
- j Índice de las plantas de generación térmica.
- t Índice de las etapas.
- r Índice de Riego.
- $co_{j,t}$ Costo de operación de la j-ésima planta térmica en la etapa t.
- $gt_{j,t}$ Generación de la j-ésima planta térmica en la etapa t.
- $fr_{r,t}$ Magnitud de la demanda de agua R no atendida en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

b) Cobertura de la Demanda

A continuación, se determinan las direcciones de flujo en corriente continua (DC) y los factores de pérdidas, de modo que las pérdidas de transmisión se consideren como una demanda adicional en cada barra, tal como se muestra en la Figura 16.

Figura 16

Modelamiento de la red de transmisión



Nota. Guía Técnica de la Metodología del Modelo Perseo (Osinergmin, 2006).

En la cual se considera que los voltajes (E) se mantienen muy cercanos a su nivel nominal (1 p.u.).

$$E_m = E_k = 1 \quad \text{Ecuación 2.6}$$

$$f_{mk} = b_{mk} (\theta_m - \theta_k) \quad \text{Ecuación 2.7}$$

$$p_{mk} = g_{mk} (\theta_m - \theta_k)^2 \quad \text{Ecuación 2.8}$$

La Ecuación 2.9 presenta el equilibrio energético considerando las limitaciones impuestas por la red de transmisión, representado mediante un modelo de intercambio de energía entre distintas áreas.

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

$$sa. \begin{cases} |f_{mk,t}| \leq \bar{f}_{mk} - 0.5 p_{mk,t}^{(n)} \\ f_{mk,t} = f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \\ f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \geq 0 \end{cases} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Donde:

k Índice de las barras equivalentes.

ρ_i Rendimiento de la turbina (coeficiente caudal turbinado/energía generada).

$q_{i,t}$ Volumen turbinado en la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t .

$\Omega(k)$ Conjunto de líneas de transmisión conectadas a la barra equivalente k .

$f_{mk,t}$	Flujo de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t.
$p_{mk,t}$	Perdida de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t.
$d_{k,t}$	Demanda de energía en la barra equivalente k durante la etapa t.
b_{mk}	Susceptancia equivalente en la línea en el sentido mk.
g_{mk}	Conductancia equivalente en la línea de transmisión en el sentido mk.
θ_m	Angulo eléctrico equivalente en la barra equivalente m.
θ_k	Angulo eléctrico equivalente en la barra equivalente k

c) Balance de Embalses y Reservorios

La Ecuación 2.10 expresa el balance de los embalses, incorporando el ingreso de agua a través de flujos adicionales de entrada y de centrales ubicadas aguas arriba, descontando las respectivas pérdidas.

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} - e_{i,t} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

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

Donde:

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

$e_{i,t}$ Volumen de agua evaporada en el embalse de la i-ésima planta en la etapa t.

$q_{i,t}$ volumen turbinado en la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t.

La Ecuación 2.11 muestra el equilibrio de los reservorios, modelado en bloques horarios que conforman cada etapa del análisis.

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

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

d) Límites Operativos de Caudales Regulados

Los márgenes funcionales de los flujos controlados se encuentran restringidos por valores mínimos establecidos para garantizar el cumplimiento de irrigación.

$$\begin{aligned} r_{i,t} &\leq \bar{r}_{l,t} \\ r_{i,t} &\geq \underline{r}_{i,t} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

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

Donde:

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

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

Luego, se construye el modelo final basándose en los resultados obtenidos del modelo inicial. En esta etapa, se ajustan las restricciones de riego previamente establecidas, omitiendo el costo asociado a la demanda de agua no atendida, con el fin de evitar la distorsión en la valorización del recurso hídrico. Finalmente, se realiza el despacho hidrotérmico definitivo, en el cual se determinan los costos marginales por barra.

1.2.6.3. Cálculo del Modelo PERSEO

El modelo PERSEO 2.0 es una herramienta clave utilizada en la planificación operativa del sistema eléctrico peruano, especialmente en lo referente a la optimización del despacho hidrotérmico. Su capacidad para integrar múltiples variables y escenarios lo convierte en una solución eficaz para gestionar la creciente complejidad de la red eléctrica del país, la cual depende tanto de fuentes de energía renovables como de centrales térmicas e hidráulicas. Seguidamente, se detalla el procedimiento de cálculo del modelo PERSEO, sus archivos de codificación, la interfaz de usuario y las variables de entrada y salida que intervienen en el modelo.

La figura 17 muestra los archivos de codificación que sustentan el funcionamiento del modelo PERSEO. Estos archivos son esenciales para la ejecución del proceso de simulación, ya que contienen tanto la información inicial como las instrucciones matemáticas que permiten optimizar la asignación de generación de energía dentro del sistema eléctrico. Los tres archivos clave en este proceso son: DATA.exe, PERSEO.bat y PERSEO_2.0.gms.

- a. DATA.exe:** Este archivo es el encargado de transformar los datos de entrada. Los datos crudos, que incluyen información sobre la demanda, generación, costos y restricciones, se cargan en el sistema a través de este archivo. Este procedimiento

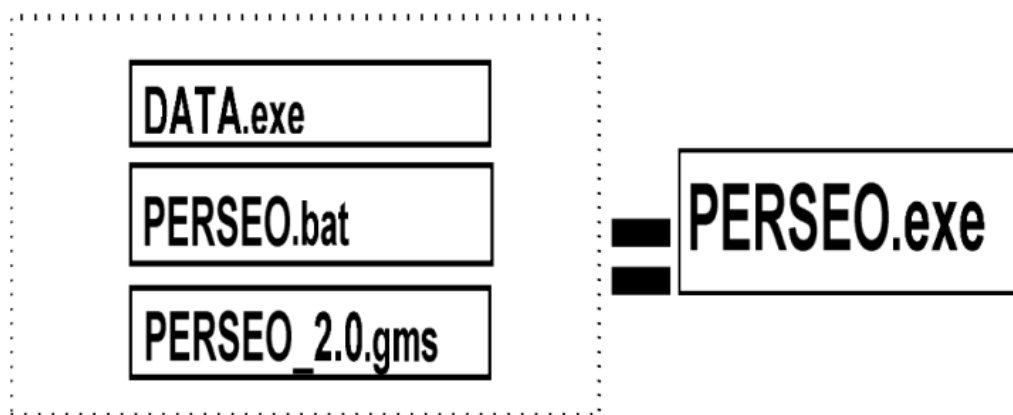
garantiza que la información se encuentre en el formato correcto para que el modelo pueda procesarla adecuadamente y los utilice en las simulaciones.

- b. **PERSEO.bat**: El archivo .bat es un script que automatiza el proceso de ejecución del modelo. Su función principal es la implementación de los distintos elementos del sistema, garantizando que el proceso fluya de manera continua desde la carga de datos hasta la optimización del despacho de energía.
- c. **PERSEO_2.0.gms**: Este archivo contiene las ecuaciones matemáticas necesarias para la simulación. Estas ecuaciones representan los principios operativos del sistema eléctrico, considerando las restricciones de transmisión, los costos de generación y la capacidad de las unidades de generación, tanto térmicas como hidráulicas. El modelo optimiza el despacho de energía utilizando el optimizador CPLEX®, que encuentra la solución óptima en términos de costos de operación mientras se cumplen todas las restricciones.

Una vez que estos archivos son procesados, el archivo final PERSEO.exe es el encargado de ejecutar la simulación. Este archivo actúa como el núcleo del modelo, ya que integra los datos de entrada y las ecuaciones matemáticas para generar los resultados finales que serán empleados para apoyar el proceso de toma de decisiones operativas.

Figura 17

Archivo de codificación del modelo.



Nota. Tomado de (Osinerghmin, 2019).

d. Interfaz de Menú del Modelo PERSEO

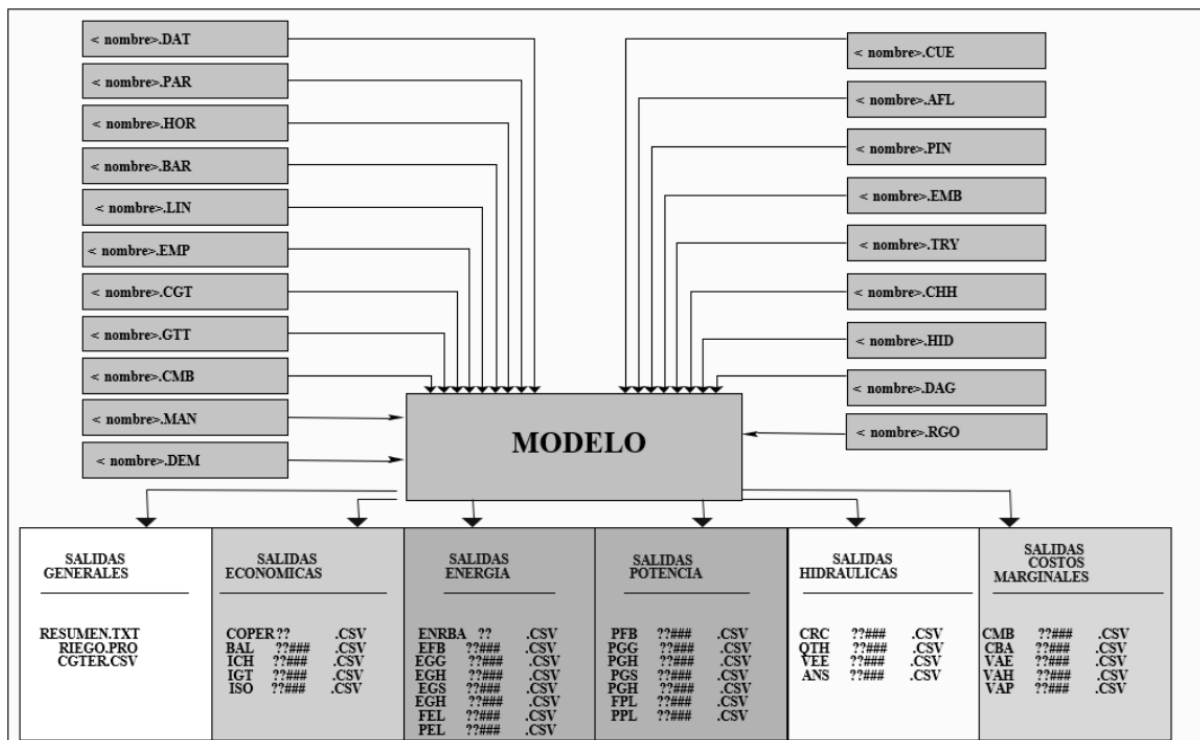
La figura 18 ilustra la interfaz de usuario del modelo PERSEO. Esta interfaz simplificada permite a los operadores del sistema interactuar con el modelo de manera eficiente. Dos funciones clave se destacan en esta interfaz: la Lectura de Datos de Ingreso y la Ejecución del Modelo.

- **Lectura de Datos de Ingreso (DATA):** Al presionar este botón, el modelo carga la información requerida como insumo para la simulación. Los datos incluyen la demanda proyectada, la capacidad disponible de las centrales eléctricas, los costos de generación y las restricciones de transmisión. Estos datos son fundamentales para que el modelo pueda realizar una simulación precisa del sistema eléctrico.
- **Ejecución del Modelo (EJECUTAR):** Este botón inicia la ejecución del modelo hidrotérmico. El modelo comienza a procesar los datos de entrada y, utilizando el archivo PERSEO_2.0.gms, se llevan a cabo las operaciones requeridas para optimizar el despacho de energía. El objetivo es reducir al máximo los gastos operativos mientras se cumplen las restricciones de la red de transmisión y los recursos hídricos disponibles. Este proceso de optimización es complejo y toma en cuenta múltiples factores, como la disponibilidad de gas natural para las plantas térmicas y las condiciones hídricas para las centrales hidráulicas.

La interfaz también incluye una opción para Salir, que permite cerrar el modelo una vez que se han generado los resultados. Esta funcionalidad asegura que los operadores puedan realizar simulaciones de forma ágil y eficaz, sin requerir conocimientos técnicos profundos sobre la programación subyacente del modelo.

Figura 18*Interfaz de menú PERSEO.**Nota.* Tomado de (Osinermin, 2019).

Las variables de entrada representan los datos críticos necesarios para realizar las simulaciones, mientras que las variables de salida son los resultados que el modelo genera una vez completada la simulación. Estas variables de salida son utilizadas para evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios operativos y para tomar decisiones estratégicas en la gestión del sistema eléctrico (Ver Figura 19).

Figura 19*PERSEO 2.0 variables de entrada y salida.**Nota.* Tomado de (Osinermin, 2019).

a. Variables de Entrada

Las variables de entrada incluyen una amplia gama de datos que afectan directamente el desempeño del sistema eléctrico. Algunas de las más importantes son:

- **Demanda eléctrica:** Los archivos de entrada contienen información sobre la demanda eléctrica proyectada para diferentes regiones del país. Esto incluye tanto la demanda pico como las variaciones estacionales.
- **Generación térmica e hidráulica:** Se incluyen datos sobre la capacidad de generación de las centrales térmicas (que dependen principalmente del gas natural) y las centrales hidráulicas (que dependen de la disponibilidad de recursos hídricos). Estos datos son fundamentales para determinar cuánto de la demanda eléctrica puede ser cubierta por cada tipo de generación.
- **Costos de operación:** Los costos asociados a la operación de las diferentes centrales eléctricas también se incluyen en los archivos de entrada. Esto permite que el modelo determine la opción de generación más económica para cubrir la demanda.
- **Disponibilidad de recursos hídricos:** Los datos sobre la disponibilidad de agua en las represas y ríos permiten al modelo ajustar la capacidad de las centrales hidráulicas durante la simulación.

b. Variables de Salida

Una vez que el modelo ha procesado las variables de entrada, genera varios tipos de salidas. Estas salidas están clasificadas en diferentes categorías:

1. **Salidas Generales:** Incluyen reportes generales sobre el desempeño del sistema, como el archivo RESUMEN.TXT y reportes sobre proyectos específicos, como RIEGO.PRO y CGTER.CSV.

2. **Salidas Económicas:** Estas salidas se enfocan en los costos del sistema, como el Costo Operativo (COPER), y el balance de costos y tarifas en diferentes escenarios.
3. **Salidas de Energía:** Informes sobre la producción de electricidad a partir de diversas fuentes, incluyendo energía hidráulica y térmica, así tales como la intervención de las fuentes renovables en el mix energético.
4. **Salidas de Potencia:** Información sobre la capacidad máxima de generación disponible en el sistema, tanto en condiciones normales como en situaciones críticas.
5. **Salidas Hidráulicas:** Reportes específicos sobre la generación hidráulica, incluyendo la disponibilidad de fuentes de agua y la capacidad de las centrales hidráulicas para generar energía bajo diferentes condiciones climáticas.
6. **Salidas de Costos Marginales:** Estos reportes calculan los costos marginales de generación en diferentes momentos del día y en diferentes zonas del sistema eléctrico. Estos costos son esenciales para la determinación de tarifas en el mercado de electricidad.

2.2.7. Proyección de la reserva fría en el SEIN

La proyección de la reserva fría eficiente en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) es un aspecto crucial para asegurar la estabilidad del suministro eléctrico a mediano plazo. Para este propósito, la investigación se centra en el uso del Modelo PERSEO 2.0, una herramienta diseñada para simular escenarios operativos que incluyen restricciones de demanda, generación y transmisión, permitiendo optimizar el despacho hidrotérmico en función de los costos y la disponibilidad de recursos (Castillo y Bustos, 2020). A continuación, se explican los pasos y las técnicas matemáticas involucradas en la proyección de la reserva fría, acompañadas de las fórmulas utilizadas para su cálculo.

2.2.7.1. Cálculo de la Reserva Fría

La reserva fría se refiere a la capacidad adicional de generación disponible en el sistema que no está operando activamente, pero puede entrar en operación en caso de fallas o incrementos inesperados en la demanda. Para proyectar la reserva fría, se utilizan datos históricos sobre la demanda máxima y la disponibilidad de generación. Estos datos se integran en el modelo PERSEO, que realiza cálculos iterativos para optimizar la capacidad de respuesta del sistema (Osinergmin, 2019).

El cálculo básico de la reserva fría puede expresarse matemáticamente como:

$$RF(t) = \sum_{i=1}^n C_{gi}(t) - D_{max}(t) \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Donde:

$RF(t)$: es la reserva fría en el tiempo t

$C_{gi}(t)$: es la capacidad de generación de la central i en el tiempo t

$D_{max}(t)$: es la demanda máxima proyectada en el tiempo t

La reserva fría se calcula como la diferencia entre la capacidad de generación disponible y la demanda máxima en un determinado periodo. Si la demanda es superior a la capacidad operativa, se recurre a las reservas frías para cubrir la demanda, asegurando que el sistema siga operando sin interrupciones.

2.2.7.2. Optimización del Despacho Hidrotérmico

El Modelo PERSEO utiliza el optimizador CPLEX® para encontrar la mejor resolución del problema de asignación hidrotérmica, reduciendo al mínimo los gastos de generación bajo las restricciones del sistema eléctrico (Osinergmin, 2019). La optimización se basa en la siguiente ecuación de costo total:

$$\min \sum_{t=1}^T (C_h(t) + C_t(t)) \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Donde:

$C_h(t)$: es el costo de operación de las centrales hidráulicas en el tiempo t

$C_t(t)$: es el costo de operación de las centrales térmicas en el tiempo t

T : es el horizonte de planificación, es decir, el periodo de tiempo sobre el cual se realiza la optimización.

El optimizador se asegura de que la demanda total en cada periodo sea cubierta por la combinación más económica de generación hidráulica y térmica, teniendo en cuenta las restricciones operativas, como la disponibilidad de gas natural y las condiciones hídricas.

2.2.7.3. Proyección a Mediano Plazo

El modelo PERSEO es capaz de proyectar la reserva fría en escenarios futuros, utilizando datos históricos y pronósticos de demanda y disponibilidad de recursos. Estos escenarios permiten analizar cómo la capacidad de respuesta del sistema puede variar en función de diferentes condiciones operativas (Osinergmin, 2019). Para proyectar la reserva fría a mediano plazo, se considera un horizonte de planificación que abarca varios años, típicamente hasta el 2025, como se estableció en el marco de la investigación.

La proyección de la demanda se realiza utilizando modelos de regresión basados en los datos históricos de demanda del SEIN. La fórmula básica utilizada para proyectar la demanda es:

$$D_{proj}(t) = D_0 \cdot (1 + g)^t \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Donde:

$D_{proj}(t)$: es la demanda proyectada en el año t

D_0 : es la demanda actual

g : es la tasa de crecimiento anual de la demanda.

Esta proyección de la demanda se cruza con la capacidad de generación esperada, tanto de las centrales existentes como de nuevas incorporaciones al sistema, como las energías renovables no convencionales (solar y eólica), lo que permite evaluar cómo evolucionará la reserva fría en los próximos años.

2.2.7.4. Inclusión de energías renovables en la proyección

El modelo PERSEO también toma en cuenta la incorporación de energías fuentes renovables alternativas, como la energía solar y la eólica, las cuales han ganado relevancia en los últimos años. La proyección de la capacidad de estas energías se fundamenta en las propiedades particulares de las plantas eólicas y solares, como la intermitencia y la variabilidad estacional.

El cálculo de la capacidad efectiva de las energías renovables puede expresarse como:

$$C_{\text{RER}}(t) = F_{\text{cap}} \cdot C_{\text{nom}} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Donde:

$C_{\text{RER}}(t)$: es la capacidad efectiva de generación de las energías renovables en el tiempo t

F_{cap} : es el factor de capacidad, que representa el porcentaje del tiempo en que la planta puede operar a su capacidad nominal.

C_{nom} : es la capacidad nominal de la planta.

Este cálculo permite integrar las energías renovables en la proyección de la reserva fría, tomando en cuenta que su disponibilidad puede variar significativamente a lo largo del tiempo.

2.2.7.5. Proceso iterativo para la convergencia de la Reserva Fría

En el enfoque multinodal, que considera las pérdidas de transmisión en el sistema eléctrico, se realiza un proceso iterativo para ajustar la proyección de la reserva fría. Este

proceso consiste en calcular la reserva fría en cada nodo del sistema y ajustar los flujos de transmisión hasta alcanzar un nivel de convergencia. El proceso iterativo puede representarse como:

$$RF_{iter+1} = RF_{iter} - \Delta P_{loss} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Donde:

RF_{iter+1} : es la reserva fría ajustada en la siguiente iteración.

RF_{iter} : es la reserva fría calculada en la iteración actual.

ΔP_{loss} : es la pérdida de potencia debida a las pérdidas de transmisión.

El proceso continúa hasta que las pérdidas de transmisión se estabilizan dentro de un umbral de tolerancia predefinido, garantizando que la reserva fría proyectada sea precisa y ajustada a las condiciones reales del sistema.

2.2.7.6. Proyección de la demanda del SEIN

La proyección de la demanda se basa en modelos matemáticos que emplean series temporales, utilizando datos históricos de demanda y proyectando tendencias futuras. El modelo más comúnmente utilizado es el de crecimiento exponencial, que asume que la demanda crecerá a una tasa constante cada año (Alonso y Jofre, 2021). La fórmula básica para proyectar la demanda futura es la misma que la mencionada en la proyección a mediano plazo.

Este modelo proyecta cómo crecerá la demanda eléctrica con el tiempo, considerando un crecimiento constante basado en factores históricos. La demanda eléctrica del SEIN presenta fluctuaciones estacionales debido a factores como el clima, el uso de aire acondicionado o calefacción, y la actividad industrial. Para capturar estas variaciones, el modelo de proyección incluye un ajuste estacional, que introduce

variaciones periódicas en la demanda a lo largo del año. El ajuste estacional se puede representar como:

$$D_{adj}(t) = D_{proj}(t) + A \cdot \sin\left(\frac{2\pi t}{T}\right) \quad \text{Ecuación 2.18}$$

Donde:

$D_{adj}(t)$: es la demanda ajustada por estacionalidad.

A : es la amplitud de la fluctuación estacional.

T : es el período estacional (generalmente un año).

$\sin\left(\frac{2\pi t}{T}\right)$ introduce la variación periódica en la demanda a lo largo del tiempo.

2.3.Marco Conceptual

2.3.1. Despacho económico

El despacho económico de una central eléctrica es el flujo de corriente mediante las líneas de transmisión para llegar hasta las distribuidoras y para lo cual antes tiene que pagarse el precio de dicha energía eléctrica (Alonso y Jofre, 2021).

2.3.2. Costos de energía

El precio de la energía vendida por un corredor refleja los costos asociados con su creación (Alonso y Jofre, 2021).

2.3.3. Costos fijos

Corresponden a los gastos asociados a el potencial de producción eléctrica y se relacionan con los gastos operativos, de inversión y mantenimiento permanente necesarios para garantizar la disponibilidad de la planta. Estos costos fijos son asumidos por las empresas generadoras, independientemente de si producen o no energía. Se expresan en dólares por hora (\$/h) según la potencia contratada (MW), o de manera equivalente, en dólares por megavatio-hora (\$/MWh) (Stoft, 2002).

2.3.4. Costos variables

Los gastos variables provienen del procedimiento de producción de electricidad. Esto incluye costos de combustible, lubricantes y mano de obra para mantener y operar el generador (Alonso y Jofre, 2021).

2.3.5. Reserva fría

Esta es la capacidad de reserva de generación que puede entrar en funcionamiento en unos minutos en caso de una contingencia en el sistema, cantidad disponible para el sistema que no está conectado a la red eléctrica (Castillo y Bustos, 2020).

2.3.6. Reserva fría disponible

Es la capacidad de generación eléctrica que puede ser activada rápidamente para suplir la demanda en caso de contingencias o picos inesperados en el consumo. Esta reserva está compuesta por plantas de generación que no están en operación continua, pero pueden entrar en funcionamiento de manera inmediata para garantizar la estabilidad del suministro eléctrico (Castillo y Bustos, 2020).

2.3.7. Energía hidroeléctrica

La electricidad se aprovecha mediante el uso del agua a través de un proceso llamado hidroelectricidad. Esto se beneficia de la creación de grandes infraestructuras hidráulicas que aprovechan al máximo esta fuente de energía sin emisiones y renovable (Santos, 1988).

2.3.8. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica proviene de una celda fotovoltaica, que transforma la luz solar en electricidad, que está hecha de un semiconductor, o de celdas solares de película delgada que utilizan la deposición de metal. Esta electricidad es renovable y se puede utilizar para alimentar electrodomésticos de uso diario (Santos, 1988).

2.3.9. Energía eólica

Se aprovecha la energía que surge del movimiento de las aspas del viento para alimentar dispositivos eléctricos (Santos, 1988).

2.3.10. Energía de biomasa

La biomasa es la materia orgánica, los restos no vivos y los excrementos de los organismos vivos. Es un combustible volátil con alto contenido de oxígeno y bajo contenido de carbono (Santos, 1988).

2.3.11. Energía no renovable

Una vez agotados, estos recursos son imposibles de reponer. Se pueden encontrar en la naturaleza y están disponibles en cantidades limitadas. Cualquier intento de crear más sería demasiado costoso y poco práctico (Santos, 1988).

2.3.12. Periodos críticos

Son momentos específicos en los cuales la demanda de energía eléctrica alcanza su punto máximo o la capacidad de generación disminuye significativamente. Estos periodos pueden ser causados por condiciones climáticas extremas, mantenimiento de infraestructura, o alta variabilidad en la generación de energías renovables. Durante estos tiempos, la estabilidad del sistema eléctrico es más vulnerable y requiere una gestión eficiente de las reservas energéticas (Alonso y Jofre, 2021).

2.3.13. Programa diario

El programa diario, es la última de las etapas de planeamiento previo a la ejecución del despacho, el programa diario recoge las actividades programadas en el programa anual, mensual, semanal y actividades correctivas que se pueden presentar previo al día de su ejecución. Tiene un horizonte de 24 horas.

2.3.14. Reprograma diario

El reprograma diario es la ejecución del programa diario considerando los ajustes en la hidrología, demanda y mantenimientos correctivos que se puedan presentar. Un reprograma diario se ejecuta el mismo día de ejecución y tiene un periodo menor o igual a 24 horas.

2.3.15. Centrales eficientes

Para la presente investigación se consideran como centrales eficientes a las centrales térmicas que operan con gas natural a nivel nacional.

2.3.16. Centrales no eficientes

Para la presente investigación se consideran como centrales no eficientes a las centrales térmicas que operan con carbón, diésel y residual a nivel nacional.

2.3.17. Centrales de Reserva Fría

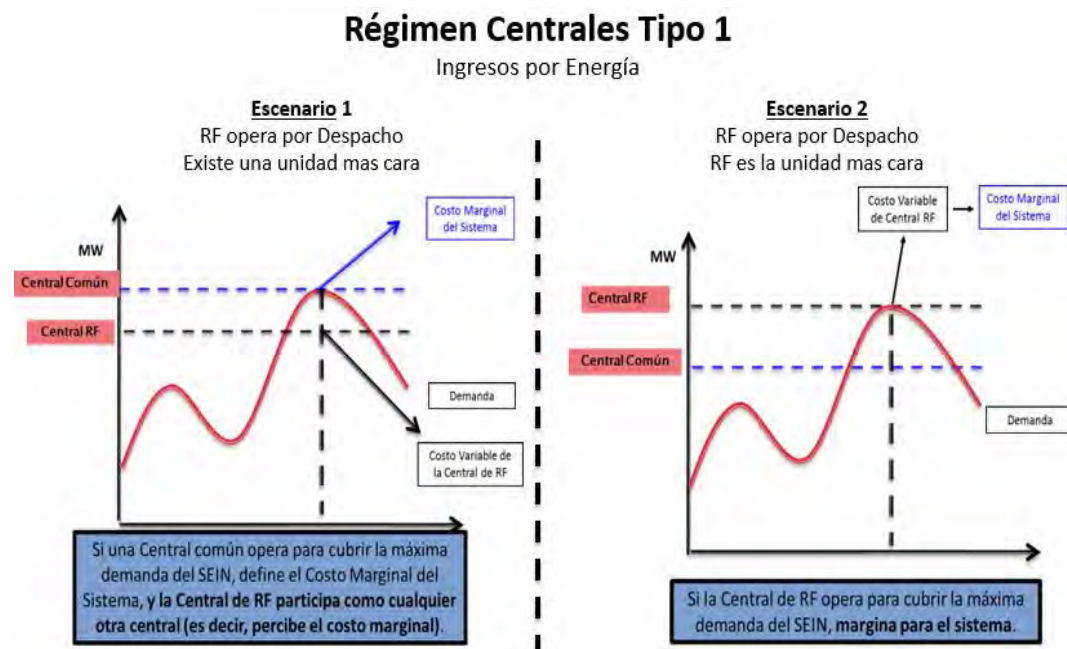
- Se trata de un régimen económico especial, donde los ingresos son garantizados por su sola presencia sobre la base del precio de Potencia adjudicada (no participan en las valorizaciones de Potencia).
- Los titulares de estas centrales no pueden comprometer su Potencia Firme ni Energía con otros agentes.
- Inventario de Combustibles.
- Penalidades:
 - ✓ Demora en el Arranque.
 - ✓ Indisponibilidad.
- El cargo para la remuneración de la RF está incluido en el peaje de transmisión.
- Modos de Operación:
 - ✓ Prioridad en el despacho – Marginan para el Sistema (solo algunas).
 - ✓ Como RF (seguridad) – No Marginan para el Sistema.

✓ Pruebas

Figura 20*Tipos de reserva fría*

	Proyecto	Adjudicación y Plazo	Operación Comercial	
Central Tipo 1	Talara	08-01-11 / 20 años	30 de Setiembre de 2013	Sólo marginan Cuando operan por prioridad en el despacho.
	Ilo	20-01-11 / 20 años		
	Etén	21.07.11 / 20 años	13. 03 .14 (Aprox.)	
Central Tipo 2	Pucallpa	10 .10.12 / 20 años	30/07/2016	No marginan en ningún caso.
	Puerto Maldonado	10 .10.12 / 20 años	30/07/2016	

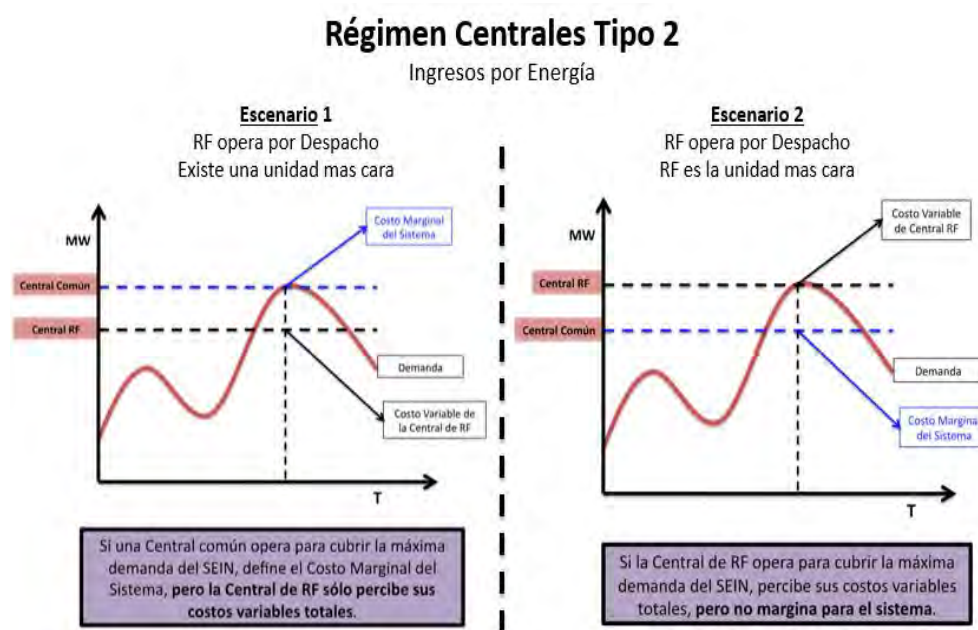
Nota. Elaboración propia

Figura 21*Operación de centrales de reserva fría- Tipo 1.*

Nota. Elaboración propia

Figura 22

Operación de centrales de reserva fría- Tipo 2.



Nota. Elaboración propia

2.4. Marco Normativo

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

a) Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844)

El Decreto Ley N.º 25844 establece el marco legal relacionado con las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Su propósito es fomentar la inversión privada en el sector eléctrico peruano para garantizar la eficiencia, continuidad y calidad en la prestación de los servicios públicos de electricidad, también fomenta lo siguiente:

- Establece los lineamientos para la operación, concesión y expansión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Regula los derechos y obligaciones de los agentes del sector eléctrico.

b) Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

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

c) Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

El año 2006 se promulgó la Ley de Eficiencia Energética N.º 28832, una legislación significativa que busca impulsar el uso racional y eficiente de la energía eléctrica en el Perú.

d) Reglamento de la Ley N° 28832 (Decreto Supremo N° 027-2008-EM)

Este reglamento desarrolla los detalles operativos y técnicos de la Ley N° 28832.

- Detalla los **criterios y procedimientos para el cálculo y asignación de la Reserva Fría**. Aquí encontrarás cómo se determina la capacidad necesaria y quiénes son los encargados de proveerla.
- Establece las **condiciones para la remuneración de la Reserva Fría** y cómo se integra esto en los costos operativos del sistema.
- Puede contener disposiciones específicas sobre los **periodos de mantenimiento de las unidades**, lo que afecta directamente la disponibilidad y la necesidad de reserva.

e) Promoción de la Inversión en Energías Renovables Decreto Legislativo N° 1002

En 2016 se promulgó el Decreto Legislativo N° 1002, titulado "Promoción de la Inversión en Energías Renovables", con el propósito de fomentar el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER). Este decreto legislativo tiene como objetivo mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, incentivando las inversiones en generación eléctrica renovable no convencional (RER). Define los recursos energéticos que forman parte de las RER, incluyendo la energía eólica, solar, biomasa, geotérmica, mareomotriz e hidroeléctrica cuya capacidad no exceda los 20 MW. Este Decreto Legislativo se aplica a la generación de electricidad a partir de Recursos Energéticos Renovables, y para

obtener los permisos eléctricos requeridos, se deben cumplir con lo establecido en la Ley N.º 25844.

f) Normas y Procedimientos del COES

El COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) es el responsable de la operación a corto plazo del SEIN y de la implementación de la reserva fría. Sus procedimientos técnicos son fundamentales.

- **PPC-01 (Procedimiento para la Programación de la Operación de Corto Plazo):** Describe cómo el COES realiza la programación de la operación, incluyendo la determinación del despacho y cómo se gestiona la reserva en el día a día.
- **PPC-02 (Procedimiento de Coordinación de la Operación en Tiempo Real):** Detalla las acciones en tiempo real para asegurar el suministro.
- **PPC-03 (Determinación de la Potencia Firme de Generación):** Explica cómo se calcula la capacidad real de las unidades, un factor clave para entender la suficiencia y la necesidad de reserva.
- **Informes y Publicaciones del COES:** El COES publica informes periódicos sobre la operación del sistema, la evolución de la demanda, la disponibilidad de la generación y el estado de la reserva fría. Estos son datos esenciales para tu análisis empírico.
- Coordina la operación de las instalaciones de generación y transmisión del SEIN.
- Garantiza el suministro continuo y confiable de electricidad bajo condiciones de libre competencia.

CAPÍTULO III: EVALUACIÓN DE LA RESERVA FRÍA EN EL MEDIANO PLAZO

3.1.Introducción

La evaluación de la reserva fría, recoge la situación en el sistema interconectado nacional, en cuanto a demanda de energía y oferta en generación requerida para su operación diaria. En ese sentido, se observó el comportamiento de la demanda y principalmente con su capacidad de generación, considerando las limitaciones y restricciones operativas existentes en las centrales de generación.

3.2.Restricciones operativas

3.2.1. Estacionalidad del año

La estacionalidad en el Perú es muy importante ya que los periodos de avenida y estiaje son bien marcados, el periodo de avenida (noviembre a mayo) y el periodo de estiaje (junio a octubre). En el periodo de avenida, las centrales hidráulicas pueden llegar a su potencia efectiva, mientras que, en periodos de estiaje, la potencia que pueden generar, cae drásticamente.

3.2.2. Restricciones de temperatura

Las restricciones de temperatura se refieren a las limitaciones que enfrentan las centrales térmicas debido a las altas temperaturas ambientales. Estas limitaciones impiden que las centrales generen su potencia efectiva porque los equipos, como las turbinas y los generadores, son sensibles al sobrecalentamiento. Aunque existen tecnologías avanzadas para regular las temperaturas, muchas instalaciones en el Perú aún utilizan equipos que no cuentan con estos sistemas de enfriamiento de última generación.

Cuando la temperatura ambiente es alta, la eficiencia de los intercambiadores de calor y sistemas de enfriamiento disminuye, lo que lleva a un aumento en la temperatura de operación de las turbinas. Para evitar daños y asegurar una operación segura, las

centrales deben reducir su generación por debajo de la capacidad máxima. Esta reducción acumulada en todas las centrales térmicas resulta en una pérdida significativa de megavatios (MW).

Estas restricciones se agravan durante el verano en la costa central del Perú, donde las altas temperaturas son más frecuentes y severas. Además, la mayoría de centrales a gas natural están situadas al sur de Lima, lo que amplifica el impacto de estas limitaciones en su capacidad de generación total dentro del sistema eléctrico interconectado. La falta de infraestructura de enfriamiento avanzada en muchas de estas plantas es un factor clave que contribuye a estas restricciones, dichas restricciones son consideradas en el Anexo 4 de los programas diarios de operación que se publican en la web del COES

3.2.3. Limitación de Gas Natural

En el sistema existen centrales cuya capacidad no se puede utilizar debido a restricciones en el suministro de gas natural. Por ejemplo, al norte del Perú se cuenta con el gas natural de talara y se tiene las siguientes centrales:

Tabla 3

Disponibilidad de gas natural de Talara en la zona norte (2022).

Central	Capacidad	Disponibilidad de gas
CT MALACAS TGN4	91.59 MW	0
CT MALACAS TG6	49.62 MW	49.62 MW
CT RESERVA FRIA TG5	103.45 MW	0
Total	244.66 MW	49.62 MW

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

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

Como se observa en la Tabla 3, de los 244.66 MW instalados, sólo se dispone gas natural para una unidad que genera 49.62 MW en promedio. Esto se evidencia revisando los programas diarios de operación y reprogramas en los que se evidencia que las

unidades no tienen mantenimiento y se encuentran disponibles, sin embargo, no operan por falta de gas natural.

En la zona oriente del país, se tiene el gas natural de Aguaytía y las siguientes centrales:

Tabla 4

Disponibilidad de gas natural de Aguaytía en la zona oriente (2022).

Central	Capacidad	Disponibilidad de gas
CT AGUAYTÍA TG1	90.11 MW	90.11 MW
CT AGUAYTÍA TG2	90.04 MW	0
Total	180.15 MW	90.11 MW

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

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

En la Tabla, 4 los 180.15 MW instalados, sólo se puede aprovechar 90.11 MW, debido a la limitación de gas natural, esto se menciona en: Anexo 4 Restricciones Operativas de los programas diarios de operación

En el centro del país, se cuenta con el gas natural de Camisea con las siguientes centrales:

Tabla 5

Disponibilidad de gas natural de Camisea en la zona centro (2022).

CENTRAL	CAPACIDAD	DISPONIBILIDAD DE GAS
C.T. CHILCA 1	814.49 MW	814.49 MW
C.T. CHILCA 2	114.04 MW	114.04 MW
C.T. FENIX	572.58 MW	572.58 MW
C.T. INDEPENDENCIA	23.20 MW	23.20 MW
C.T. KALLPA	852.32 MW	852.32 MW
C.T. LAS FLORES	23.20 MW	23.20 MW
C.T. OLLEROS	296.32 MW	296.32 MW
C.T. VENTANILLA	471.62 MW	471.62 MW
C.T. SANTA ROSA II TG8	184.9 MW	184.90 MW
C.T. SANTA ROSA - TG7	119.53 MW	0
C.T. SANTA ROSA - UTI5	47.90 MW	0
C.T. SANTA ROSA - UTI6	54.97 MW	0
Total	3575.07 MW	3352.67 MW

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).

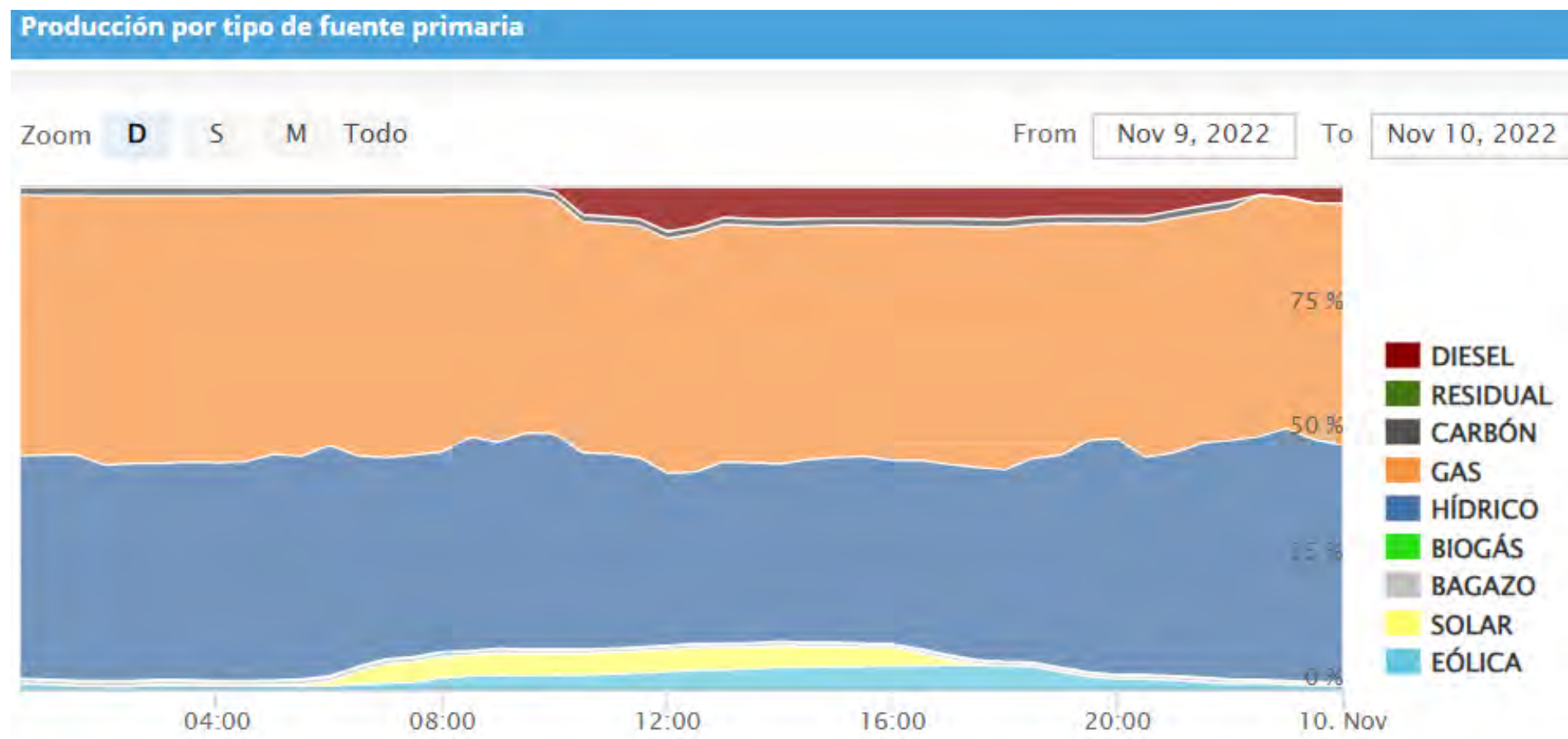
<https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgramaDiario#>

En la última declaratoria de los precios de gas natural (Información contractual para calcular el precio mínimo de GN (PMGN).pdf del 2020) se evidencia que no cuentan con un contrato firme para las centrales en Santa Rosa.

En el mes de noviembre del 2022, se presentó restricción de suministro de gas debido a que llegó al tope de su límite contractual. Todas estas limitaciones se evidenciaron el día 9/11/2022 cuando el sistema requirió más potencia, sólo estuvieron disponibles las centrales de diésel como se muestra en la Figura 23, donde a partir de las 09:00 aproximadamente se tuvo que arrancar unidades de generación con combustible diésel, que son mucho más caras respecto a las unidades de gas natural.

Figura 23

Reporte de máxima demanda de noviembre 2022.



Nota. Página web de la empresa COES

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>

La tabla 6 muestra la demanda horaria de gas natural en la zona norte y oriente para el 9 de noviembre de 2022. Esta tabla incluye la generación de las centrales Malacas TGN, Malacas TG8 y Aguaytía (TG1 y TG2), donde la demanda de gas natural está directamente relacionada con la generación de energía en estas plantas, por lo que el gas natural es el combustible utilizado para operar las turbinas generadoras.

Mientras que la Tabla 7 presenta una demanda horaria de gas natural en la zona central para el mismo día. Esta tabla incluye la generación de las plantas de ENEL Generación Perú, específicamente las unidades de Santa Rosa (UT6, UT8, TG7, TG8) y Ventanilla (TG3, TG4, TV). La Tabla 7 proporciona un detalle horario de la generación en la zona central, permitiendo analizar cómo estas plantas manejan la demanda de gas natural. Al observar cómo varía la generación a lo largo del día, se pueden identificar periodos donde la demanda de gas es mayor y cómo esto coincide con los picos de demanda eléctrica.

Tabla 6

Demanda máxima de gas natural zona norte y oriente.

9/11/2022	ENEL GENERACIÓN PIURA			TERMOSELVA	
HORA	MALACAS TGN4	RF TALARA TG5	MALACAS TG6	AGUAYTÍA TG1	AGUAYTÍA TG2
00:30	92	0	0	0	88
01:00	92	0	0	0	88
01:30	92	0	0	0	88
02:00	92	0	0	0	88
02:30	92	0	0	0	88
03:00	91	0	0	0	88
03:30	92	0	0	0	87
04:00	92	0	0	0	88
04:30	92	0	0	0	87
05:00	92	0	0	0	88
05:30	92	0	0	0	88
06:00	92	0	0	0	18
06:30	91	0	0	0	16
07:00	92	0	0	0	88
07:30	92	0	0	0	87
08:00	91	0	0	0	87
08:30	91	0	0	0	87
09:00	91	0	0	0	87
09:30	91	0	0	0	87
10:00	91	0	0	0	86
10:30	90	0	0	0	86
11:00	90	0	0	0	85
11:30	90	0	0	0	85
12:00	91	0	0	0	85
12:30	94	0	0	0	85
13:00	94	0	0	0	84
13:30	94	0	0	0	84
14:00	94	0	0	0	85
14:30	94	0	0	0	84
15:00	94	0	0	0	84
15:30	94	0	0	0	84
16:00	94	0	0	0	84
16:30	94	0	0	0	84
17:00	94	0	0	0	85
17:30	94	0	0	0	85
18:00	95	0	0	0	86
18:30	95	0	0	0	86
19:00	95	0	0	0	86
19:30	95	0	0	0	86
20:00	95	0	0	0	87
20:30	95	0	0	0	87
21:00	95	0	0	0	87
21:30	95	0	0	0	87
22:00	95	0	0	0	87
22:30	93	0	0	0	87
23:00	93	0	0	0	87
23:30	93	0	0	0	87
00:00	93	0	0	0	87

Nota. Datos obtenidos de la página web de la empresa COES
<https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/Ieod#>

Tabla 7

Demanda máxima de gas natural en la zona centro.

9/11/2022	ENEL GENERACIÓN PERÚ						
HORA	STA. ROSA UT15	STA. ROSA UT16	STA. ROSA TG7	STA. ROSA TG8	VENTANI TG3	VENTANI TG4	VENTANI TV
00:30	0	0	41	103	88	88	113
01:00	0	0	41	103	88	88	113
01:30	0	0	41	103	88	88	113
02:00	0	0	40	102	88	88	113
02:30	0	0	42	105	88	89	113
03:00	0	0	40	100	88	88	113
03:30	0	0	41	104	89	89	113
04:00	0	0	43	105	89	88	113
04:30	0	0	40	103	89	89	113
05:00	0	0	41	103	88	88	113
05:30	0	0	42	104	89	89	113
06:00	0	0	43	104	90	89	114
06:30	0	0	109	101	145	144	140
07:00	0	0	110	103	147	145	166
07:30	0	0	110	102	146	145	171
08:00	0	0	110	104	147	145	172
08:30	0	0	110	104	146	145	172
09:00	0	0	110	103	147	146	172
09:30	0	0	109	104	146	145	171
10:00	0	0	110	104	147	146	172
10:30	0	0	109	104	146	145	172
11:00	0	0	109	104	146	145	172
11:30	0	0	109	103	146	145	171
12:00	0	0	109	102	146	145	171
12:30	0	0	108	103	146	145	171
13:00	0	0	109	103	146	144	171
13:30	0	0	108	103	144	143	170
14:00	0	0	108	103	145	144	171
14:30	0	0	108	103	145	144	171
15:00	0	0	109	102	145	144	171
15:30	0	0	108	104	145	143	170
16:00	0	0	108	102	145	144	170
16:30	0	0	108	103	146	144	170
17:00	0	0	109	103	146	145	171
17:30	0	0	109	104	145	144	171
18:00	0	0	109	103	146	145	172
18:30	0	0	109	103	146	145	171
19:00	0	0	109	102	146	145	171
19:30	0	0	110	103	147	146	172
20:00	0	0	110	103	146	145	172
20:30	0	0	109	103	146	145	171
21:00	0	0	110	103	147	146	172
21:30	0	0	42	103	146	145	172
22:00	0	0	41	104	147	146	170
22:30	0	0	40	100	145	145	157
23:00	0	0	41	103	87	89	112
23:30	0	0	42	102	87	89	111
00:00	0	0	0	104	87	90	111

Nota. Datos obtenidos de la página web de la empresa COES
<https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/Ieod#>

3.3. Máxima demanda del SEIN

Para realizar un diagnóstico de reserva fría, es fundamental considerar la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Es importante destacar el reporte de máxima demanda mensual emitido por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) se utiliza con fines de valorización y está circunscrito a la hora punta (18:00 a 23:00 horas). No obstante, la máxima exigencia del sistema eléctrico no siempre ocurre en este periodo de hora punta, como se puede observar en la imagen que muestra la máxima demanda mensual registrada el 26 de noviembre de 2022 a las 19:45 horas, alcanzando los 7,426.575 MW.

Este dato es crucial para el análisis porque indica que la mayor demanda puede presentarse en diferentes momentos del día, no necesariamente coincidiendo con las horas tradicionalmente consideradas de mayor consumo. Esto provoca que la evaluación de la reserva fría y la capacidad de respuesta se distorsione, ya que la planificación basada únicamente en la hora punta podría subestimar la demanda real y potencialmente dejar al sistema vulnerable durante otros periodos críticos

Figura 24

Reporte de máxima demanda COES en noviembre del 2022.

MD Mensual Ordenamiento MD	
Máxima Demanda Mensual	
Máxima Demanda Mensual	7 426,575
Fecha	26/11/2022
Hora:	19:45

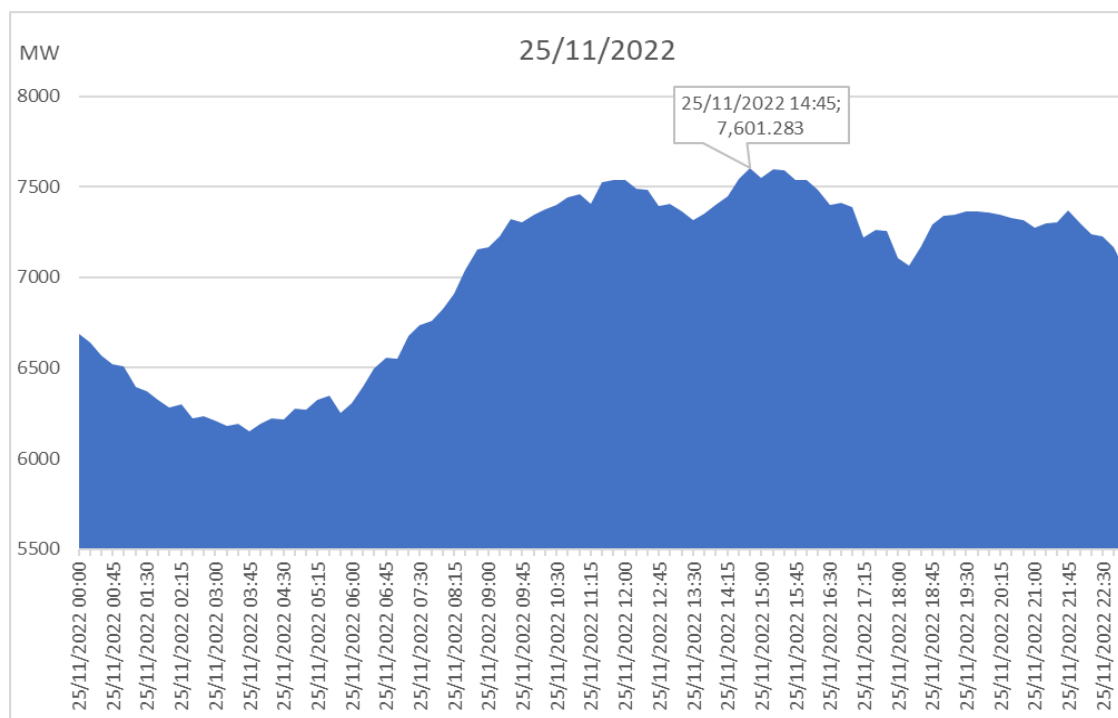
Nota. Fuente página web de la empresa COES
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda?indicador=maxima>

En el análisis de la demanda del día 25 de noviembre (Ver Figura 25a), se observa que la máxima exigencia del sistema fue de 7,601.283 MW a las 14:45 horas. Este valor es superior a la máxima demanda mensual reportada por el COES para noviembre de 2022, que fue de 7,426.575 MW, registrada a las 19:45 horas del 26 de noviembre. Esta discrepancia resalta la importancia de considerar las 24 horas del día al efectuar un análisis detallado para dicha demanda máxima. El reporte de máxima demanda mensual emitido por el COES está circunscrito a la hora punta (18:00 a 23:00 horas). Sin embargo, la máxima demanda del sistema no siempre ocurre en este intervalo. Como se evidencia en las figuras 25a y 25b, la demanda más alta puede presentarse en cualquier momento del día, dependiendo de diversos factores como el comportamiento del consumo, eventos inesperados o restricciones en la generación.

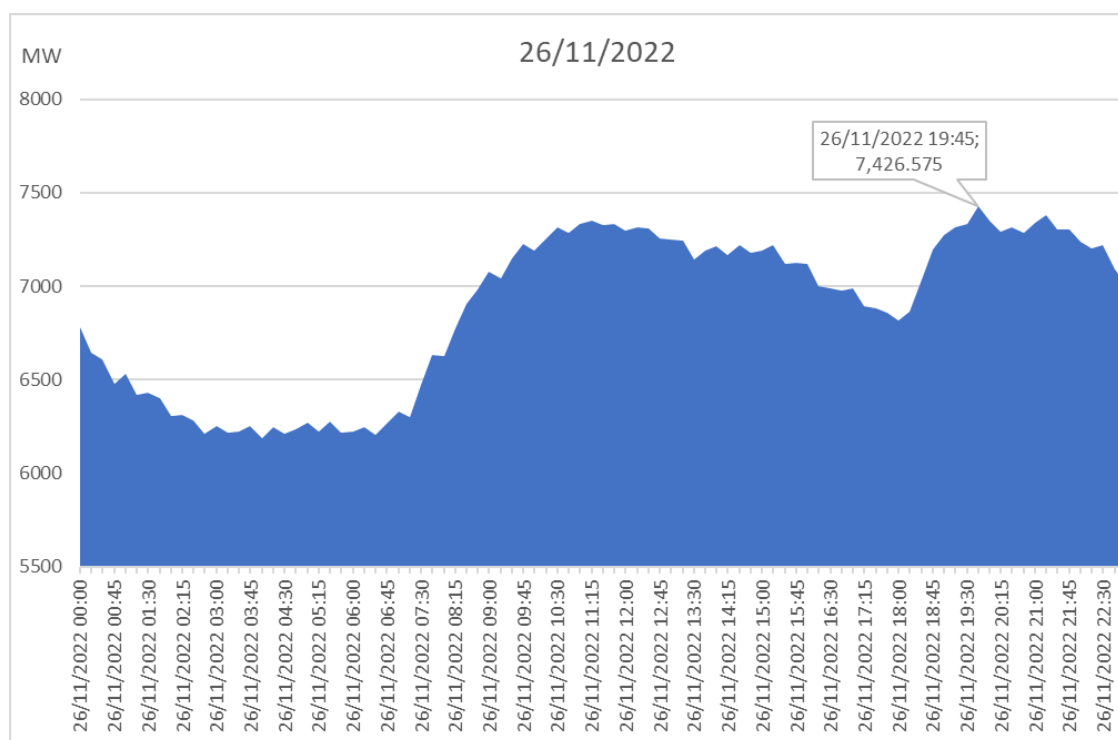
Además, es importante considerar las restricciones operativas que presentan las centrales de generación. Evaluar únicamente los datos nominales de capacidad, como para el caso de centrales solares y eólicas, o basarse solo de la potencia efectiva instalada en centrales térmicas, puede llevar a conclusiones erróneas sobre las capacidades reales de generación. Las centrales de generación enfrentan diversas limitaciones operativas, tales como fluctuaciones en la disponibilidad de recursos renovables, condiciones climáticas adversas, y restricciones técnicas que afectan su rendimiento. La generación de energía solar y eólica, por ejemplo, precisan en gran medida de las condiciones meteorológicas, lo que puede causar variabilidad en su producción. Por otro lado, las centrales térmicas pueden enfrentar restricciones de temperatura que limitan su capacidad de generación efectiva, como se discutió anteriormente. Estas limitaciones deben ser cuidadosamente consideradas al planificar y gestionar la capacidad del sistema eléctrico.

Figura 25

Reporte de máxima demanda de noviembre 2022, HFP.



a) Máxima demanda en el día 25 de noviembre del 2022.



b) Máxima demanda el día 26 de noviembre del 2022.

Nota. Página web de la empresa COES

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda?indicador=maxima>

Para realizar un análisis más preciso y representativo de la capacidad del sistema y la reserva fría, es esencial tomar en cuenta las 24 horas de cualquier día de la semana. Esto permite identificar los verdaderos picos de demanda y planificar adecuadamente la capacidad de respuesta del sistema. La variabilidad en la demanda, como se muestra en la Figura 25, indica que basar el análisis únicamente en las horas punta puede subestimar la demanda real y potencialmente dejar al sistema eléctrico vulnerable durante otros periodos críticos.

3.3.1. Proyección de la demanda del SEIN

La estimación de demanda para el periodo 2021-2026 es fundamental para planificar la capacidad de generación y asegurar una estabilidad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Para proyectar la demanda, se han considerado tres variables que tienen un impacto directo en el crecimiento de la demanda de energía y potencia. Estas variables permiten ajustar la proyección a las condiciones económicas, demográficas y la incorporación de tecnologías para energías renovables, asegurando una estimación más precisa y alineada con las expectativas de crecimiento en el sector eléctrico. El crecimiento económico impacta directamente la demanda de electricidad. A medida que la economía se expande, se incrementa la actividad industrial, comercial y residencial, lo que eleva el consumo energético. El crecimiento proyectado de la demanda se modela utilizando una fórmula, donde la tasa de crecimiento anual se ajusta según las expectativas económicas. Por otro lado, la variación demográfica influye en el consumo de electricidad, especialmente en el ámbito residencial. Conforme se incrementa la población, también se eleva la demanda de energía para satisfacer las necesidades de los nuevos hogares. Este factor también se incluye en la tasa de crecimiento utilizada en las proyecciones, asegurando que el modelo refleje con precisión el impacto del crecimiento poblacional.

Además, la incorporación de energías renovables no tradicionales, como la solar y la eólica, desempeña un papel fundamental en la proyección. Estas fuentes de energía no solo incrementan la capacidad de producción eléctrica, sino que además afectan los patrones de demanda y oferta. La demanda neta se ajusta restando la capacidad generada por las energías renovables no convencionales, lo que reduce la presión sobre las fuentes tradicionales.

La proyección de demanda utiliza un modelo de crecimiento anual, representado por la fórmula:

$$D_{proj}(t) = D_0 \cdot (1 + g \times f)^t \quad \text{Ecuacion 3.1}$$

Donde:

$D_{proj}(t)$: es la demanda proyectada en el año t

D_0 : es la demanda actual.

g : es la tasa de crecimiento anual.

t : es el número de años desde el inicio de la proyección.

f : Proporción ponderada de las franjas horarias de demanda máxima y demanda reducida

Utilizando el año 2021 como referencia, la proyección considera un ritmo promedio anual de crecimiento de 4,0% en el consumo de energía y 3,4% en la demanda de potencia. Esta proyección se traduce en un aumento total de Potencia 1,312 MW desde 2021 hasta 2026 (Tabla 8), lo que significa un crecimiento anual medio de 262 MW.

La tabla 8 resume, las expectativas de demanda para el SEIN durante este periodo. Se observa que el crecimiento en la demanda de energía y potencia refleja un incremento sostenido, impulsado por algunos factores como la expansión económica y la implementación de nuevos proyectos mineros.

Tabla 8*Proyección de la demanda del SEIN para el periodo 2021 - 2026.*

Año (1)	Proyección de Demanda del SEIN 2022 - 2026 (2)			
	Energía		Potencia	
	GWH	%	MW	%
2021	53 990	9,8%	7 218	-1,3%
2022	56 135	4,0%	7 529	4,3%
2023	59 633	6,2%	7 774	3,3%
2024	61 366	2,9%	8 010	3,0%
2025	63 412	3,3%	8 293	3,5%
2026	65 612	3,5%	8 530	2,9%
% Crecimiento	4,0%		3,4%	
Promedio 2021 - 2026				

Nota. Proyección de demanda periodo 2021-2026. Fuente COES.**3.4.Situación actual de la reserva fría****3.4.1. Análisis de la reserva fría**

Entre 2019 y 2022, la potencia efectiva en el SEIN ha crecido ligeramente, con un aumento en las fuentes renovables de 1028.01 MW a 1136 MW. La demanda máxima también ha incrementado de 7017.57 MW a 7601.28 MW. El uso de la capacidad instalada ha subido de 55.59% a 58.72%, reflejando una mayor utilización para satisfacer la demanda creciente. La capacidad de generación en situación de alerta ha aumentado de 12622.87 MW a 12944.16 MW.

Tabla 9*Potencia efectiva y demanda en el SEIN.*

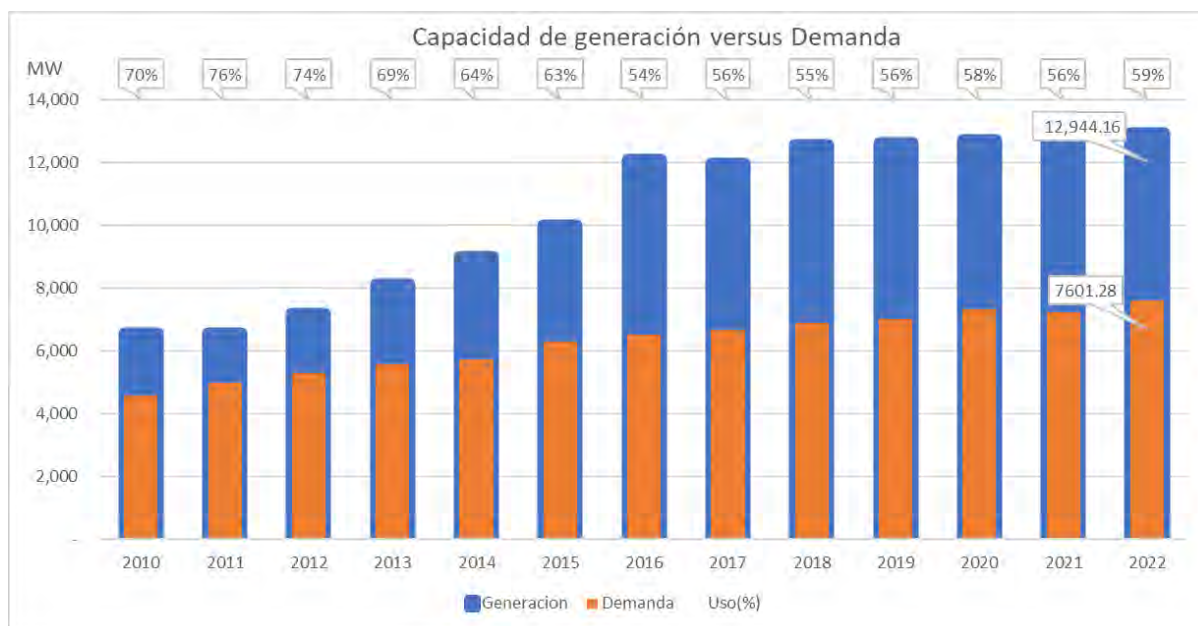
Central	2019 (MW)	2020(MW)	2021(MW)	2022(MW)
Hidráulicas	4747.49	4747.76	4853.05	4836.64
RER	1028.01	1089.45	1139.48	1136
Eficiente	4107.31	4111.69	4108.35	4228.41
No eficiente	2740.06	2755.36	2744.13	2743.11
Generación Total	12622.87	12704.26	12845.01	12944.16
Demanda	7017.571	7316.133	7218.301	7601.28
Uso(%)	55.5941	57.58803	56.195371	58.723625

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

La Figura 26, muestra la relación entre la capacidad de generación y la demanda de 2010 a 2022. En 2022, la generación fue de 12,944.16 MW y la demanda máxima de 7,601.28 MW, utilizando el 59% de la capacidad instalada. Este margen asegura suficiente energía durante picos de demanda y contingencias. El crecimiento constante en la capacidad de generación del SEIN ha superado la demanda, destacando la importancia de continuar invirtiendo en infraestructura para evitar sobrecargas. La diferencia entre capacidad instalada y demanda efectiva permite mantener una reserva fría adecuada, esencial para la estabilidad del suministro.

Figura 26

Potencia efectiva en el SEIN vs Demanda SEIN.



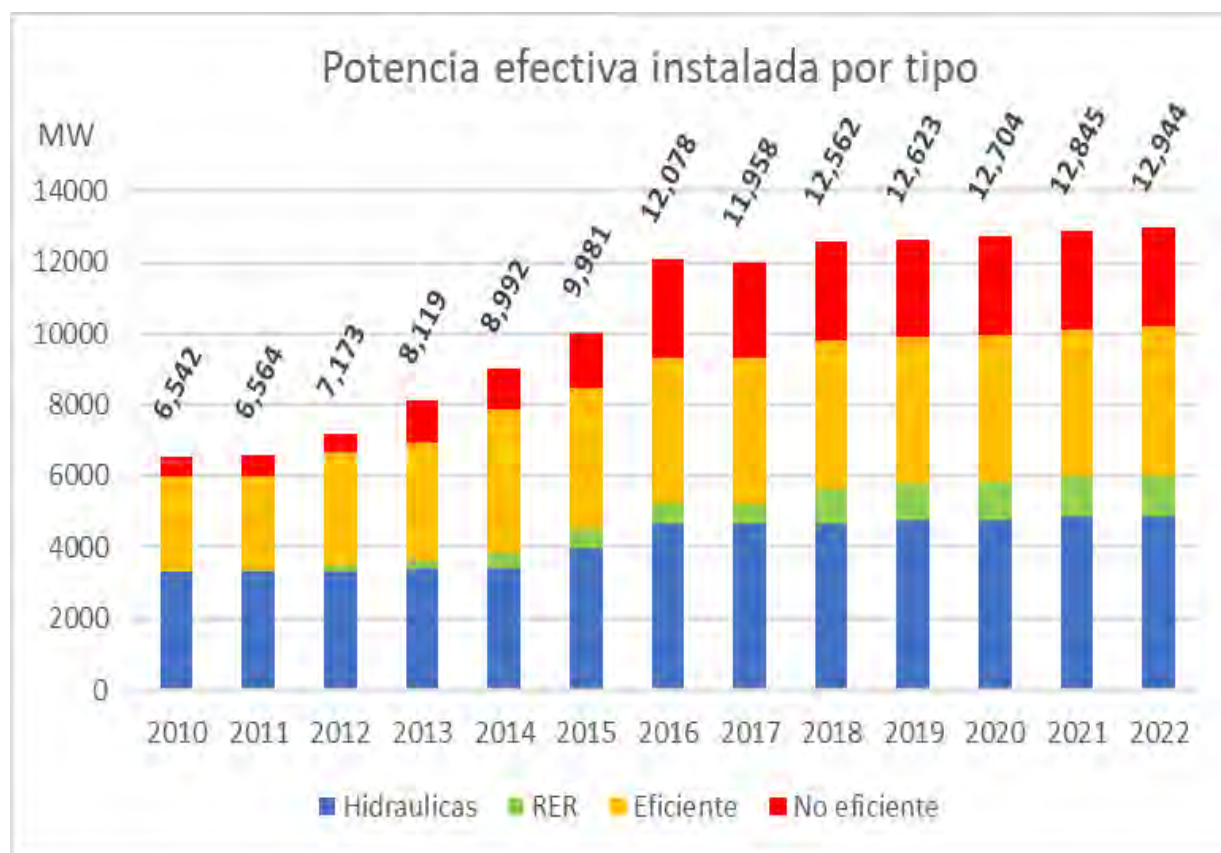
Nota.Propia (basada en información recopilada del COES).
COES (<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>)

En el análisis de la capacidad instalada de 12,944.16 MW en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se identifica una composición diversa en fuentes de generación. Entre estas, las Energías Renovables no Convencionales (RER) destacan por su contribución significativa, incluyendo una variedad de centrales: eólicas, solares, de biomasa, de bagazo y pequeñas centrales hidroeléctricas con una capacidad menor a 20

MW, todas categorizadas como renovables. Por otro lado, las centrales consideradas eficientes están principalmente constituidas por centrales térmicas que utilizan gas natural, proveniente de diversas fuentes como el gas de Camisea, gas de Talara y gas de Aguaytía. En contraste, las centrales catalogadas como no eficientes incluyen aquellas que operan con carbón, residual y diésel.

Figura 27

Composición de la potencia efectiva instalada.



Nota.Propia (basada en información recopilada del COES).
COES (<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>)

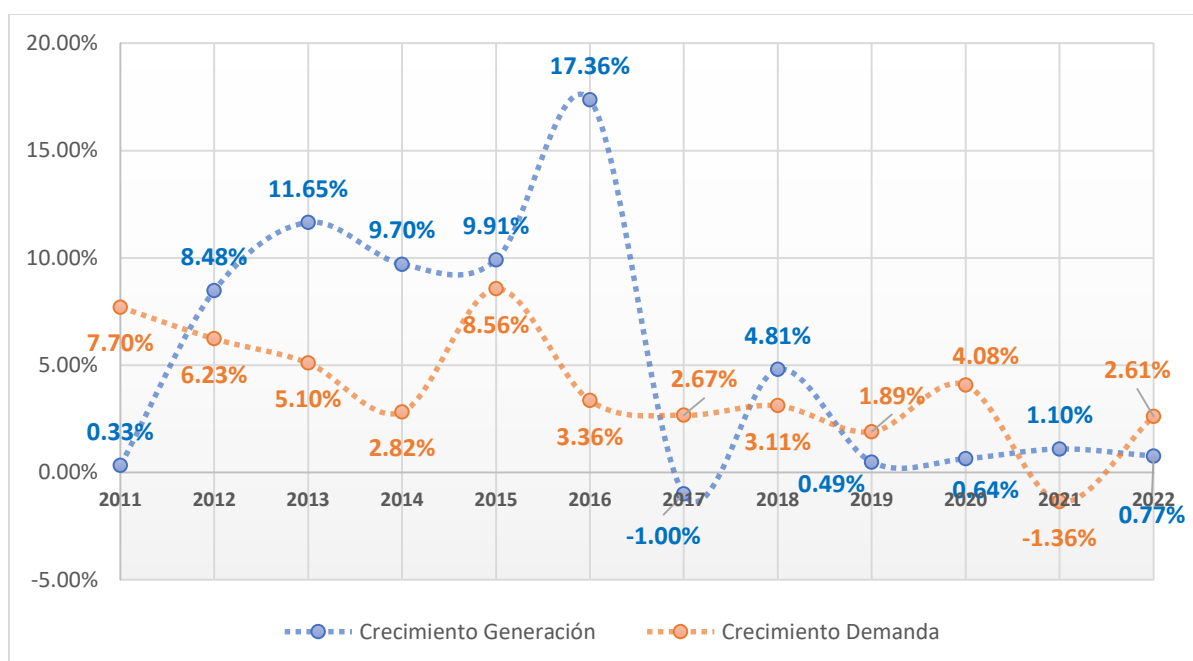
El aumento en la demanda de energía a lo largo de un período de once años se compara con el aumento anual en la capacidad de generación de energía. A continuación, se aprecia una relación volátil entre ambos: en algunos años, como en 2016, el crecimiento de la capacidad de generación alcanzó un pico de 17.36%, lo que indica que en ese año hubo una inversión significativa en infraestructura energética o una mejora en

la eficiencia de la generación. Sin embargo, en 2021, la capacidad disminuyó hasta 1.10%, lo que indica posibles disminuciones de capacidad o menor inversión. En contraste, la demanda muestra un crecimiento más constante y moderado, con una caída notable en el mismo año 2021 de -1.36%.

Este patrón refleja la importancia de la reserva fría en la planificación energética. Los porcentajes indican cómo la capacidad de generación debe, no solo seguir el ritmo de la demanda sino también anticiparse a ella, para mantener una reserva fría adecuada.

Figura 28

Crecimiento de la capacidad de generación vs crecimiento de la demanda.



Nota. Elaboración propia (basada en información recopilada del COES).
COES. (<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>)

Como se puede apreciar en la Figura 28, en 2017, la capacidad de generación disminuyó en un -1.00% debido principalmente a la reducción de inversiones en nuevas plantas y retrasos en proyectos clave que debían entrar en operación ese año. Algunos ejemplos de los proyectos y plantas que enfrentaron retrasos en esa época fueron:

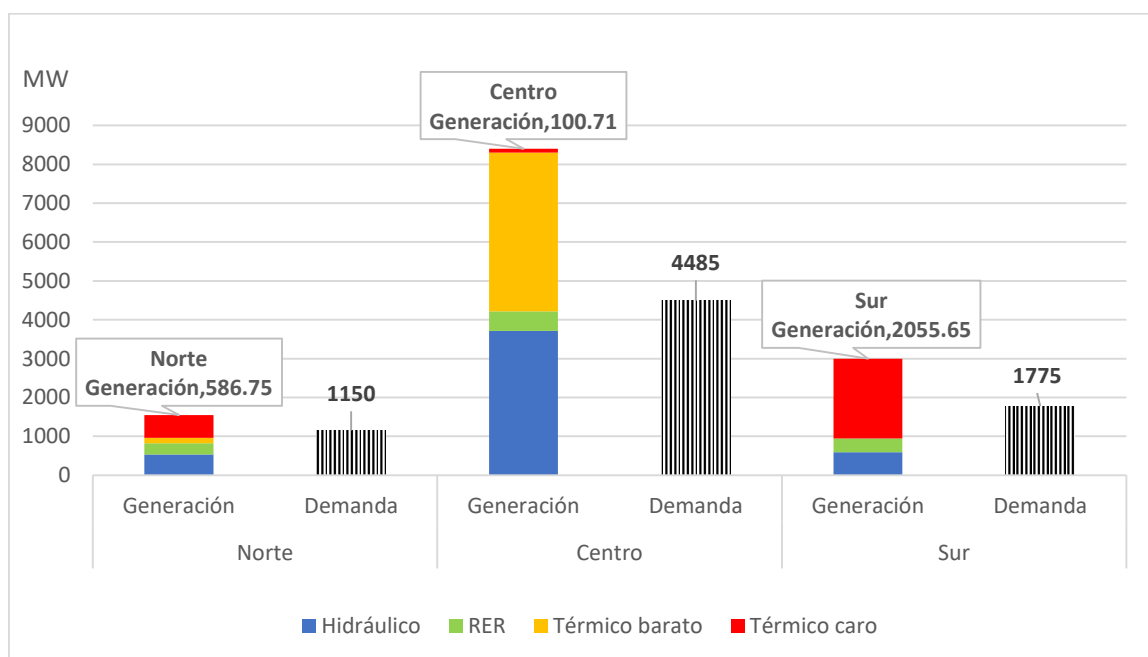
- a. **Central Hidroeléctrica Chaglla:** Aunque esta planta hidroeléctrica de 456 MW estaba prevista para operar en 2016, su puesta en marcha se retrasó y no contribuyó plenamente al sistema hasta mediados de 2017.
- b. **Proyectos térmicos en la zona sur:** Se registraron retrasos en plantas térmicas que debían operar con gas natural. Estos retrasos se debieron a la falta de infraestructura adecuada para el suministro de gas natural desde Camisea.
- c. **Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP):** El proyecto clave para el suministro de gas natural a las centrales térmicas en la región sur del Perú fue cancelado, lo que afectó la expansión de la capacidad de generación térmica que dependía del gas natural.

Además, el aumento en la participación de energías renovables intermitentes, como la solar y eólica, que no garantizan una generación constante, contribuyó a que la capacidad efectiva de generación fuera menor. Aunque la demanda creció un 2.67%, el sistema no pudo aumentar su capacidad de generación de forma proporcional, lo que refleja un desajuste entre oferta y demanda. La Tabla 10 muestra la división de sectores (Hidráulico, RER, Térmico eficiente y Térmico no eficiente) pudiéndose notar que el mayor sector en producir esta generación se encuentra en el centro del Perú, debido a que produce más generación hidráulica y térmica; en el segundo lugar está el área sur y por último el área norte.

Tabla 10*Generación y demanda por áreas 2020.*

	Norte		Centro		Sur	
SEIN	Generación	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Demanda
Hidráulico	529.92		3715.26		591.46	
RER	288.06		496.49		351.45	
Térmico barato	141.21	1150	4087.2	4485	0	1775
Térmico caro	586.75		100.71		2055.65	
Total áreas	1545.94	MW	8399.66	MW	2998.56	MW

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).
COES (<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>)

Figura 29*Generación por áreas - Demanda por áreas 2020.*

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).
COES (<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>)

En la figura anterior se observa que, en el Norte, la generación es de 1545.94 MW, mientras que la demanda es menor, a 1150 MW, en la región Central, se tiene una generación significativamente más alta de 8399.66 MW frente a una demanda de 4485

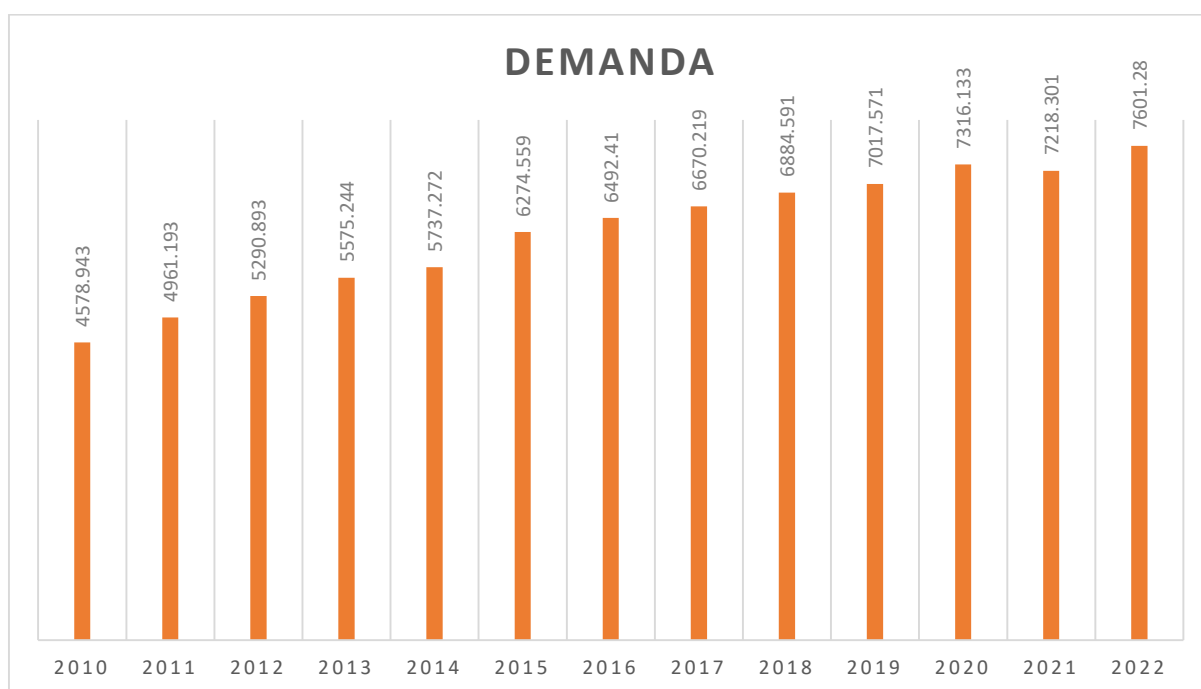
MW. Por último, en el Sur, la generación alcanza los 2998.56 MW, con una demanda de 1775 MW. En todas las áreas, la generación excede la demanda, indicando un superávit energético.

3.4.2. *Análisis de la reserva fría en diferentes periodos*

Del análisis presentado, se deduce que, para abastecer la demanda máxima de energía en 2022, la cual alcanzó los 7,601.28 MW, sería suficiente con emplear exclusivamente las centrales clasificadas como eficientes. Estas centrales tienen una capacidad de generación que oscila entre los 6,000 MW y los 10,000 MW (Ver figura 2). No obstante, es crucial tener en cuenta factores como la variabilidad estacional, las restricciones por temperaturas extremas, los mantenimientos de los generadores y las limitaciones para el suministro de gas natural. Estos elementos permiten estimar la capacidad efectiva disponible del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para responder a sus necesidades energéticas de manera realista.

Figura 30

Demanda máxima en el Perú (MW) - periodo 2010 - 2022.



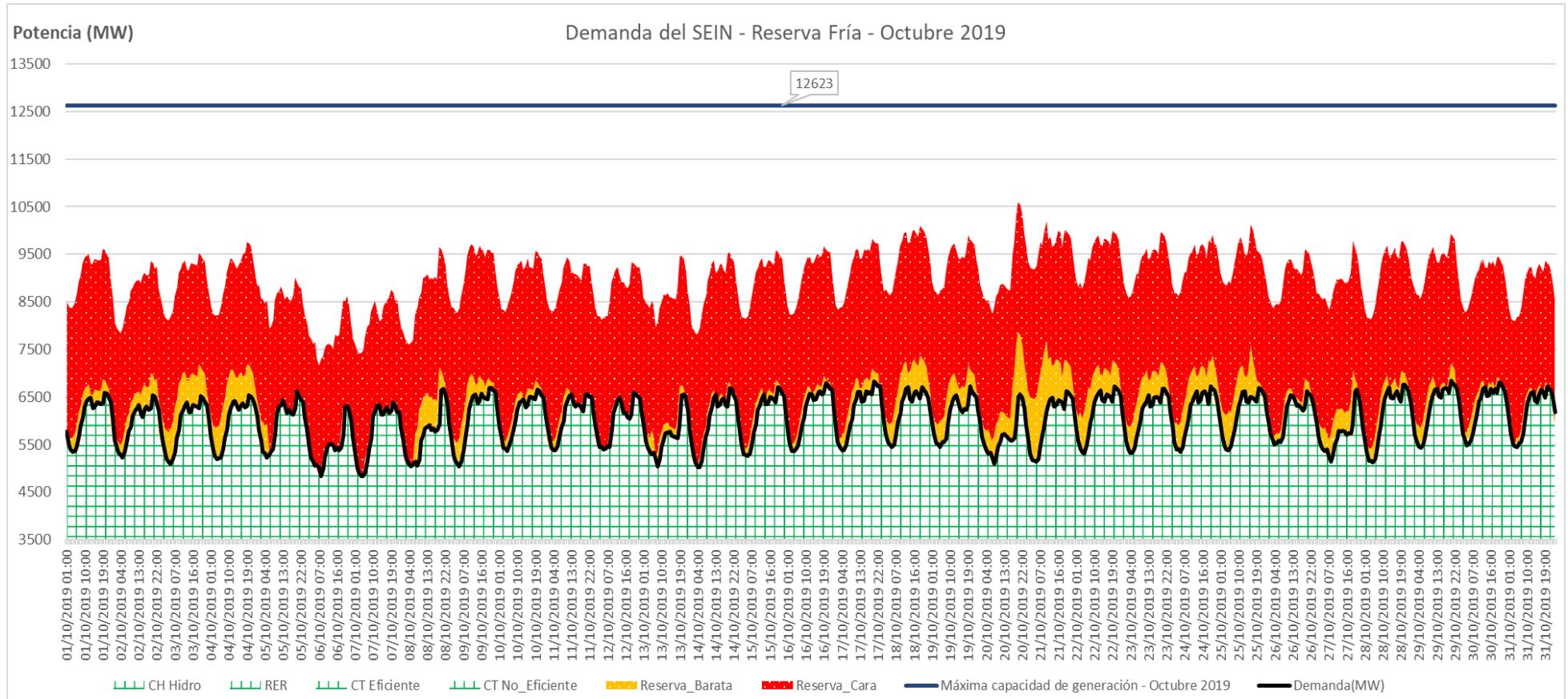
Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).
COES (<https://www.coes.org.pe/Portal/home/>)

El análisis de la reserva fría en octubre de 2019 (Ver Figura 31), revela que la disponibilidad de reserva fría económica, basada en el uso de gas natural, ya se encontraba limitada. Este mes, característico del periodo de estiaje, mostró una capacidad instalada de 12,623 MW. Sin embargo, la generación real (área verde) para atender la demanda (línea negra) más la reserva fría eficiente disponible (color naranja) más la reserva fría no eficiente (color rojo) alcanzaba sólo alrededor de 9,500 MW (Ver Figura 31), lo que subraya la estrechez en la capacidad de reserva disponible.

La Figura 31 muestra que, durante el estiaje, cuando la demanda alcanza 7,017.571 MW y con una capacidad máxima de 9,500 a 10,500 MW, el sistema aún cuenta con una reserva fría. Sin embargo, esta reserva disponible es en su mayoría la reserva fría no eficiente (área roja) ya que la reserva fría eficiente (área naranja) es casi cero durante este mes, lo que revela una falta de holgura en el sistema el cual se refiere al margen adicional de capacidad de generación disponible para responder a aumentos inesperados en la demanda o fallos en la generación. En otras palabras, los 12623 MW de potencia efectiva instalados en el SEIN en Octubre de 2019, en realidad sólo alcanzaron en promedio a los 9500 MW en total, tal como se pudo observar la figura 31, en dicha figura se puede observar que si sumamos toda la generación que estuvo en servicio para atender la demanda del mes (área verde) y le sumamos las reservas frías eficientes y no eficientes deberían aproximarse a los 12623 MW, sin embargo, debido a las indisponibilidades, restricciones operativas, limitaciones de gas natural y la estacionalidad que afectan principalmente a las centrales hidráulicas, solo se contó con una capacidad que en promedio resulto 9500 MW

Figura 31

Demanda de reserva fría en octubre de 2019.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

<https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

El análisis de la Figura 32 para febrero de 2020 muestra que, durante este periodo, la demanda máxima fue de 7,316.133 MW, mientras que la capacidad de generación disponible, incluyendo la reserva fría, alcanza aproximadamente 10,500 MW. Esto indica que el sistema aún cuenta con un margen de reserva para cubrir la demanda durante el periodo de avenida, en el que la generación hidroeléctrica es más eficiente. Sin embargo, este margen no implica necesariamente una holgura suficiente para situaciones de contingencia. Aunque hay una reserva fría eficiente disponible, es necesario evaluar otros factores, como la confiabilidad de las fuentes de generación, los mantenimientos programados y la variabilidad en la generación renovable, para asegurar que el sistema pueda responder adecuadamente ante fallas o fluctuaciones en la demanda.

La Figura 33 muestra la generación del SEIN y la reserva fría para octubre de 2020, en un contexto donde la demanda máxima registrada fue de 7,316.133 MW. A pesar de que la capacidad total disponible del sistema es de 12,704 MW, se observa que gran parte de la reserva utilizada corresponde a la reserva fría no eficiente, es decir, centrales que generan a un costo más alto.

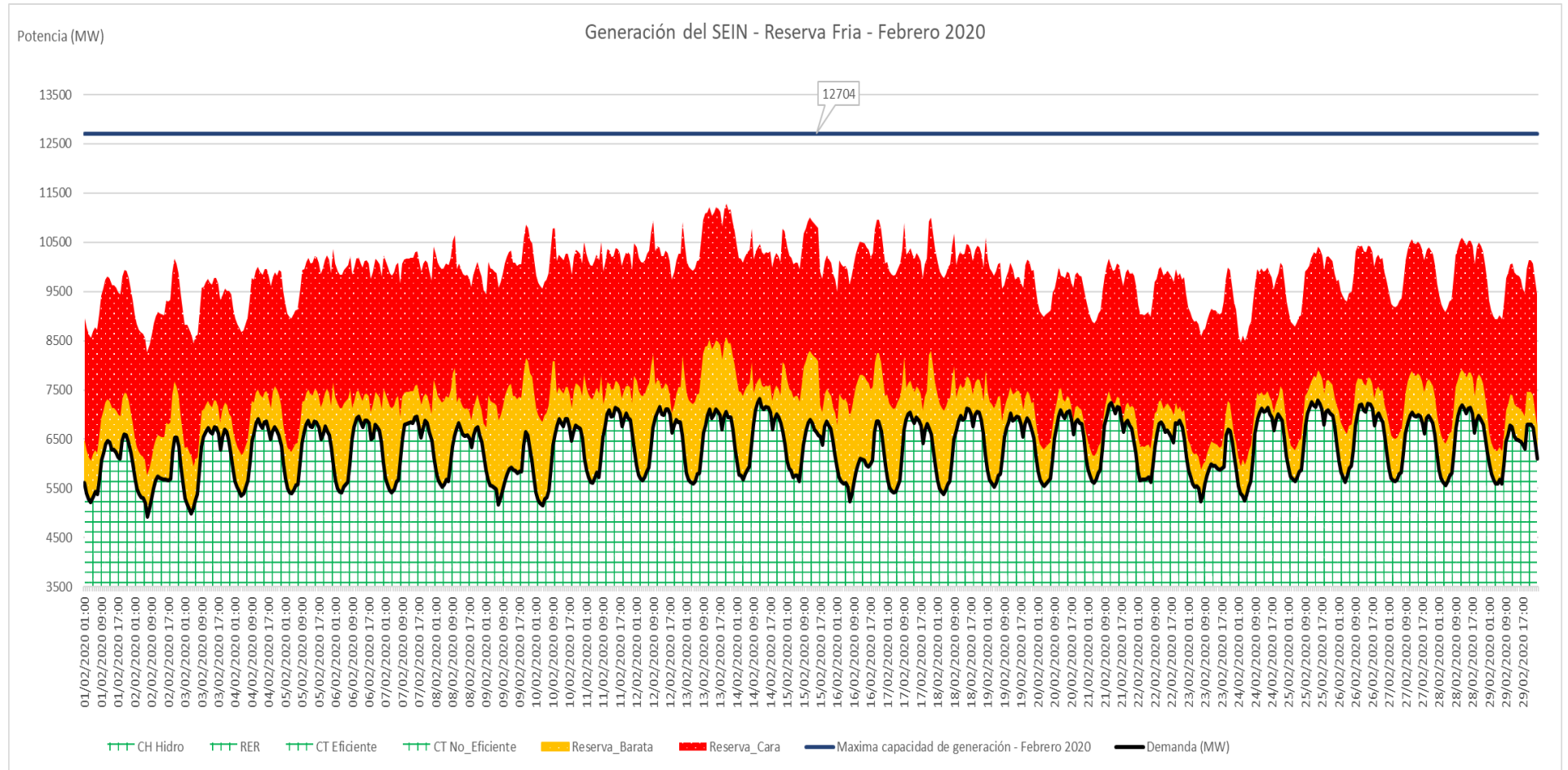
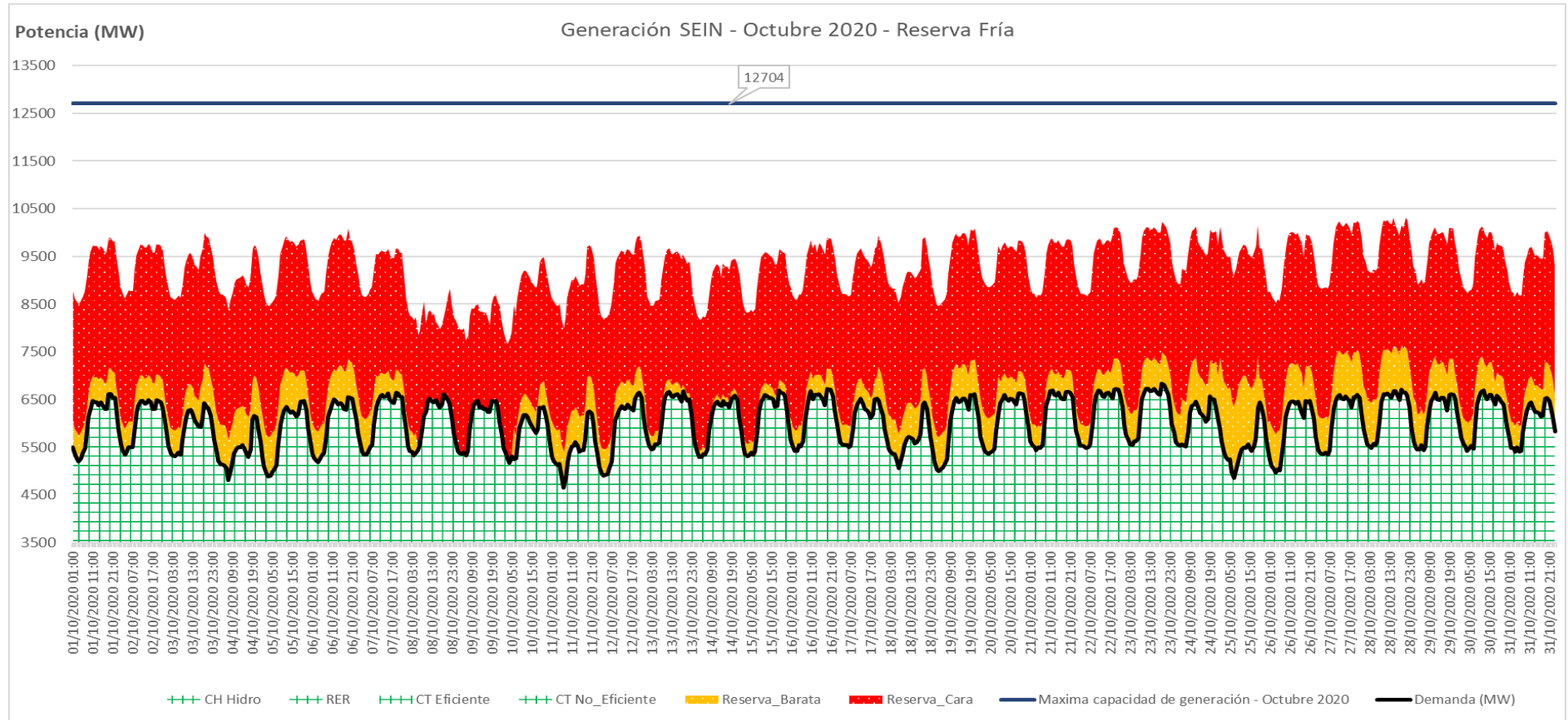
Figura 32*Demanda de reserva fría en febrero de 2020.**Nota.Propia (basada en información recopilada del COES). COES*

Figura 33

Demanda de reserva fría en octubre de 2020.



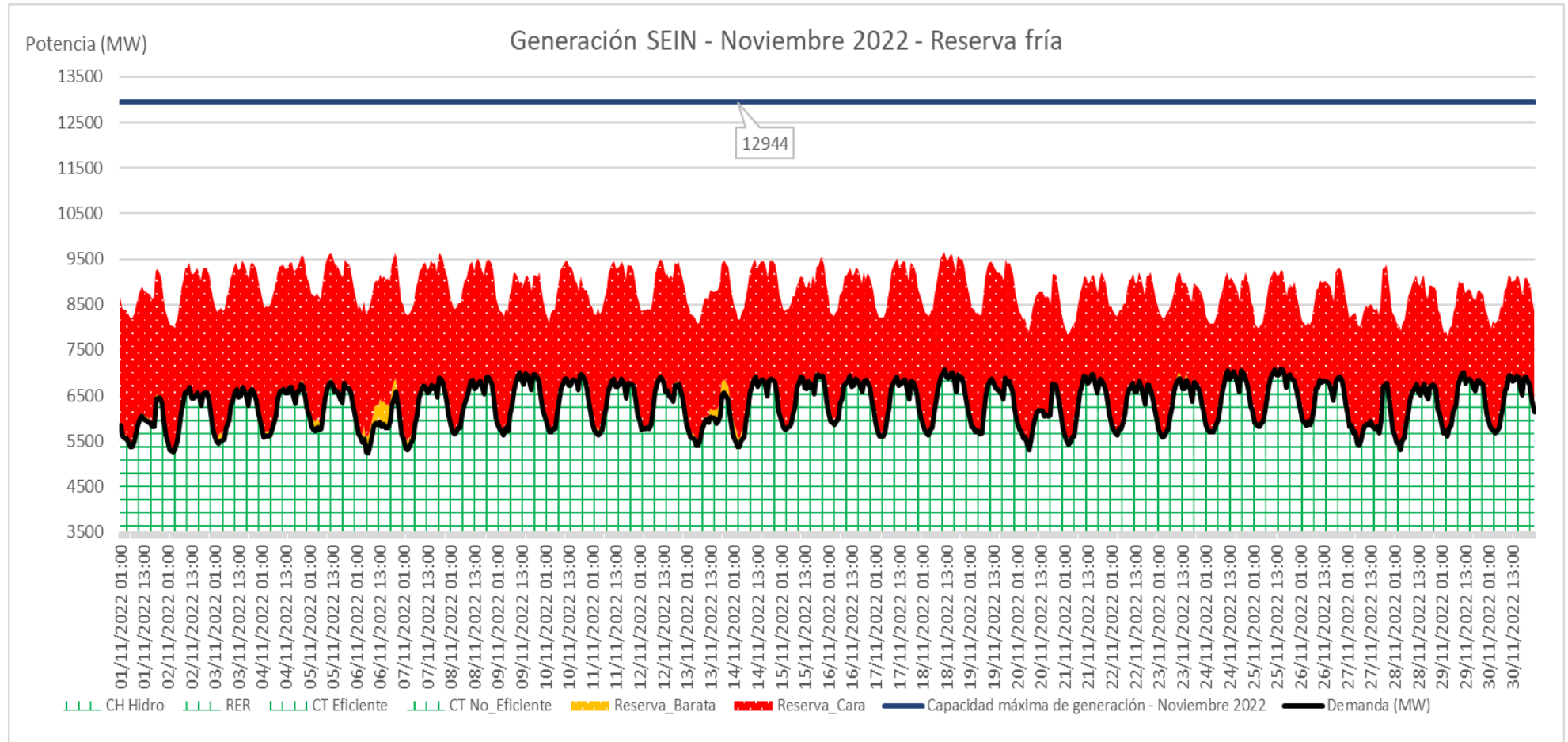
Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

La Figura 34 correspondiente a la demanda de reserva fría en noviembre de 2022, muestra que la capacidad máxima de generación fue de 12,944 MW, mientras que la generación promedio operativa se situó por debajo de los 9,500 MW, lo que refleja una notable dependencia de la reserva fría no eficiente.

Este comportamiento sugiere que, aunque la capacidad de generación disponible excede la demanda, el uso intensivo de centrales menos eficientes y más caras sigue siendo necesario para asegurar el suministro. La Figura 34 resalta la importancia de la gestión eficiente de la reserva fría, especialmente en situaciones donde las fuentes más baratas y eficientes no pueden cubrir la demanda total. La alta utilización de la reserva cara implica costos más elevados para el sistema, lo que puede afectar a largo plazo la sostenibilidad económica del suministro eléctrico. Este escenario subraya la necesidad de una planificación adecuada para reducir la dependencia de fuentes más costosas y mejorar el equilibrio entre la capacidad disponible y la eficiencia de la generación utilizada.

Figura 34

Demanda de reserva fría en noviembre de 2022.



Nota.Propia (basada en información recopilada del COES). COES

3.4.1. Escenarios de la reserva fría con la salida de tres generadoras y estacionalidad

Para la planificación de la generación de energía a mediano plazo, que considera proyectos comprometidos hasta el año 2025, se analiza el impacto de las limitaciones de gas natural que, afectan a varias centrales térmicas clave, como CT SANTA ROSA I, CT MALACAS 2 y CT AGUAYTIA. Estas plantas, que dependen del gas natural para su funcionamiento eficiente, tendrán limitaciones en su capacidad de operación, lo cual presenta un desafío en la gestión del suministro eléctrico, especialmente en épocas de alta demanda o estiaje, cuando la generación hidroeléctrica disminuye.

En este contexto, el análisis proyecta los escenarios en los que el sistema eléctrico podría depender más de la reserva fría, es decir, las centrales térmicas que se activan en situaciones de contingencia. La salida temporal o permanente de estas generadoras térmicas requerirá evaluar la capacidad del sistema para cubrir la demanda futura. Se aplicarán modelos matemáticos para proyectar la demanda eléctrica a lo largo del periodo, lo que permitirá identificar cómo se comportará la reserva fría ante un crecimiento constante de la demanda y posibles contingencias en el suministro.

Para proyectar la demanda, se emplea la fórmula de crecimiento exponencial:

$$D_{proj}(t) = D_0 \cdot (1 + g)^t \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde:

$D_{proj}(t)$: es la demanda proyectada en el año t

D_0 : es la demanda actual

g : es la tasa de crecimiento anual de la demanda.

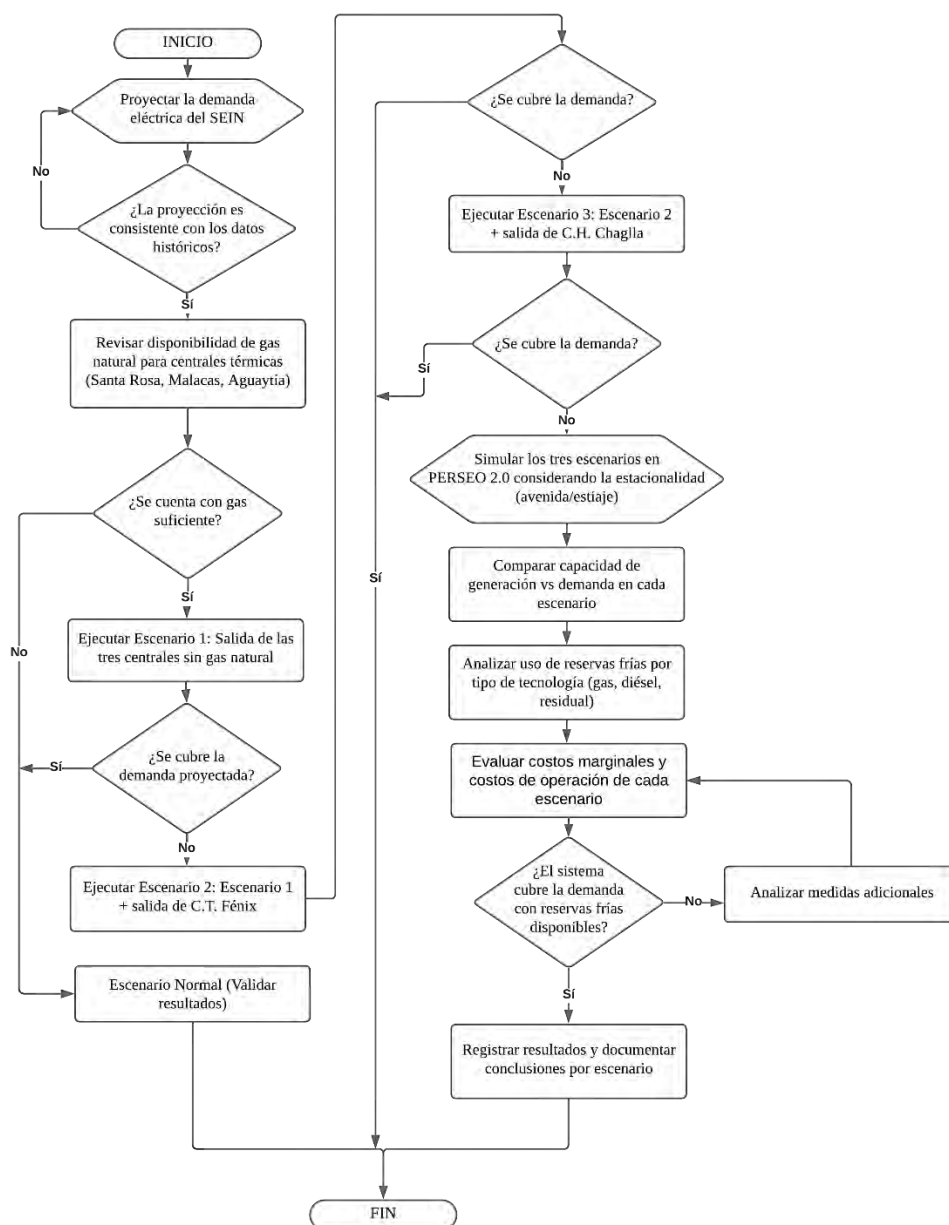
Además, se han tenido en cuenta las actividades de mantenimiento previstas en el programa de mediano plazo del COES para el año 2022, lo cual es esencial para asegurar la continuidad y estabilidad de la oferta de generación. El Perú presenta una marcada variación en su hidrología, que afecta significativamente la generación de energía. Por

ello, se analizará la oferta de generación eléctrica durante los periodos de avenida y estiaje para compararla con la proyección de la demanda desde el 2023 hasta el 2025.

El diagrama de flujo de la Figura 35 describe el procedimiento seguido para evaluar los escenarios de la reserva fría considerando la salida de tres generadoras térmicas y la variabilidad estacional (avenida y estiaje) en la planificación de la generación de energía a mediano plazo (hasta 2025).

Figura 35

Diagrama de Flujo de evaluación de escenarios de la reserva fría



Nota. Elaboración propia

Del diagrama de flujo se infiere lo siguiente:

1. Proyección de la demanda eléctrica del SEIN:

Se parte de la proyección de la demanda utilizando la fórmula de crecimiento exponencial (Ecuación 3.2), que permite estimar la evolución de la demanda anual considerando la tasa de crecimiento g .

2. Verificación de consistencia:

Se compara la proyección con datos históricos. Si no es consistente, se ajusta la proyección hasta lograr un valor confiable.

3. Revisión de limitaciones de gas natural:

Se identifica la disponibilidad de gas natural en las centrales térmicas CT Santa Rosa I, CT Malacas 2 y CT Aguaytía, las cuales son críticas para la estabilidad del sistema.

4. Escenarios de salida de generadoras:

- **Escenario 1:** Salida de las tres centrales por falta de gas natural.
- **Escenario 2:** Escenario 1 más la salida de la C.T. Fénix.
- **Escenario 3:** Escenario 2 más la salida de la C.H. Chaglla.

Después de cada escenario, se evalúa si se cubre la demanda proyectada.

Si no es así, se pasa al escenario siguiente.

5. Simulación en PERSEO 2.0:

Una vez definidos los escenarios, se realizan simulaciones considerando los periodos de avenida y estiaje para identificar el comportamiento de la oferta de generación y la dependencia de la reserva fría.

6. Comparación generación-demanda:

Se comparan los resultados de capacidad de generación frente a la demanda en cada escenario, considerando el uso de centrales térmicas en reserva fría.

7. Análisis de reservas frías y costos:

Se evalúa el uso de las reservas frías por tipo de tecnología (gas, diésel, residual), así como los costos marginales y operativos asociados a cada escenario.

8. Determinación de suficiencia:

Si el sistema cubre la demanda con las reservas frías disponibles, se validan los resultados. De lo contrario, se analizan medidas adicionales, como nuevas inversiones o el uso de centrales menos eficientes.

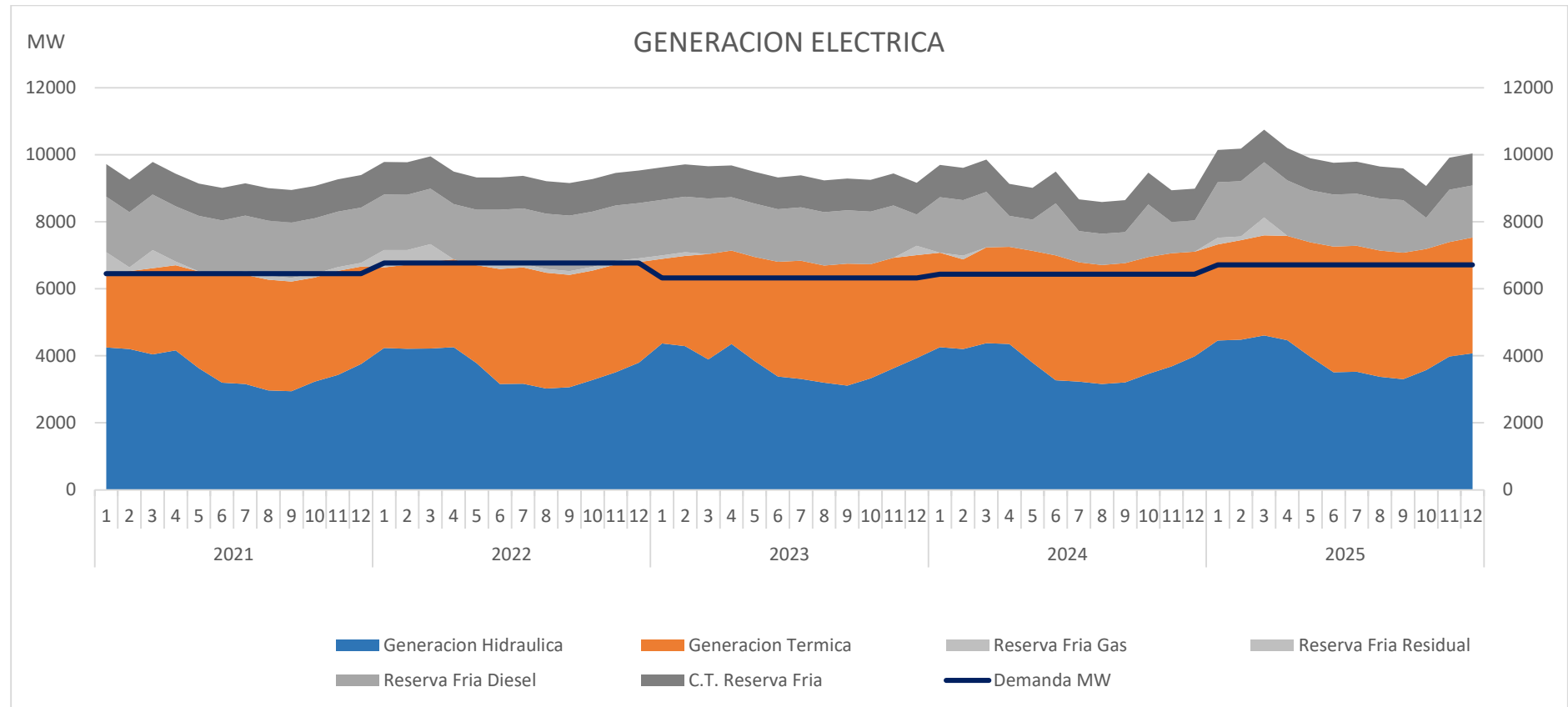
9. Documentación de resultados:

Finalmente, se registran los resultados y conclusiones por escenario, lo que permite planificar de forma más precisa la cobertura de la demanda futura del SEIN.

Este análisis permite identificar los riesgos y vulnerabilidades del sistema eléctrico frente a la salida de generadoras estratégicas y la variación estacional de la hidrología. De esta forma, se puede planificar el uso de la reserva fría y tomar decisiones estratégicas para garantizar la seguridad energética del país durante el periodo 2023-2025.

Figura 36

Proyección de generación y reserva fría por tipo de generación eléctrica (2021 - 2025)



*Nota.*Elaboración propia con la base de datos de la página del OSINERGMIN

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/tarifas-en-barra/procedimiento-fijacion-mayo-2023-abril-2024>

En la Figura 36, podemos observar que la generación hidráulica en periodos de avenida alcanzó aproximadamente los 4545.38 MW (febrero 2023) y en estiaje descendió hasta 2845.85 MW (julio 2022) (área azul). La generación térmica a gas cubre la demanda hasta los 3479.68 MW (agosto 2023), después se puede observar la poca reserva fría a gas, seguido de la reserva fría a diésel y finalmente las centrales a diésel que, catalogadas como reserva fría, tienen un tipo de operación especial definido dentro del marco conceptual. Desde 2021 hasta 2025, la reserva fría en el sistema eléctrico mostró fluctuaciones notables, reflejando las estrategias de planificación energética y la evolución de las demandas.

En 2021, la reserva fría alcanzó niveles significativos con un total de 719.49 MW provenientes del gas en febrero, destacándose como la principal fuente de respaldo en ese año. La participación del diésel se mantuvo estable, con una contribución de 1652.7508 MW constante en todos los meses, mientras que la reserva residual no mostró actividad. Las centrales térmicas, como RF Eten y RF TG5 Talara-D, jugaron un papel crucial en el soporte del sistema, especialmente en momentos de alta demanda, como en los meses de verano.

En 2022, se evidencia una ligera disminución en la contribución total de la reserva fría, aunque continuó siendo un componente esencial para garantizar la estabilidad del sistema. En febrero, se registró un aporte de 1324.56 MW de reserva fría de gas, lo que representó uno de los valores más altos de este año. Por otro lado, el diésel continuaba siendo una fuente clave, proporcionando un respaldo constante de 1652.7508 MW, y la reserva residual permanecía inactiva.

Para 2023, se observará un cambio en la composición del sistema de reserva fría. La participación del gas disminuyó notablemente en comparación con los años anteriores, aunque en febrero destacó un valor de 784.89 MW, un claro indicador de su relevancia

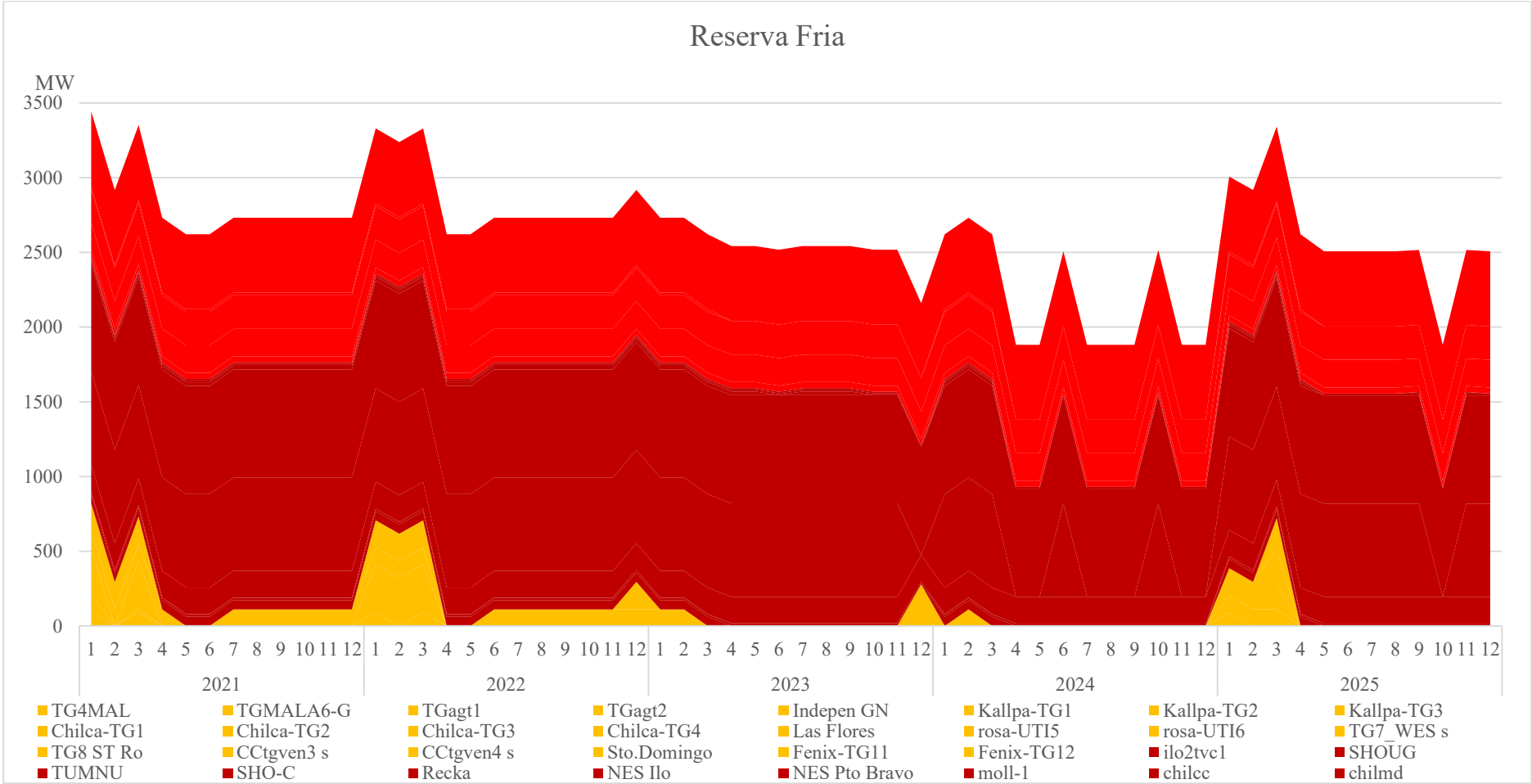
residual en situaciones específicas. En este año, se dio mayor protagonismo al diésel, con aportes de 1652.75 MW en varios meses, respaldando las operaciones ante fluctuaciones en la generación hidráulica y térmica. El año 2024 estuvo marcado por una contracción en la capacidad total de la reserva fría, lo que reflejó un ajuste en las estrategias del sistema hacia una mayor dependencia de otras fuentes energéticas. En este período, el gas solo registró una participación mínima en febrero con 110.6577 MW, mientras que el diésel se mantuvo como el soporte principal, con un promedio de 930.28 MW en la mayoría de los meses.

Finalmente, en 2025, se observó un repunte en la utilización de la reserva fría de gas, alcanzando un máximo de 1324.56 MW en febrero y abril, lo que marcó un retorno parcial a esta fuente como clave de respaldo. El diésel continuó siendo una constante con niveles destacados, especialmente en todos los meses del año, con un valor de 1652.75 MW. Este último año reflejó una transición hacia un enfoque más equilibrado, optimizando los recursos de reserva fría disponibles para enfrentar las crecientes demandas del sistema.

Estas variaciones en la generación de energía son influenciadas por factores como la estacionalidad, disponibilidad de recursos hídricos, demanda de energía y eficiencia en la gestión de los recursos energéticos. La utilización del software MODELO PERSEO 2.0 permite simular estas condiciones y planificar adecuadamente para garantizar la disponibilidad de energía en todo momento. Es por ello que, utilizando los datos reales proporcionados por el COES (Ver Anexo N° 8), se ha realizado un análisis estocástico para determinar la reserva fría contada al momento de la salida de algunos generadores eléctricos, considerando la estacionalidad en Perú. El cálculo efectuado fue realizado utilizando el programa MODELO PERSEO 2.0, obteniendo los siguientes resultados (Ver Figura 37)

Figura 37

Variación mensual de la reserva fría (MW) por proyectos comprendidos en Perú (2021 -2025).



Nota. Elaboración propia con base de datos de la página web del OSINERMIN

En la Figura 37, podemos observar que la reserva fría con gas (anaranjado), seguido de la reserva fría convencional a diésel y finalmente las centrales de reserva fría que operan con diésel

Para este análisis, se plantean tres escenarios para calcular la reserva fría en generación, los cuales se detallan a continuación:

- **Escenario 1:** Sin gas natural para el funcionamiento en las C.T. Santa Rosa (UTI5, UTI6 y TG8), C.T. Malacas (TGN4 y TG5-G) y C.T. Aguaytia (TG2).
- **Escenario 2:** Salida de la Central Térmica Fénix por contingencia sumado al escenario 1.
- **Escenario 3:** Salida de la Central Hidroeléctrica de Chaglla por contingencia, más el escenario 2.

Para el análisis de los tres escenarios planteados, se utilizó el MODELO PERSEO 2.0, que permite simular la capacidad de generación y la disponibilidad de reserva fría bajo distintas condiciones operativas. El cálculo de la reserva fría se realiza simulando la capacidad del sistema para responder ante la salida de las centrales clave (TG8 de Santa Rosa II, la Central Hidroeléctrica de Chaglla y la Central Térmica Fénix) en los distintos escenarios, evaluando cómo impactan las limitaciones de gas natural y los mantenimientos programados. El modelo PERSEO utiliza ecuaciones de balance de potencia y minimización de costos operativos para determinar la cantidad de energía generada por cada central, ajustando según las condiciones específicas de cada escenario.

a) *SALIDA DEL GENERADOR TG8 – SANTA ROSA II.*

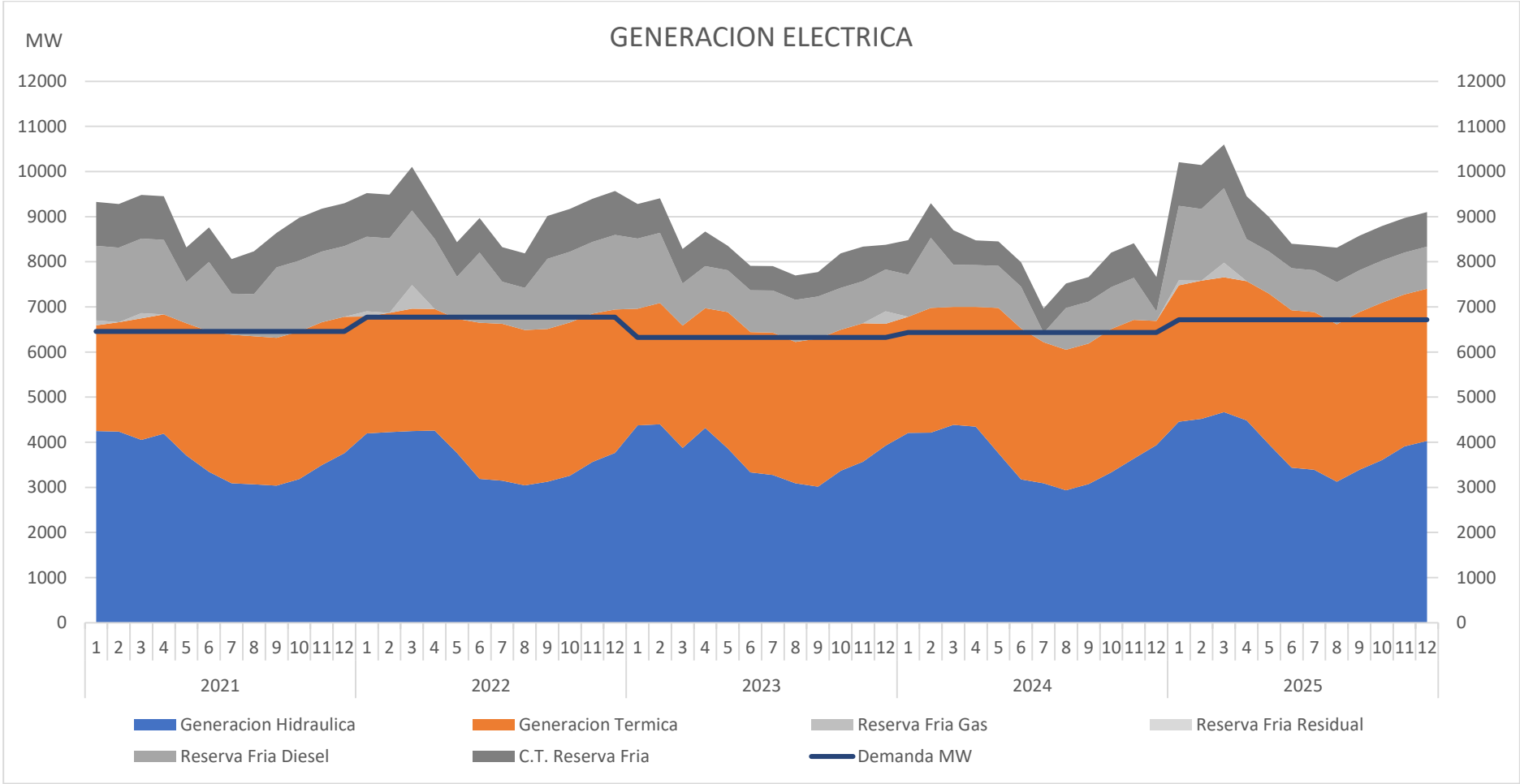
En el escenario sin gas natural para el generador TG8 de la Central Térmica de Santa Rosa II, se observa cómo dicha generación eléctrica se distribuye entre la generación hidráulica, térmica y las diversas reservas frías (gas, residual, diésel y central térmica de reserva fría) durante los años 2021, 2022, 2023, 2024 y 2025 (Ver Figura 38).

El análisis de las reservas frías y la generación eléctrica en el sistema peruano durante el periodo 2021-2025 refleja patrones significativos en la gestión de recursos y la planificación operativa. Estos datos, obtenidos a través del software PERSEO 2.0, permiten observar cómo evolucionaron las distintas fuentes de generación, como la hidráulica y la térmica, así como la variabilidad de las reservas frías, clasificadas en gas, residual, diésel y otras contribuciones provenientes de las centrales térmicas.

En 2021, con una demanda promedio de 7.152.929 MW, las reservas diésel oscilaron entre 913.815 MW y 1.652.7508 MW, reflejando su relevancia en momentos de baja generación hidráulica. En 2022, la demanda aumentó a 7.466,7 MW, destacando un mayor uso de reservas de gas en marzo (522,5681 MW). Para 2023, la demanda subió a 7.605,16 MW, y las reservas frías de gas estuvieron ausentes en la mayoría de los meses, incrementando la dependencia de las reservas diésel, que llegaron a 930,28 MW en abril y mayo.

En 2024, con una demanda promedio de 7.851,16 MW, las reservas diésel se mantuvieron estables en los primeros meses, alcanzando valores de hasta 1.555,6284 MW, pero disminuyeron a 206,7037 MW en junio, evidenciando vulnerabilidades. Finalmente, en 2025, la demanda alcanzó su máximo de 8.135,12 MW, con mayor estabilidad en las reservas, destacando un pico de 3.782 MW en abril, aunque con caídas en agosto y diciembre (1.909 MW y 2.560 MW, respectivamente). Este período refleja la importancia de diversificar las fuentes de respaldo y optimizar la planificación operativa para responder al crecimiento sostenido de la demanda eléctrica y las limitaciones en la disponibilidad de recursos.

Figura 38
Generación eléctrica (MW) a la salida del generador TG8.



*Nota.*Elaboración propia elaborado a partir de los datos del Anexo N° 9

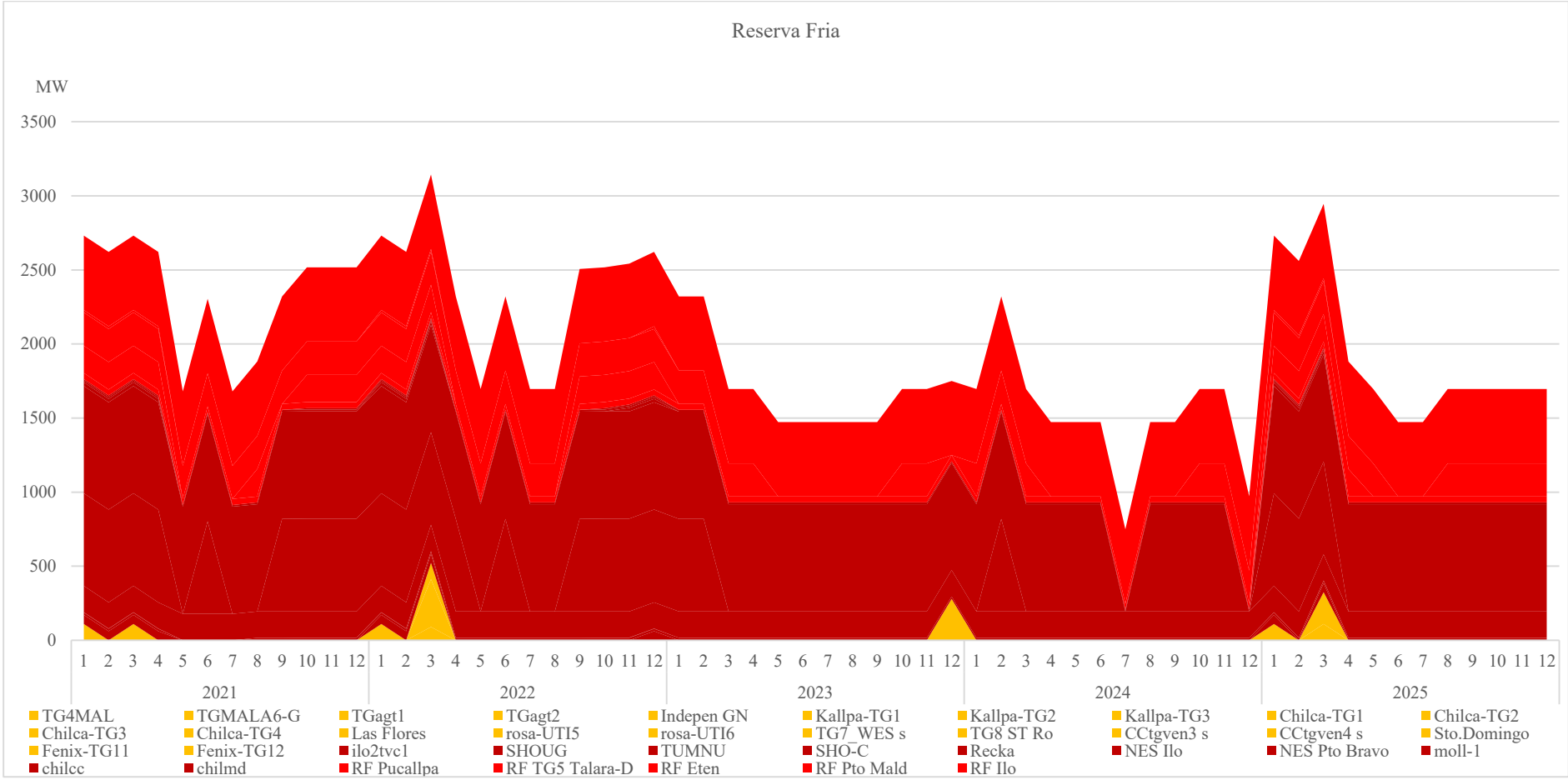
Desde 2021 hasta 2025, las reservas frías experimentaron fluctuaciones significativas en su contribución al sistema energético. En 2021, se registró un total de 11,488.66 MW de generación proveniente de las reservas frías, con aportes destacados de centrales como RF Ilo (6,022.77 MW), RF Eten (2,686.33 MW) y RF TG5 Talara-D (2,218.84 MW). Estas centrales desempeñaron un papel crucial, especialmente durante los momentos de mayor demanda, consolidando la estabilidad del sistema.

En 2022, la capacidad total de generación desde reservas frías se mantiene igual en 11,488.66 MW, con una distribución similar y aportes constantes por parte de RF Ilo, RF Eten y RF TG5 Talara-D. RF Pucallpa también participó con una contribución menor pero continua (482.72 MW). Este año reafirmó la planificación operativa eficiente con una alta disponibilidad de respaldo.

El año 2023 mostró una disminución notable, con un total de 9,269.82 MW, debido a la salida de operación de RF TG5 Talara-D. Aun así, RF Ilo y RF Eten sostuvieron la mayor parte de la carga de respaldo, mientras que RF Pucallpa se mantuvo operativa con un aporte constante. Para 2024, el sistema experimentó una contracción aún más marcada, alcanzando un total de apenas 6,583.49 MW, tras la paralización de RF Eten y RF TG5 Talara-D. En este periodo, RF Ilo se mantuvo como el principal contribuyente, representando casi el total de generación de reserva fría junto con RF Pucallpa.

Finalmente, en 2025, se mantuvo la misma tendencia con una generación total de 6,583.49 MW, sin reincorporación de las centrales RF Eten ni RF TG5 Talara-D. Este nivel, aunque menor en comparación con años anteriores, sigue siendo clave para afrontar contingencias en el sistema, gracias principalmente al aporte sostenido de RF Ilo.

Figura 39
Reserva fría (MW) a la salida del generador TG8.



*Nota.*Elaboración propia a partir de los resultados del Anexo N° 10 utilizando el software MODELO PERSEO 2.0

b) SALIDA DEL GENERADOR TG8 Y C.T. FENIX

En el segundo escenario, se contempla la salida de la Central Térmica de Fenix durante las reservas frías de los años 2021, 2022, 2023, 2024 y 2025. La generación térmica varía notablemente debido a la salida de la Central Térmica de Fenix (Ver Figura 40 y Anexo N° 11). En 2021, con una demanda promedio de 7.152.929 MW, la generación hidráulica predominó durante el año, cubriendo más del 50% del total. Las reservas frías de gas fueron activadas únicamente en enero y marzo, con 110,6577 MW, mientras que las reservas diésel, esenciales para el respaldo, fluctuaron entre 913,815 MW y 1.652,7508 MW. Los meses de junio y julio, con menor generación hidráulica, destacaron por una mayor dependencia de estas reservas.

Durante 2022, la demanda aumentó a 7.466,75 MW, lo que requirió un ajuste en la distribución de las reservas. En marzo, las reservas de gas alcanzaron su punto más alto con 522,5681 MW, mientras que las reservas diésel continuaron siendo fundamentales, manteniéndose estables en torno a 1.652,7508 MW en los meses clave. Esto permitió al sistema enfrentar con éxito la creciente demanda y garantizar la estabilidad operativa.

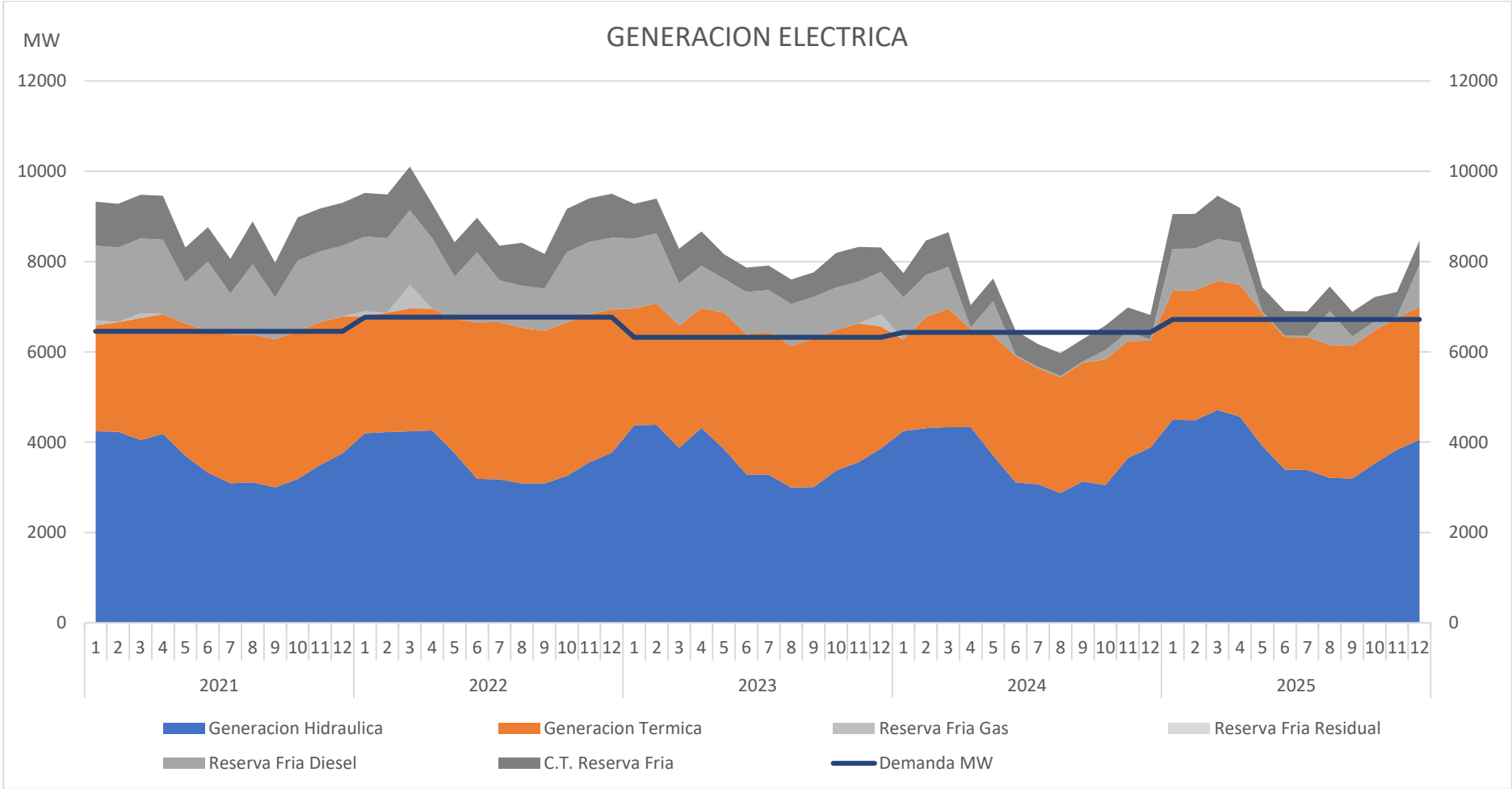
En 2023, la demanda subió a 7.605,16 MW. Sin embargo, las reservas de gas estuvieron ausentes en la mayoría de los meses, lo que intensificó la dependencia de las reservas diésel, con valores que oscilaron entre 752,2806 MW y 1.555,6284 MW. La incorporación de reservas térmicas y una distribución más amplia entre las unidades mitigaron los desafíos operativos. En diciembre, se activaron 278.8185 MW de reservas de gas, lo que marcó un esfuerzo puntual por diversificar las fuentes de respaldo.

Para 2024, con una demanda promedio de 7.851,16 MW, se registraron valores constantes de reservas de gas de 573.17 MW, en todos los meses del año. Las reservas diésel mostraron una mayor variabilidad, destacando el mes de mayo con valor cercano a

752.2806 MW. Sin embargo, en meses como abril, junio a septiembre y diciembre, la dependencia de estas reservas fue mínima, con un uso de tan solo 28,7043 MW.

Finalmente, en 2025, la demanda alcanzó su punto más alto en el período analizado, con 8.135,12 MW. Este año no se observó desabastecimiento de reservas de gas, sino una presencia constante de 573.1728 MW durante todo el año, y un uso estratégico de las reservas diésel, especialmente en meses como enero a abril y diciembre, donde alcanzaron valores máximos de 930.28 MW, y en otros meses como mayo a julio, donde se redujeron a 28.7043 MW.

Figura 40
Generación eléctrica (MW) de la salida del generador TG8 y C.T. FENIX.



Nota. Elaboración propia elaborado a partir de los datos del Anexo N° 11

En el segundo escenario, que contempla salida de la Central Térmica de Fenix por contingencia y falta de gas para el generador TG8 (C.T. de Santa Rosa II), se analiza como impacto en la reserva fría utilizando el software PERSEO 2.0, los datos resultantes se pueden apreciar en el Anexo N° 12.

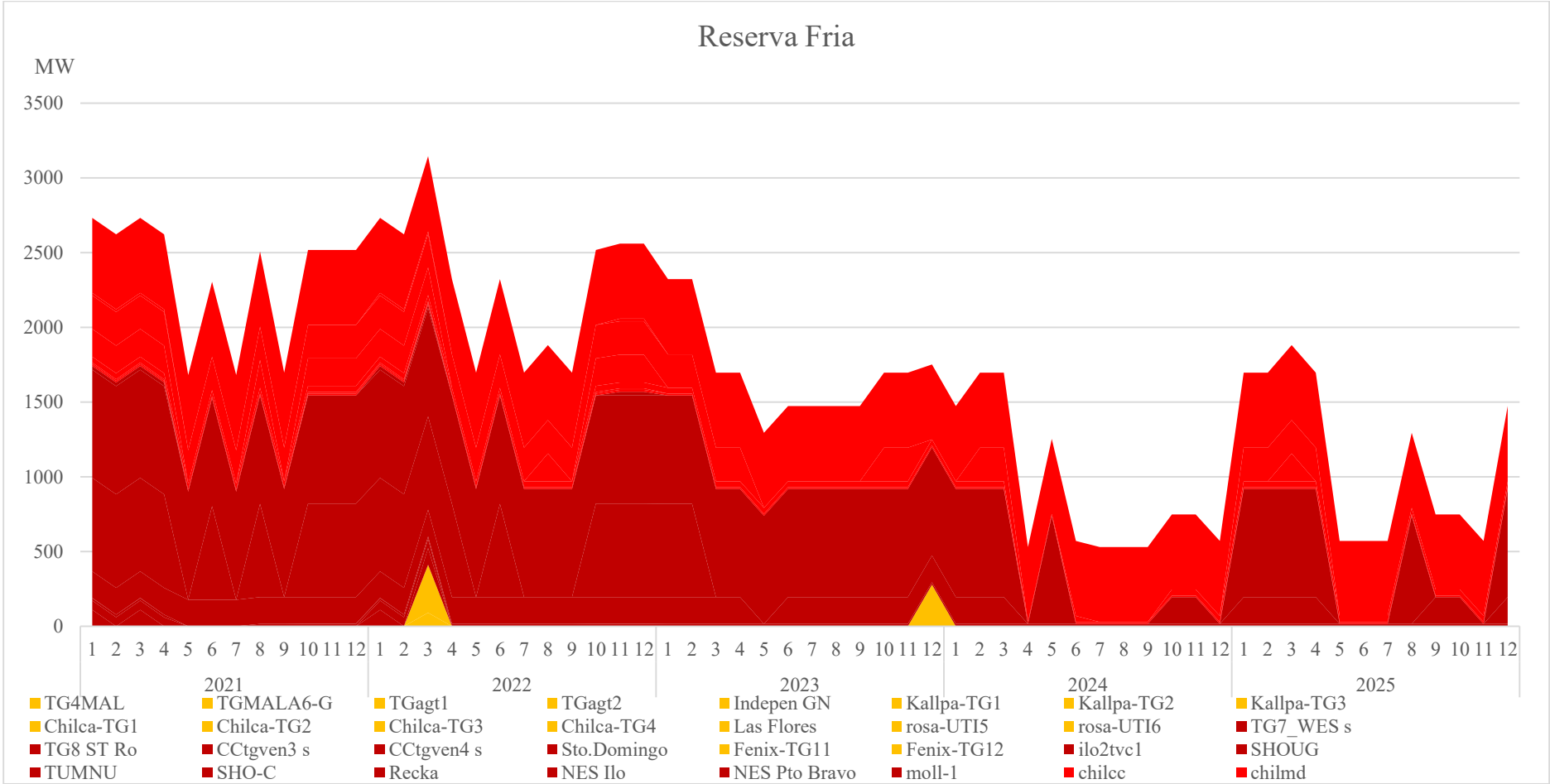
En 2021, las reservas frías alcanzaron un máximo de 2730.68 MW en marzo, gracias a la activación simultánea de unidades como TG7_WES, rosa-UTI5 y RF TG5 Talara-D. En promedio, las reservas frías se mantuvieron por encima de los 2500 MW durante la mayoría del año, reflejando la capacidad de respuesta del sistema frente a escenarios críticos.

En 2022, el sistema mostró mayor flexibilidad operativa. Marzo volvió a destacar como el mes con mayor respaldo, alcanzando 3143,94 MW, debido a la integración de nuevas unidades como TG4MAL y TGMALA6. Otros meses también superaron los 2600 MW, evidenciando una mejor planificación y optimización del uso de las reservas.

En 2023, se percibe una tendencia a la estabilización con un enfoque más eficiente. Los valores de reserva fría se mantuvieron relativamente constantes, con un promedio de 2321.61 MW en los meses clave, destacando las contribuciones de centrales como Kallpa-TG2, Las Flores y Chilca-TG3. Para 2024, se observa una reducción estratégica en el uso de reservas frías más costosas. En marzo se registró un valor de 1696.26 MW, y durante la mayoría del año, el sistema operó entre los 1472 MW y 1696 MW, priorizando centrales como RF TG5 Talara-D, RF Eten, NES Ilo y RF Ilo.

Finalmente, en 2025, el sistema mantuvo una gestión eficiente y sostenible. La reserva fría se estabilizó entre 1472.40 MW y 1696.26 MW durante todo el año, con respaldo clave de unidades como NES Ilo, RF Ilo y RF Pucallpa. Esta configuración consolidó una cobertura confiable con menor dependencia de unidades residuales y costos operativos más controlados.

Figura 41
Reserva fría de la salida del generador TG8 y C.T. FENIX.



Nota. Elaboración propia elaborado a partir de los datos del Anexo N° 12 utilizando el software MODELO PERSEO 2.0

c) SALIDA DEL GENERADOR TG8, C.T. FENIX Y C.H. CHAGLLA

El Escenario 3 fue diseñado para evaluar la capacidad del sistema eléctrico ante una contingencia múltiple, combinando la salida de la Central Hidroeléctrica de Chaglla por mantenimiento, la Central Térmica Fénix por falta de gas, y la operación del TG8 de Santa Rosa con restricciones de gas. Este escenario analiza cómo afectaría la disponibilidad de reserva fría cuando tanto las fuentes térmicas como las hidroeléctricas están limitadas. Utilizando el modelo PERSEO 2.0, se simula la habilidad del sistema para satisfacer la demanda en estas condiciones críticas, como se ilustra en la figura 42 y el anexo N°13.

En 2021, la demanda promedio mensual fue de 7152.93 MW, abastecida principalmente por generación hidráulica. Las reservas frías de gas se activaron únicamente en enero y marzo, con un aporte de 110.6577 MW en ambos meses. Las reservas diésel fueron el principal respaldo, alcanzando un pico de 1652.7508 MW durante gran parte del año, mientras que la reserva de centrales térmicas de respaldo se mantuvo constante en 968.6203 MW. En junio y agosto se observó mayor uso de reservas debido a la disminución en la generación hidráulica.

Durante 2022, la demanda aumentó a 7466.75 MW, con un comportamiento más diversificado en las reservas. Las reservas frías de gas se activaron en enero y marzo, destacando marzo con un valor de 522.5681 MW. A lo largo del año, las reservas diésel mantuvieron una presencia sostenida, alcanzando hasta 1652.7508 MW en los primeros meses, y luego variando hacia valores de 930.28 MW y 1555.6284 MW, según el mes. La reserva fría de centrales térmicas se sostuvo entre 765.9848 MW y 968.6203 MW.

En 2023, con una demanda de 7605.16 MW, la generación hidráulica siguió siendo importante, pero hubo mayor dependencia de la generación térmica. Las reservas de gas solo se activaron en diciembre, con 278.8185 MW. En contraste, las reservas diésel

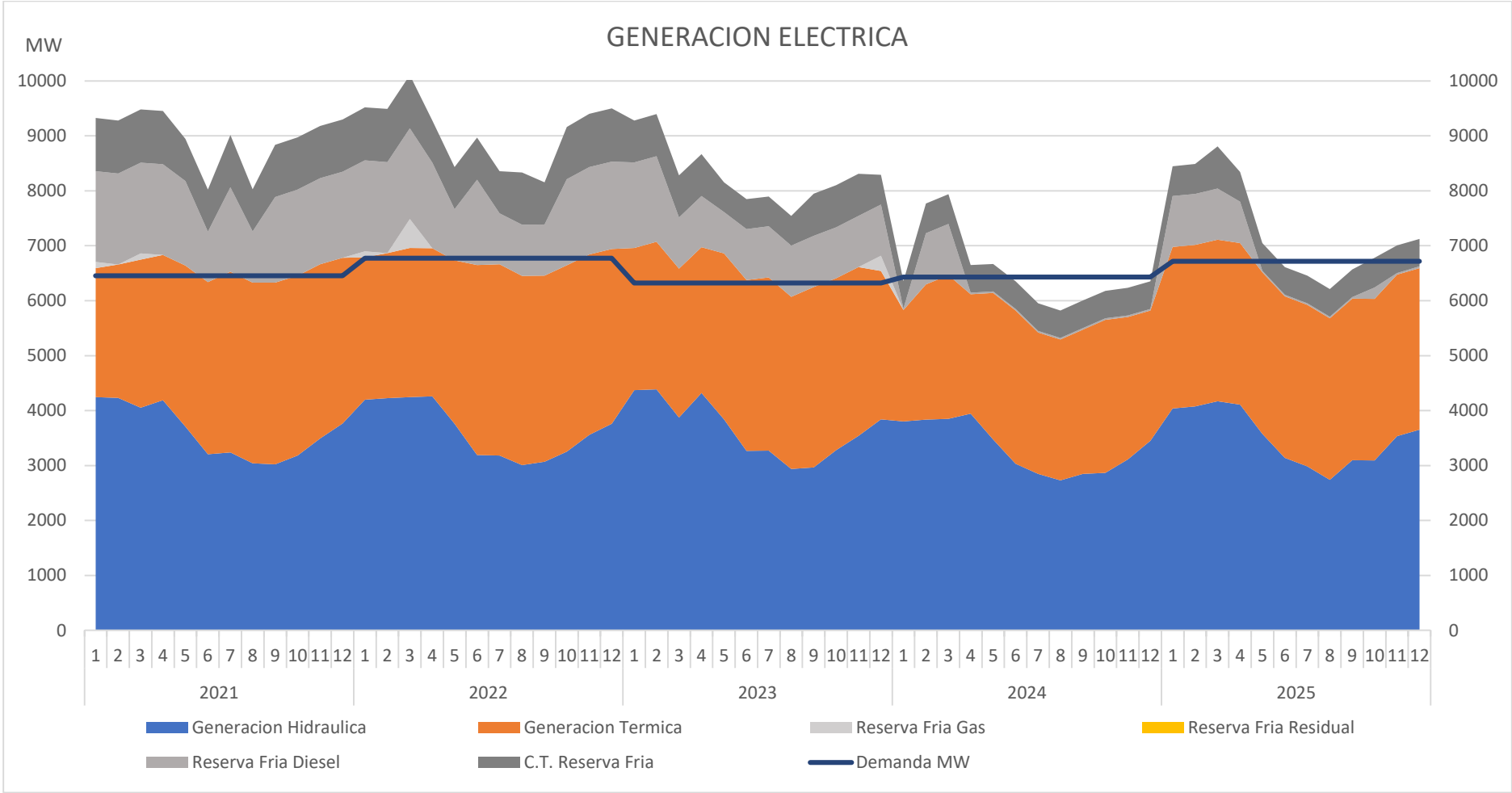
fueron utilizadas a lo largo del año con un patrón estable de 930.28 MW, aunque en mayo y abril se emplearon niveles más bajos, como 752.2806 MW. Las reservas de centrales térmicas oscilaron entre 542.1243 MW y 765.9848 MW.

Para 2024, la demanda promedio mensual alcanzó 7851.16 MW. No se registró activación de reservas frías de gas, y las reservas diésel disminuyeron significativamente, con valores de apenas 28.7043 MW durante casi todos los meses. Esta situación evidenció una menor disponibilidad de respaldo, siendo las centrales térmicas las que asumieron un rol clave, con una reserva constante de 501.8975 MW.

Finalmente, en 2025, la demanda llegó a su máximo histórico con 8135.12 MW. Las reservas diésel volvieron a ser relevantes en los primeros meses del año, alcanzando 930.28 MW en enero, febrero y marzo, y descendiendo gradualmente a 28.7043 MW en meses posteriores. Las reservas frías de gas no se activaron durante todo el año. En este contexto, la estabilidad del sistema dependió del respaldo constante de 501.8975 MW provenientes de las centrales térmicas, mostrando la necesidad de fortalecer fuentes alternativas de generación.

Figura 42

Generación eléctrica(MW) de la salida del generador TG8, C.T. FENIX y C.H. CHAGLLA.



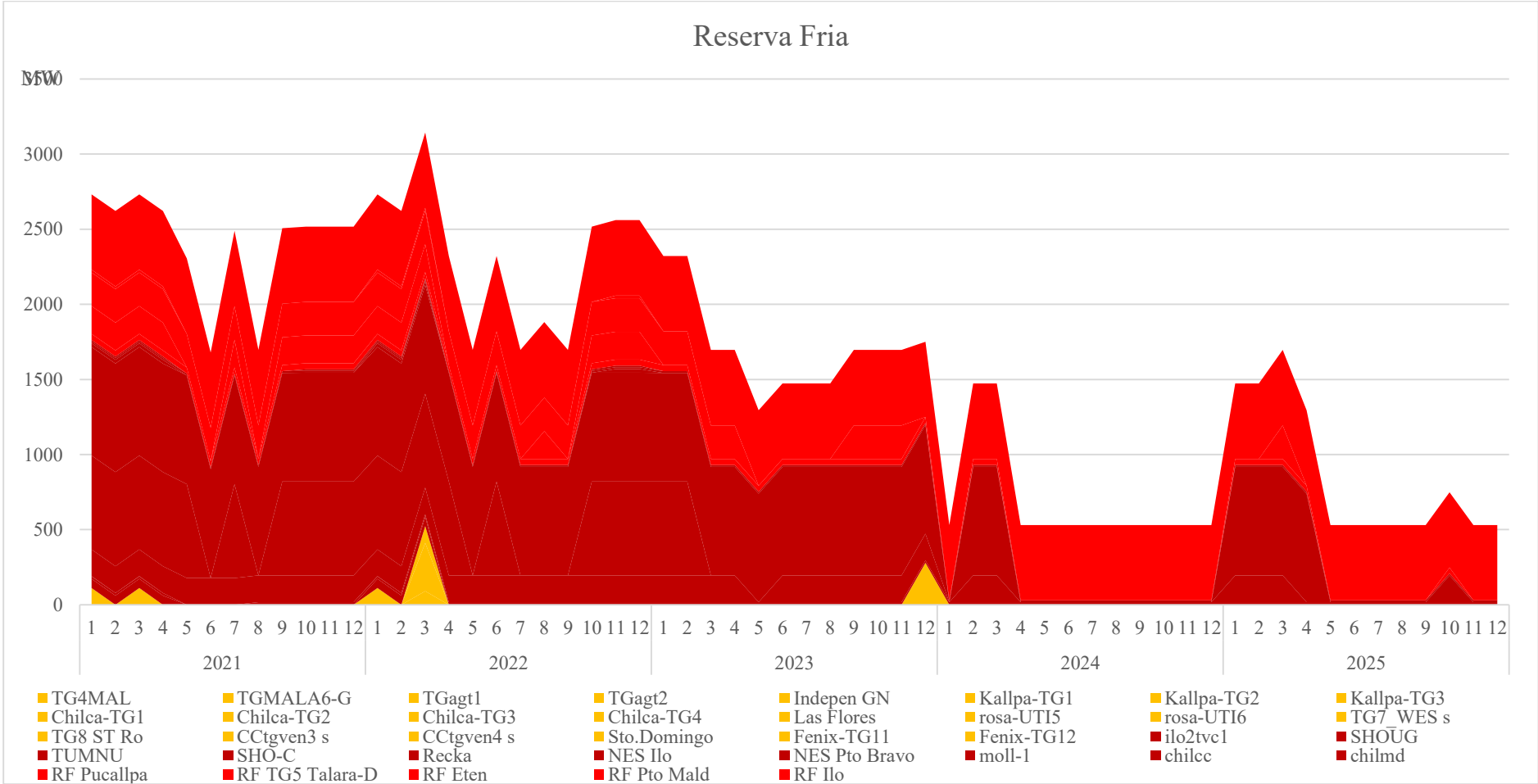
Nota. Elaboración propia elaborado a partir de los datos del Anexo N° 13.

En el tercer escenario se analiza el impacto en la reserva fría utilizando el software PERSEO 2.0; los datos resultantes se pueden apreciar en el Anexo N° 14. Desde 2021 hasta 2025, la reserva fría mostró fluctuaciones importantes en su contribución al sistema energético. En 2021, se alcanzó un máximo de 2732.03 MW de reserva fría, destacando el aporte de unidades como RF TG5 Talara-D, RF Pucallpa, RF Eten y RF Ilo, cuyas activaciones fueron fundamentales para enfrentar los picos de demanda.

En 2022, la reserva fría alcanzó su mayor nivel del quinquenio con 3143.94 MW, gracias a la inclusión de nuevas unidades como TG4MAL con condiciones favorables de operación. Este año reflejó un fortalecimiento en la planificación de respaldo energético y una mejor integración de las capacidades disponibles. El 2023 marcó una reducción considerable, con un máximo anual de 2321.61 MW. En este periodo, se observó una menor activación de unidades, limitándose principalmente al soporte ofrecido por RF Ilo y algunas térmicas de respaldo. Este ajuste evidenció una transición hacia una estrategia más contenida en el uso de reservas. En 2024, el sistema presentó una fuerte contracción, registrando un valor máximo de solo 1472.40 MW. La reducción estuvo vinculada a la desactivación de varias centrales de respaldo, manteniéndose activos principalmente RF Ilo y NES Ilo. Este descenso reflejó una apuesta por la eficiencia operativa y menor dependencia de reservas costosas.

Finalmente, en 2025, la reserva fría disminuyó aún más, alcanzando un máximo de 1294.40 MW. Pese a ello, se mantuvo la operatividad de RF Ilo y se reactivaron parcialmente otras unidades menores como RF Pucallpa. Este año representó un esfuerzo por mantener la estabilidad energética bajo una estrategia de optimización de recursos y diversificación de fuentes.

Figura 43
Reserva fría (MW) de la salida del generador TG8, C.T. FENIX y C.H. CHAGLLA.



Nota. Elaboración propia elaborado a partir de los datos del Anexo N° 14 utilizando el software MODELO PERSEO 2.0

En todos estos escenarios, la reserva fría es crucial para garantizar estabilidad del suministro eléctrico, permitiendo una respuesta rápida y efectiva a fluctuaciones en demanda o eventos imprevistos.

La capacidad de activar rápidamente estas reservas asegura que el sistema eléctrico pueda mantenerse operativo y confiable en todo momento para satisfacer las necesidades energéticas cambiantes y las posibles contingencias, pero a un elevado costo de operación.

3.4.2. Dependencia de generación

La dependencia de generación implica la necesidad de abordar y examinar detenidamente las causas y limitaciones que varían de año en año o incluso de mes a mes, dada la diversidad de estas restricciones, que pueden ser de índole natural, económica o técnica. Esta variabilidad es un factor crucial detrás de la dificultad para alcanzar una generación eficiente, especialmente considerando que la demanda de energía está en constante crecimiento. Es por ello que se evalúa la generación efectiva sin ninguna restricción de operación ya que esta aproximación permite una comprensión más clara de la capacidad real del sistema energético bajo condiciones ideales.

Las restricciones que no se consideran son las restricciones naturales que incluyen la estacionalidad y las condiciones climáticas, las restricciones económicas que se relacionan con la disponibilidad y el costo del combustible y las restricciones técnicas abarcan el mantenimiento de las plantas y la eficiencia tecnológica.

Tabla 11*Generación efectiva 2022 sin restricciones de operación.*

GENERACION EFECTIVA				
AÑO	2022		2021	
MES	MARZO	OCTUBRE	MARZO	OCTUBRE
Hidráulico	4545	2391	4565	2741
HidroRER	363	178	359	209
Bagazo	34	57	37	56
Biomasa	17	19	22	19
Solar	232	281	229	273
Eólica	183	253	183	234
Gas	3317	4053	3479	3823
Carbón	89	0	128	93
Residual	39	13	18	24
Diesel	453	555	438	633
TOTAL	9272.90	7801.09	9458.22	8107.32

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

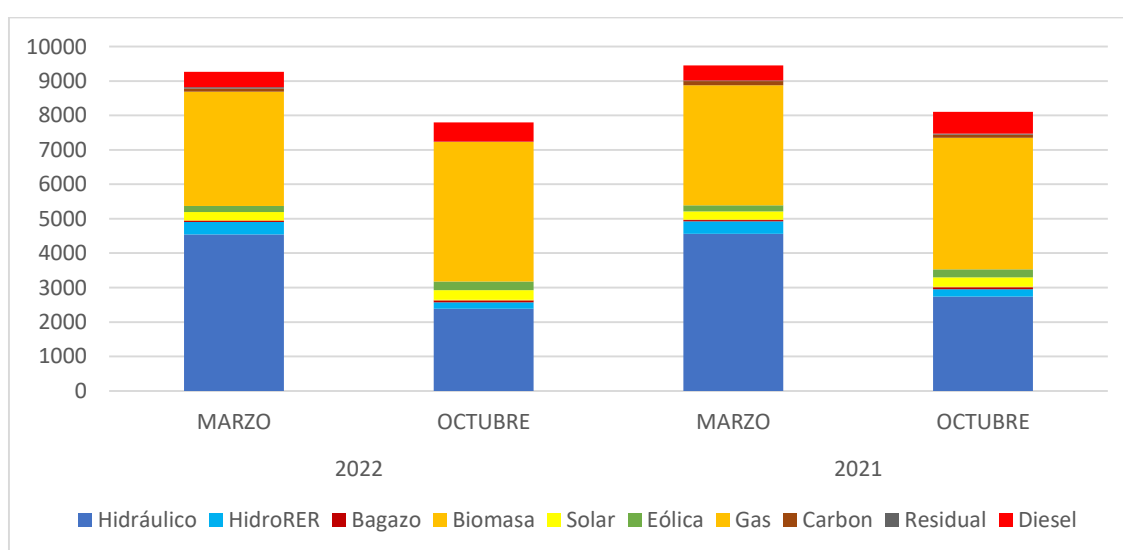
La Tabla 11 refleja las fluctuaciones en la generación efectiva de energía en los años 2021 y 2022, comparando los meses de marzo (avenida) y octubre (estiaje). En marzo, la generación hidroeléctrica es significativamente mayor debido a la mayor disponibilidad de agua, con 4,545 MW en 2022, mientras que, en octubre, durante el estiaje, esta se reduce a 2,391 MW, obligando al sistema a depender más de fuentes térmicas, como el gas (4,053 MW en octubre de 2022) y el diésel. Este análisis muestra cómo, en periodos de restricción, como el estiaje, la reducción en la generación hidroeléctrica y renovable aumenta la dependencia de fuentes más costosas y menos eficientes.

- La energía hidráulica muestra una disminución en este periodo, debido a variaciones estacionales y gestión de los recursos hídricos.

- Las energías renovables no convencionales (solar y eólica), experimentan cambios que dependen de las condiciones estacionales.
- El gas natural, pese a sus fluctuaciones ligadas a la demanda y al suministro, se mantiene como pilar energético esencial.
- A pesar de su menor volumen, el carbón y el diésel son esenciales para mantener el suministro durante picos de demanda, aunque presentan retos ambientales.

Figura 44

Generación efectiva 2021 - 2022.



Nota. Elaboración propia en base a la información de la Tabla 11.

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

Ahora, el análisis se enfocará en considerar las restricciones de operación las cuales en marzo son épocas de avenida y en el mes de octubre es época de estiaje.

Tabla 12

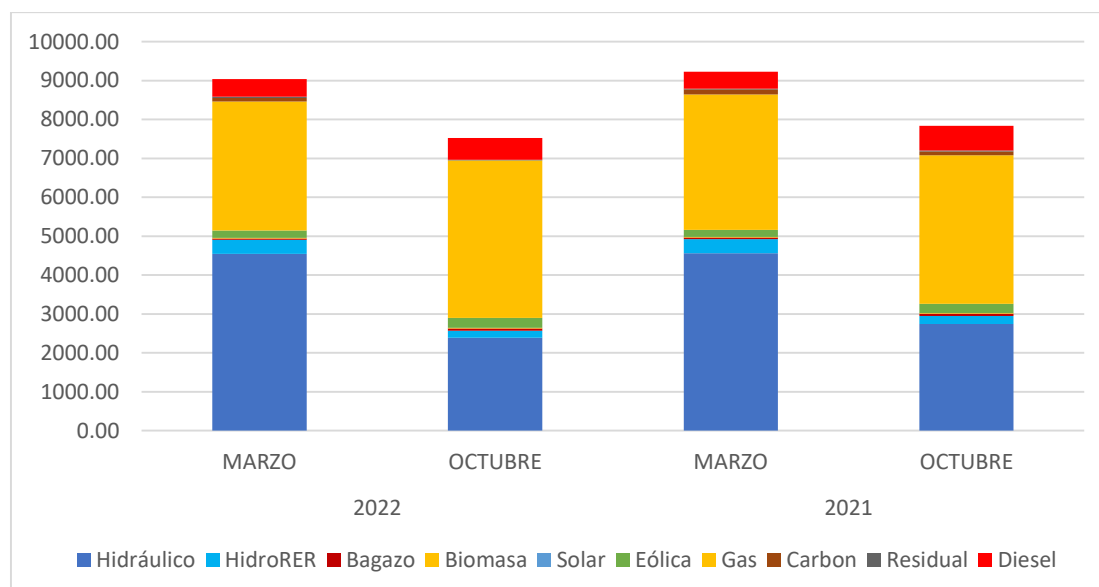
Generación efectiva 2022 con restricción de operación.

GENERACIÓN EFECTIVA				
AÑO	2022		2021	
MES	MARZO	OCTUBRE	MARZO	OCTUBRE
Hidráulico	4545.18	2390.94	4564.87	2740.68
HidroRER	363.44	177.61	358.94	209.29
Bagazo	33.74	56.98	37.34	56.48
Biomasa	17.40	18.94	22.03	18.96
Solar	0.00	0.00	0.00	0.00
Eólica	183.19	253.16	182.59	234.47
Gas	3316.84	4053.44	3478.83	3823.15
Carbón	89.29	0.00	128.39	93.38
Residual	38.89	13.44	18.21	24.07
Diesel	453.38	555.40	438.01	633.37
TOTAL	9041.35	7519.91	9229.20	7833.85

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES).
COES (<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>)

Figura 45

Generación efectiva 2021 - 2022, sin considerar la energía solar.



Nota. Elaboración propia en base a la información de la Tabla 12.

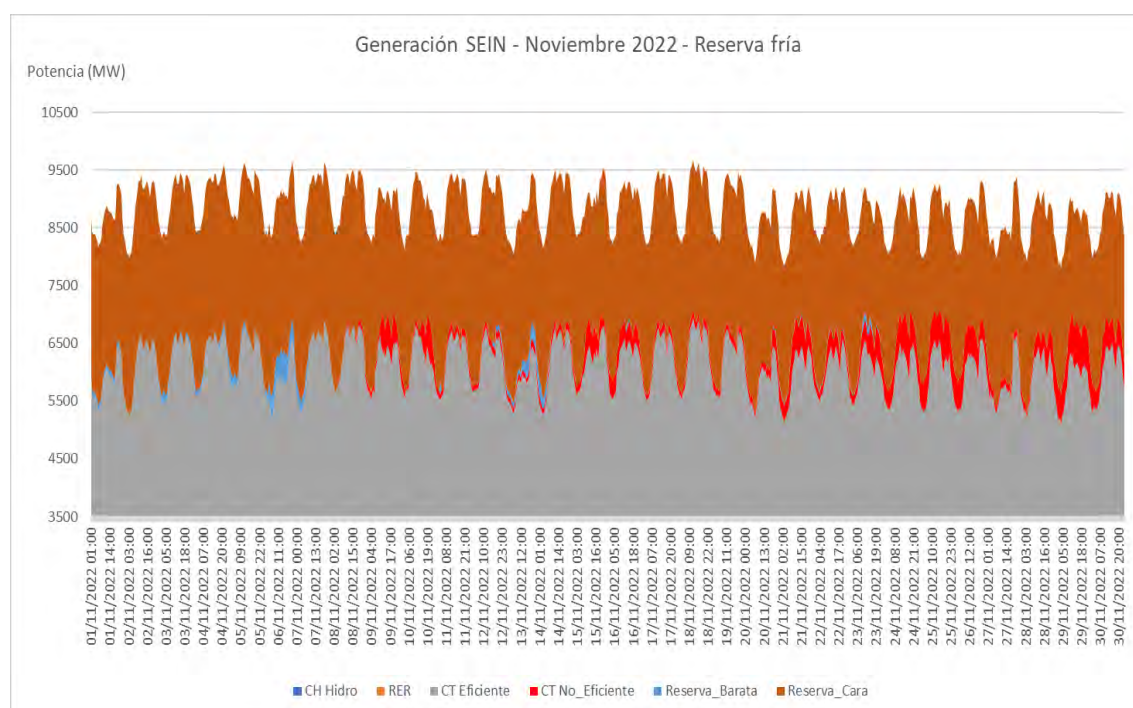
La generación de energía solar puede reducirse a cero en un escenario de restricción de operación debido a varios factores específicos. En primer lugar, los mantenimientos programados en las plantas solares pueden obligar a detener temporalmente su operación. Además, las condiciones climáticas adversas, como la falta

de radiación solar por nubes densas o tormentas, pueden afectar directamente su capacidad de generación. Otra posible causa son las limitaciones técnicas en la infraestructura, que podrían impedir que la capacidad instalada funcione a su máximo rendimiento. Finalmente, las restricciones en la red eléctrica, como congestión en las líneas de transmisión o problemas en el despacho de energía, también pueden ocasionar que la generación solar se reduzca a cero, incluso si la planta está en condiciones de operar.

Desde el 8 de noviembre de 2022, se tuvo que recurrir a la reserva fría de mayor costo, (Ver Figura 46), y el impacto de esta medida en los costos marginales se puede apreciar en la Figura 47, mostrando la relación directa entre la utilización de fuentes de energía más costosas y aumento en los costos de operación del sistema.

Figura 46

Operación de CT. No eficientes en noviembre de 2022.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

En la Figura 46, se observan diferencias clave entre la CT No Eficiente y la Reserva Cara en la operación del SEIN en noviembre de 2022.

CT No Eficiente: Representa las centrales térmicas que utilizan combustibles más costosos, como diésel o carbón, y que tienen menores niveles de eficiencia energética en comparación con las centrales que operan con gas natural. Estas plantas son activadas en situaciones donde las fuentes más eficientes no pueden cubrir la demanda, por lo que su participación tiende a aumentar durante periodos críticos o de alta demanda. En la gráfica, las áreas rojas muestran su operación a lo largo del mes, indicando su uso constante pero limitado en potencia en comparación con otras fuentes.

Reserva Cara: Se refiere a la capacidad de generación disponible que se activa para cubrir contingencias o incrementos inesperados en la demanda. La diferencia radica en que, mientras las CT No Eficientes operan de manera constante pero limitada, la Reserva Cara se activa sólo cuando es necesario cubrir la demanda que no puede ser suplida por las fuentes más eficientes. La reserva cara se asocia con un costo elevado de generación, ya que utiliza las mismas centrales ineficientes, pero su activación es intermitente, dependiendo de las necesidades del sistema en momentos críticos.

La CT No Eficiente tiene una operación más continua, aunque limitada en capacidad, mientras que la Reserva Cara se activa en función de las necesidades del sistema y su operación es intermitente, asociada a los costos más altos debido a la activación de plantas ineficientes.

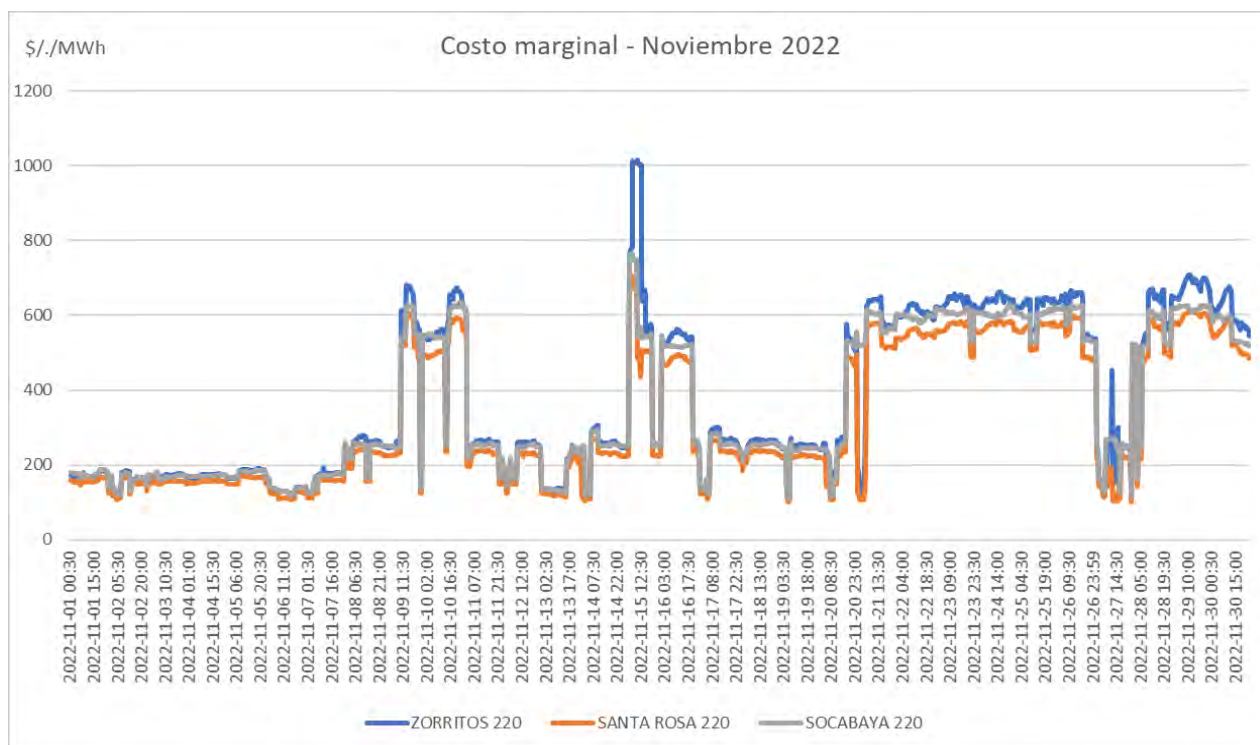
3.4.3. Costos marginales y Costo de operación

Se observa una volatilidad en el costo marginal de energía durante noviembre de 2022, con picos que superan los 1000 \$ /MWh en ciertos puntos (Ver Figura 47). Estas alzas, que se distinguen en las barras de Zorritos 220, Santa Rosa 220 y Socabaya 220, las cuales indican incrementos significativos en el costo de generación, donde tales

fluctuaciones podrían repercutir en el precio final de la energía, impactando económicamente a los consumidores finales.

Figura 47

Costo marginal en noviembre de 2022.

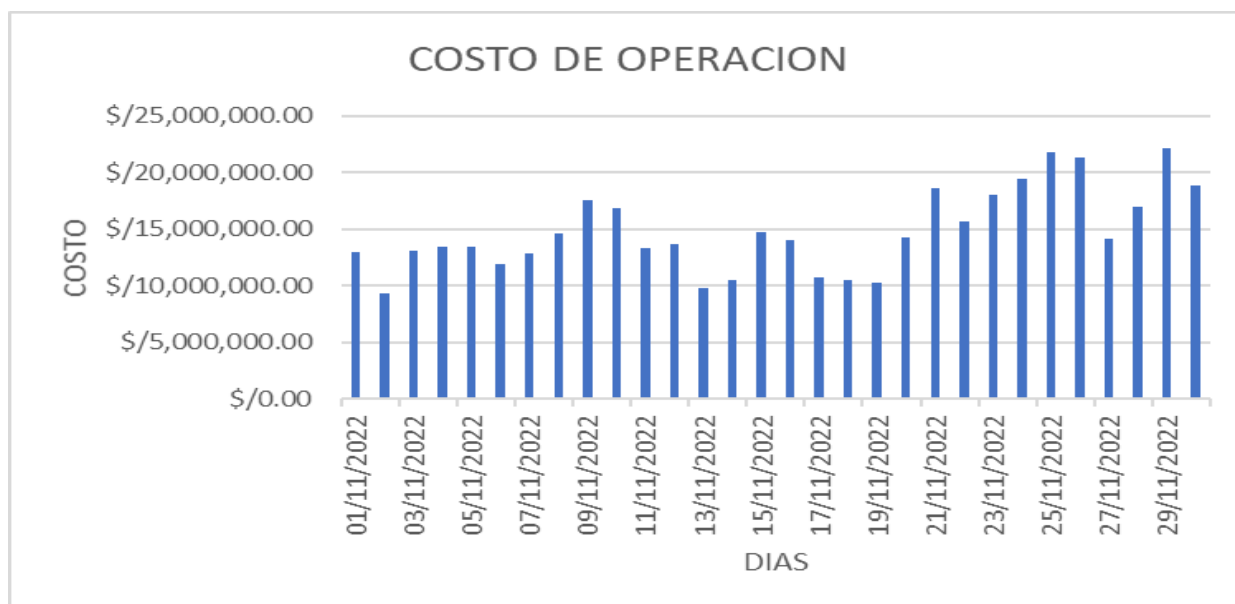


Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

En base a la Figura 48, que muestra el costo de operación en noviembre de 2022, el aumento en los costos de operación que alcanzó los 22 millones se observa durante un periodo crítico alrededor del 14 de noviembre. En los primeros días del mes, el costo de operación fue aumentando progresivamente desde 13 millones hasta 17 millones, y alcanzó su punto más alto, cerca de 22 millones, alrededor de ese día. Este incremento en el costo de operación afectó directamente los costos de generación de energía, lo que, como consecuencia, impactaría en los costos de distribución y, eventualmente, en las tarifas de los usuarios residenciales. El aumento en los costos de operación prácticamente duplicó el costo normal, lo que se traduce en un aumento de los precios que los usuarios de energía eléctrica podrían experimentar en su facturación mensual.

Figura 48

Costo de operación en noviembre de 2022.



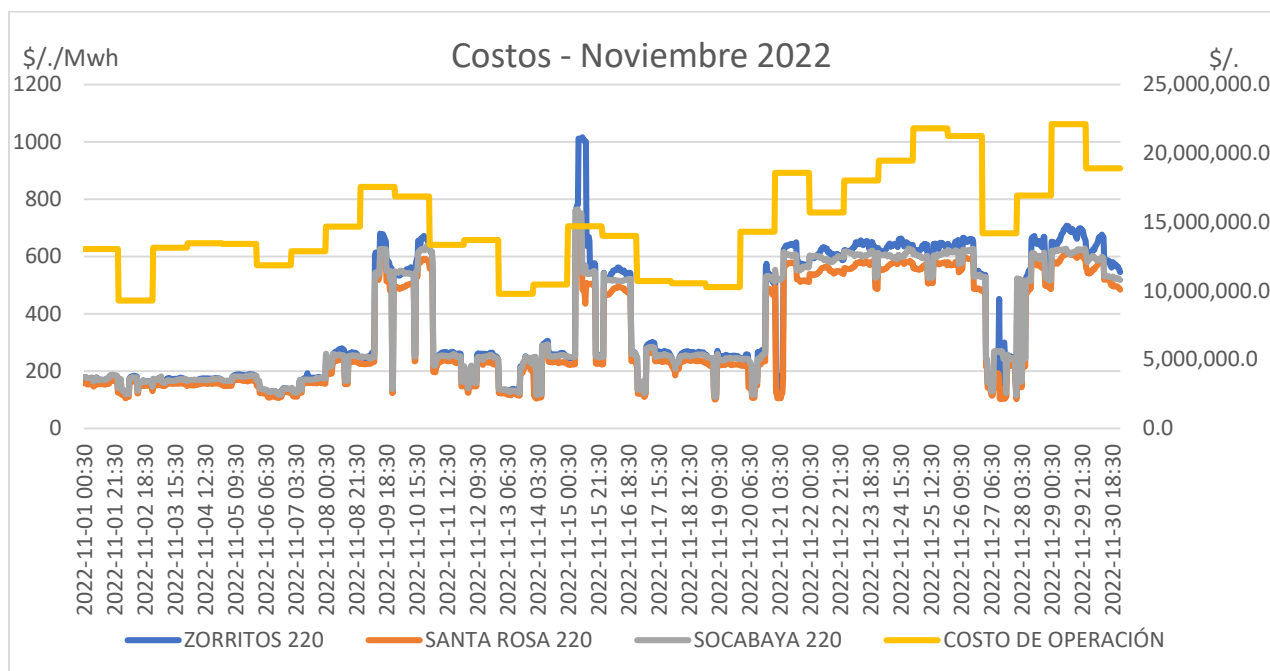
Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

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

Existe una relación directa entre el costo marginal y costo de operación, evidenciando que a medida que el costo marginal aumenta, también lo hace el gasto operativo (Ver Figura 49). Esta correlación se explica por el hecho de que los costos marginales altos son indicativos de gastos adicionales incurridos para satisfacer fluctuaciones en la demanda de energía, las cuales pueden ser significativas a lo largo del mes. Los incrementos en los costos se deben a la necesidad de maximizar la producción de energía para cumplir con una demanda que es dinámica y está en constante cambio, resaltando así los retos tanto operativos como financieros que implica la gestión y el mantenimiento de un suministro energético que sea al mismo tiempo eficiente y confiable.

Figura 49

Relación de los costos marginales con el costo de operación.



Nota.Propia (basada en información recopilada del COES). COES

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

En la Figura 49, se observa la relación entre los costos marginales en varias zonas (Zorritos 220, Santa Rosa 220, Socabaya 220) y el costo de operación del sistema eléctrico en noviembre de 2022.

- El costo de operación, representado por la línea amarilla, muestra una tendencia ascendente a lo largo del mes. Se puede observar que, en las primeras semanas, el costo de operación es relativamente bajo, pero experimenta aumentos significativos a partir del 13 de noviembre, coincidiendo con picos en los costos marginales en las distintas zonas.
- Los incrementos más pronunciados en el costo de operación se producen entre el 13 y el 17 de noviembre, cuando alcanza los 22 millones de soles. Estos picos en el costo de operación están correlacionados con un aumento simultáneo de los costos marginales en las tres zonas, especialmente en Zorritos, que alcanzó valores cercanos a 1,000 \$/ MWh durante ese periodo.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A MEDIANO PLAZO

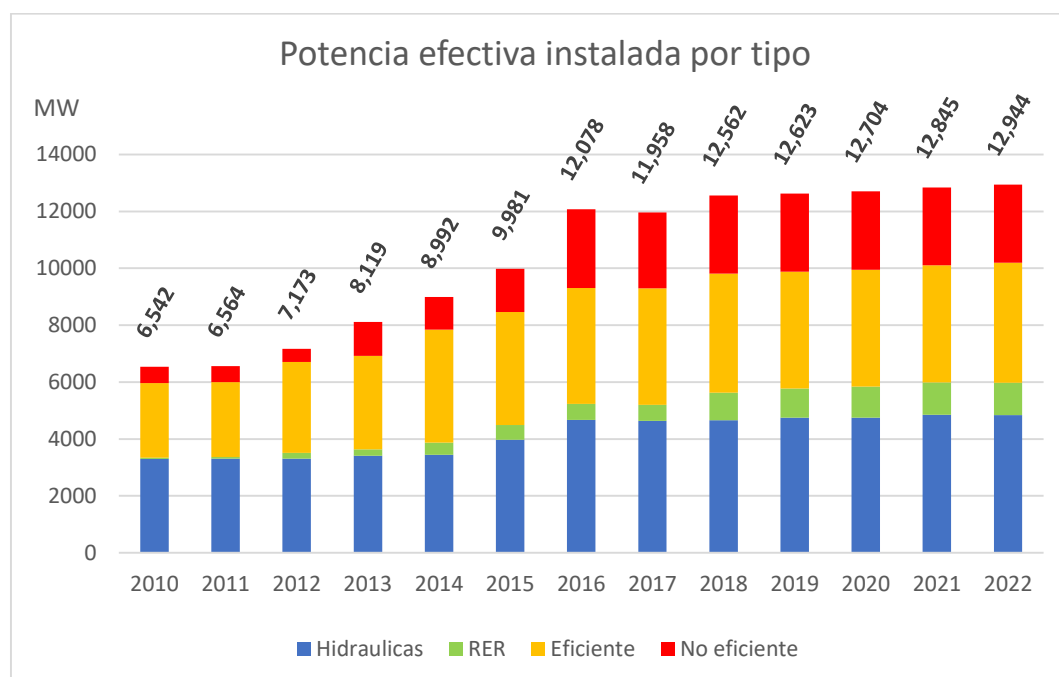
4.1. Proyección de la generación eléctrica en el Perú a Mediano Plazo

4.1.1. Análisis de las tendencias actuales en generación eléctrica

En el Perú, la tendencia a mediano plazo en la generación eléctrica muestra un enfoque en crecimiento, relacionado a la incorporación de nuevas centrales. Este impulso se sustenta en el crecimiento de la potencia efectiva, particularmente en la potencia efectiva eficiente y no eficiente.

Figura 50

Potencia efectiva en generación eléctrica.



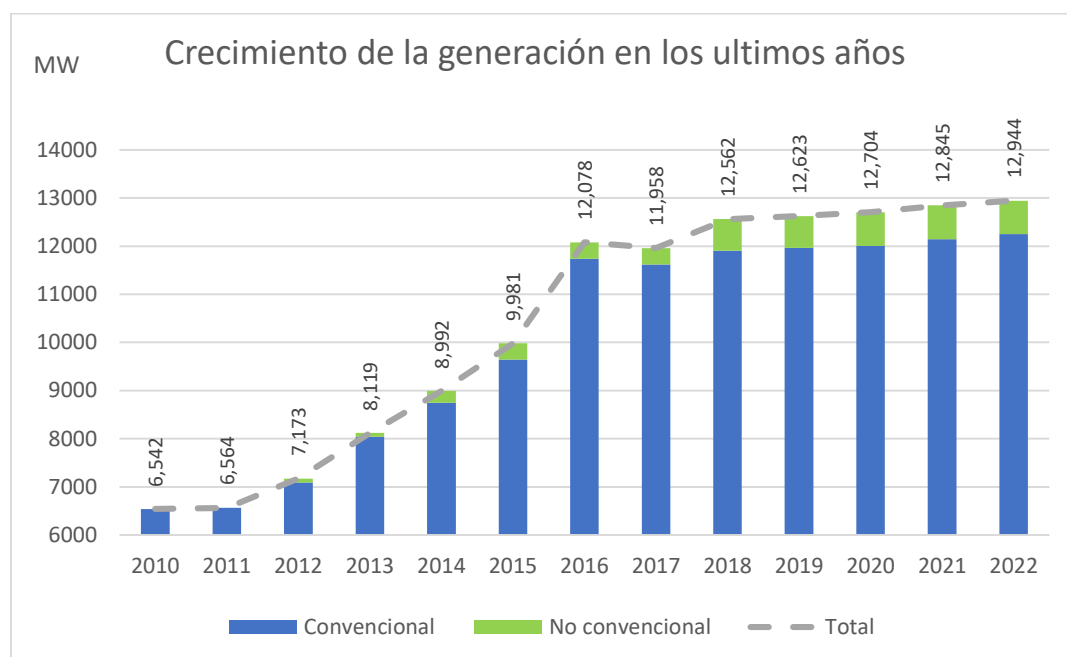
Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

La evolución de la potencia efectiva instalada en Perú desde 2010 hasta 2022 revela un crecimiento sostenido, alcanzando los 12,944 MW. Aunque la capacidad de las centrales hidráulicas se ha mantenido relativamente estable, la potencia de fuentes RER ha aumentado, llegando a 1136 MW. La categoría “Eficiente” muestra un ascenso constante, reflejando avances tecnológicos y optimización en la generación de energía. A

pesar de una leve reducción en la capacidad de las centrales “No eficientes”, la tendencia general indica una mejora de la matriz energética con un enfoque creciente en eficiencia y renovabilidad.

Figura 51

Crecimiento de la generación convencional y no convencional.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

La Figura 51 muestra el crecimiento de la generación eléctrica en el Perú entre 2010 y 2022, diferenciando entre fuentes convencionales y no convencionales. A lo largo de este periodo, la generación convencional, que incluye plantas térmicas e hidroeléctricas, ha mostrado un aumento sostenido, pasando de 6,542 MW en 2010 a 12,249.69 MW en 2022. Este incremento refleja una expansión continua de la capacidad instalada de generación convencional en el país.

Por otro lado, la generación no convencional, que abarca fuentes renovables como la solar y eólica, comenzó a incorporarse de manera significativa en 2012 con 80 MW, y ha crecido a 694.47 MW en 2022, lo que señala un avance en la adopción de tecnologías

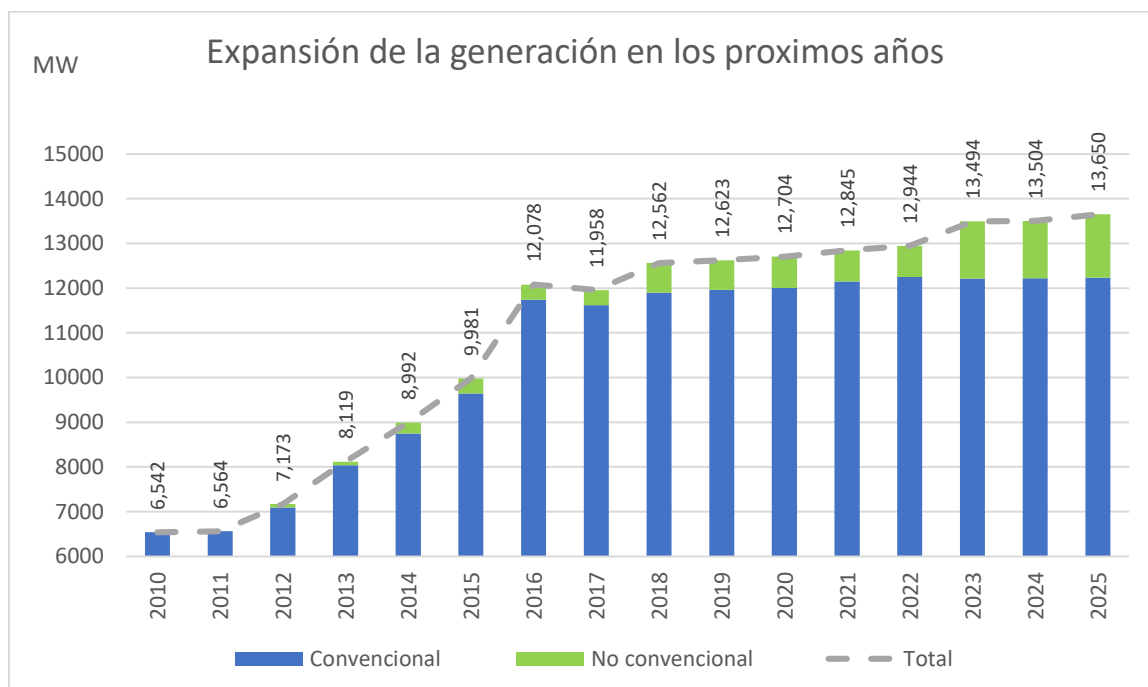
renovables. Aunque la participación de estas fuentes sigue siendo menor en comparación con las convencionales, su desarrollo es constante y promete contribuir cada vez más a la matriz energética del Perú. El crecimiento total de la capacidad de generación alcanzó 12,944 MW en 2022, lo que evidencia un esfuerzo por diversificar la matriz energética del país y ampliar tanto las fuentes convencionales como las no convencionales. Esta tendencia es indicativa del cambio hacia alternativas energéticas más sostenibles, aunque las fuentes convencionales siguen dominando la producción eléctrica en el país.

4.1.2. Proyecciones futuras basadas en datos existentes

Al observar la figura 52, se evidencia un crecimiento estable en la potencia instalada de generación convencional en Perú, con una ligera tendencia al alza esperada para alcanzar 12,231.69 MW en 2025. La potencia instalada de generación no convencional, tras un inicio tardío, muestra un notable incremento, particularmente en 2023, y se espera que continúe esta tendencia ascendente hasta 2025, alcanzando 1,418.47 MW. Esta proyección al 2025 refleja un balance positivo en la adopción para fuentes de energía diversas y renovables, lo que indica un esfuerzo por una matriz energética más sostenible y menos dependiente de fuentes convencionales, demostrando que el Perú está comprometido mediante la disminución de su impacto de carbono y el impulso de prácticas energéticas sostenibles. Este enfoque no solo diversifica las fuentes de generación, sino que además refuerza la seguridad energética del país y contribuye a la reducción del impacto del cambio climático.

Figura 52

Proyección futura de la generación convencional y no convencional.

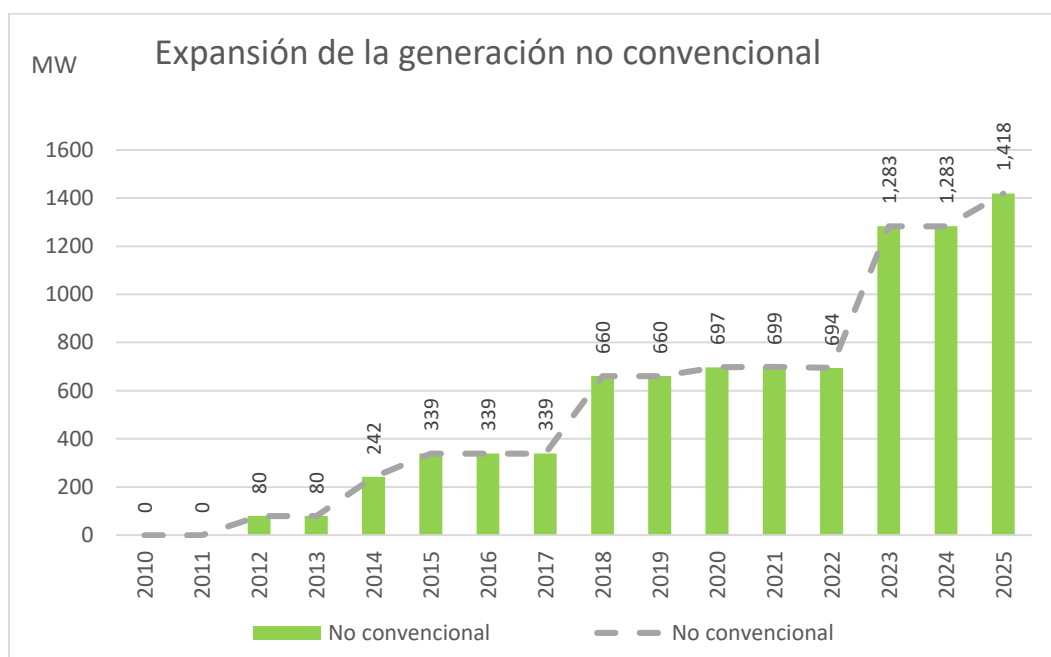


Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

Para la proyección de la generación de energía no convencional en Perú, realizada en Excel y detallada en el Anexo N° 15, se consideraron varios parámetros clave. En primer lugar, se utilizó la capacidad instalada histórica desde 2010 hasta 2022, con base en los datos reales, para establecer una tendencia de crecimiento. A partir de 2017, se observó un crecimiento acelerado, lo que permitió ajustar las proyecciones para los años siguientes. El modelo de proyección aplicado en Excel (Ver Anexo N° 15); utilizó fórmulas basadas en un crecimiento exponencial o lineal, de acuerdo con las tasas observadas en años recientes. Después de un aumento gradual hasta 2014, se percibe un crecimiento acelerado a partir de 2017, donde la capacidad instalada de esta categoría para 2022 es de 694.47 MW, y se destaca un incremento sustancial en 2023, con un valor de 1,282.77 MW. Se prevé que esta expansión siga su curso hasta 2025, esperando alcanzar 1,418.47 MW, lo que demuestra un compromiso firme con la diversificación y sostenibilidad en el sector energético peruano.

Figura 53

Proyección del crecimiento de la generación no convencional.



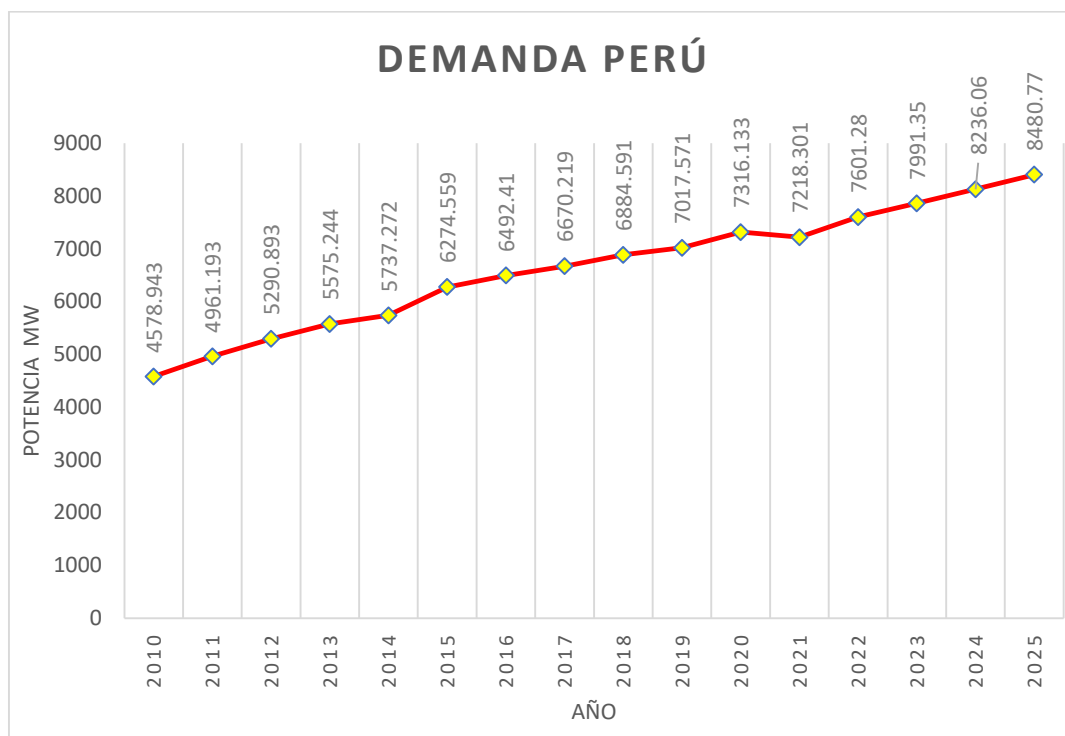
Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

4.1.3. Proyección de la demanda eléctrica en el Mediano Plazo

Analizando la demanda eléctrica en el Perú, se destaca un aumento sostenido desde los 4578.943 MW en 2010, escalando a 7601.28 MW en 2022. La tendencia proyectada, ilustrada por la línea roja, indica una progresión coherente con los datos históricos. La proyección indica que la demanda seguirá creciendo, esperando alcanzar los 8480.77 MW para el año 2025. Este crecimiento sostenido es indicativo de un avance continuo en términos de desarrollo económico, crecimiento demográfico y avances en la infraestructura de electrificación del país. Para realizar el cálculo de esta proyección se aplicó la técnica de regresión lineal. El análisis de estos datos incluyó el cálculo de la tasa de crecimiento anual de la demanda eléctrica, la cual se obtuvo comparando la demanda de un año con la del anterior mediante la fórmula de tasa de crecimiento porcentual. Este cálculo permite observar cómo ha variado la demanda año a año, mostrando un aumento constante en la mayoría de los periodos.

Figura 54

Crecimiento de la demanda eléctrica en el Perú.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

Como se puede apreciar en el gráfico (Ver Figura 54) la demanda cada año está creciendo considerablemente, se tiene que hasta el 2022 la demanda es la real a partir del 2023 a 2025 se tiene una proyección de demanda ya que aún no se sabe que se tendrá en estos años, también esta cara cada año debido a que hubo meses en donde había más consumo de energía.

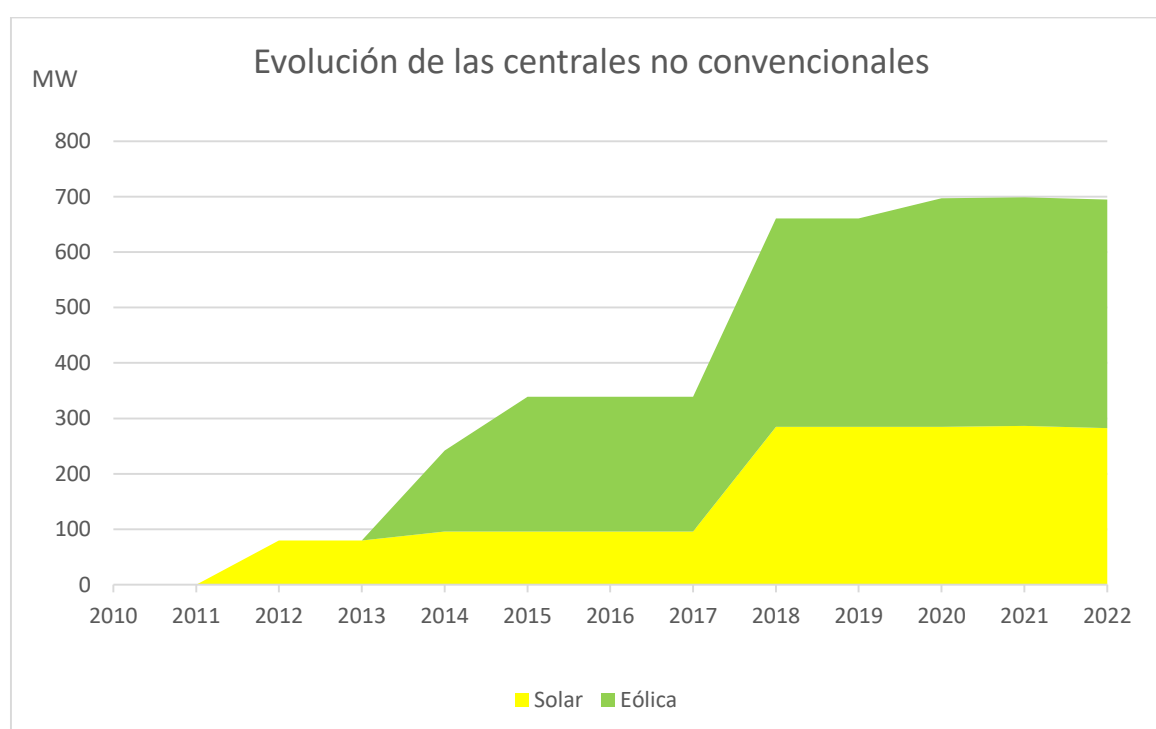
4.2.Evaluación de la capacidad de las centrales de generación eléctrica

La capacidad de las centrales de generación eléctrica en Perú, ha experimentado un notable incremento en la producción de energía proveniente de energía eólica y solar, tal como se aprecia en la figura 55. Desde 2010, la generación eólica ha crecido notablemente, comenzando prácticamente desde cero y alcanzando una posición dominante en 2022 con más de 700 MW instalados. Este impresionante aumento se ha consolidado especialmente después de 2014, subrayando la estrategia energética del país,

que se inclina cada vez más hacia este tipo de generación. En contraste, la energía solar, que inicialmente era la única fuente de energía no convencional en 2010, ha mostrado un crecimiento más lento. Aunque ha habido un incremento en la capacidad solar, este ha sido menos pronunciado en comparación con la energía eólica. Una de las preferencias por la energía eólica se debe en gran medida a los variados climas del litoral peruano, son más rentable en comparación con la energía solar.

Figura 55

Evolución de las centrales no convencionales Solar y Eólica.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

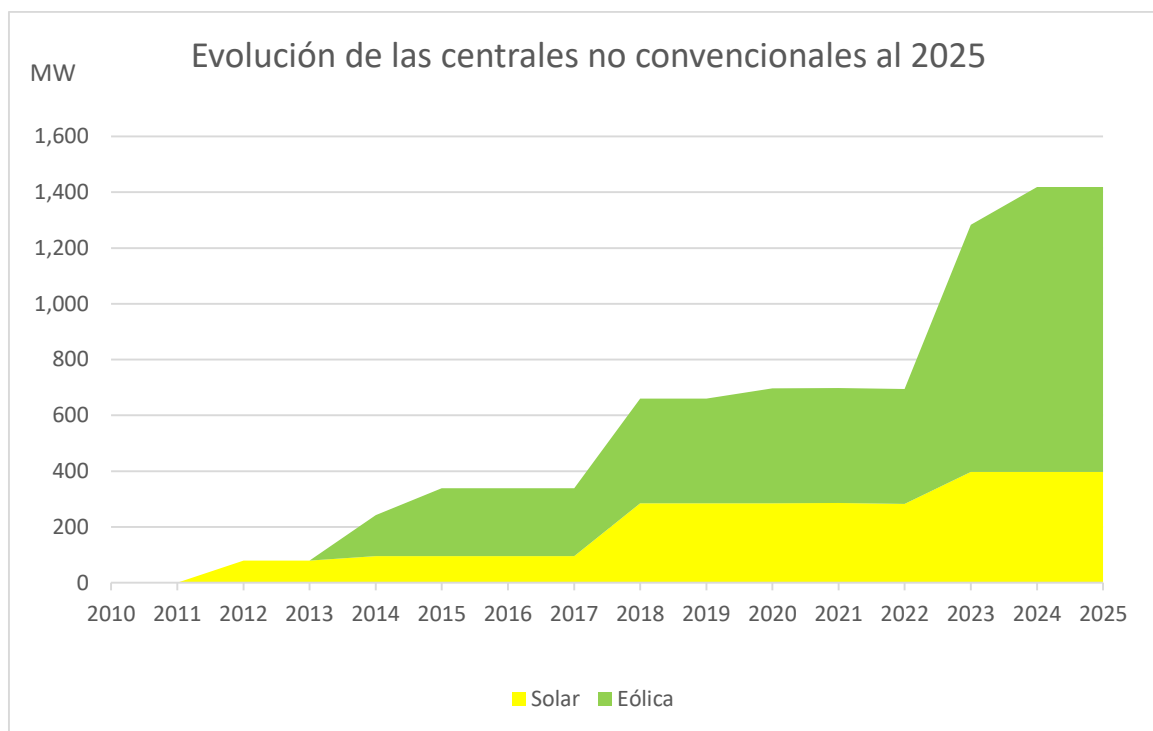
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

La proyección en generación de energía renovable no convencional para el Perú hasta 2025 refleja, un impulso especialmente fuerte en la energía eólica, cuya capacidad instalada se prevé que supere los 1,200 MW en base a lo proyectado. Este crecimiento exponencial subraya el potencial y el interés por la energía eólica, considerando su viabilidad y sostenibilidad en matriz energética del país. Paralelamente, la energía solar también muestra señales para una expansión firme, aunque a un ritmo más gradual. Estas

tendencias indican una estrategia clara de inversión en energías limpias y una visión para disminuir la dependencia de fuentes fósiles

Figura 56

Evolución de las centrales no convencionales Solar y Eólica hasta el 2025.



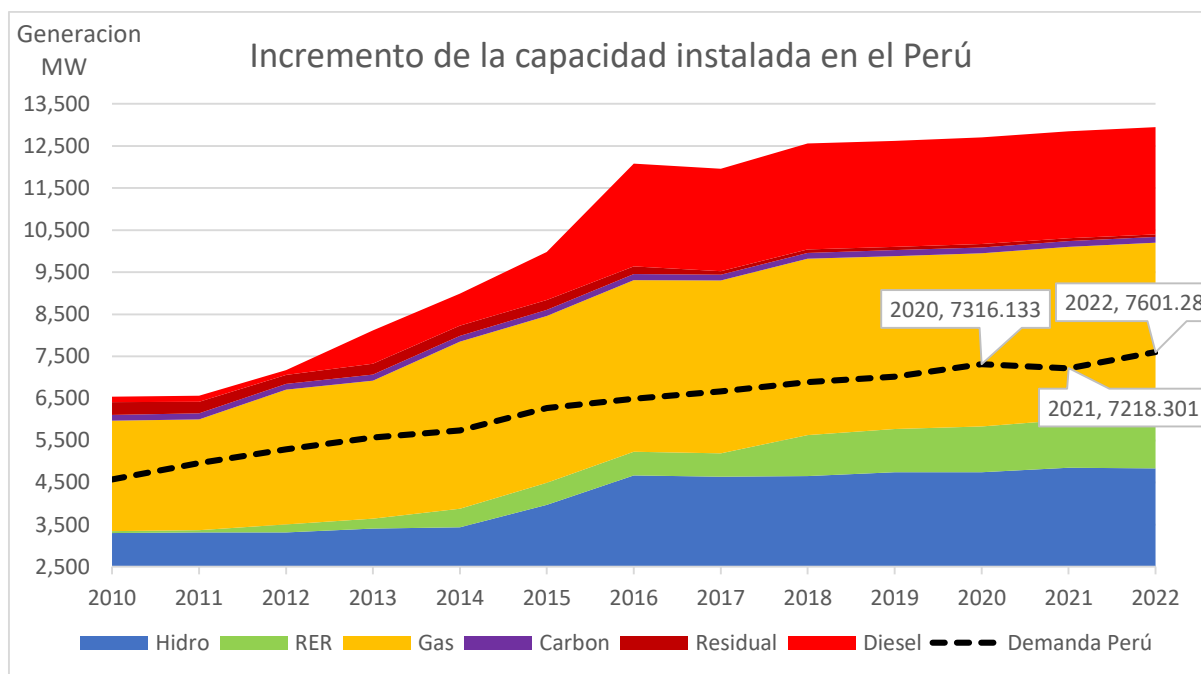
Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

La Figura 57 detalla el incremento de capacidad instalada en centrales de generación eléctrica para Perú, destacando que la generación a gas ha experimentado el mayor crecimiento, convirtiéndose en la principal fuente con una capacidad instalada que supera los 7,000 MW para 2022. La hidroeléctrica, aunque con un crecimiento más modesto, sigue siendo significativa con más de 3,500 MW. Las fuentes RER, aún con menor presencia, muestran un desarrollo progresivo. En comparación, la generación a carbón y diésel se mantiene estable, con un ligero incremento. La demanda de energía ha seguido una trayectoria ascendente, reflejada por la línea punteada, que indica un aumento hasta aproximadamente 7,601.28 MW en 2022, aún por debajo de la capacidad instalada

total, demostrando así una infraestructura que puede satisfacer y superar la demanda actual.

Figura 57

Incremento de la capacidad instalada de las centrales de generación eléctrica en Perú.



Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

4.3. Proyección de la generación de energías renovables no convencionales

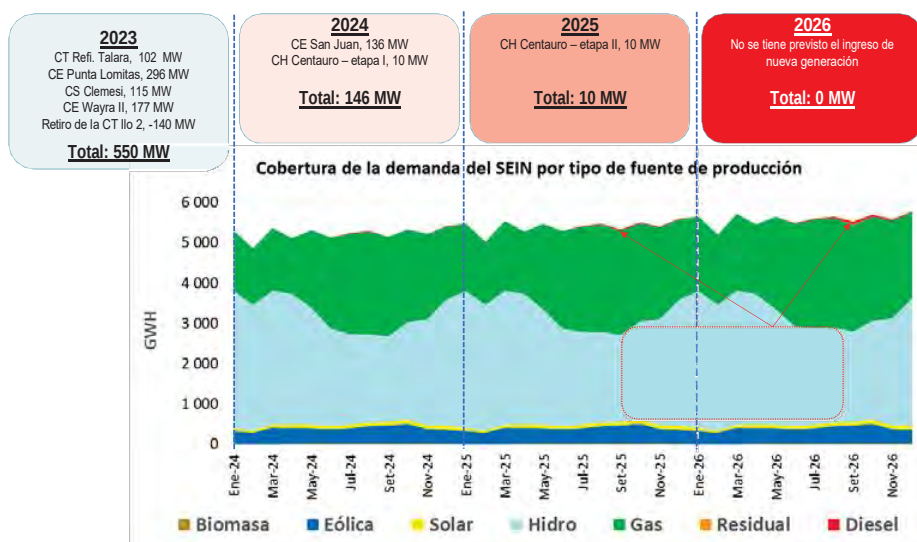
Se realiza un análisis para la proyección en generación anual de energías renovables no convencionales necesarios para satisfacer la demanda del sistema, organizando para generación eléctrica según la fuente de energía utilizada, como hidroeléctrica, gas natural, carbón, eólica, solar, biomasa, residual y diésel. Las centrales hidroeléctricas, que se consideran dentro de las fuentes renovables (RER), se clasifican en la categoría hidroeléctrica. Este análisis muestra la distribución mensual del despacho de generación por fuente energética para responder a la demanda del SEIN, y resalta el aumento en el despacho generado por la incorporación de nuevos proyectos de

generación. Se destaca especialmente la importante contribución de generación hidroeléctrica y térmica a gas natural.

La Figura 58 presenta la distribución anual del despacho de generación por energía renovable no convencional. Este análisis permite visualizar cómo las fuentes de generación como hidroeléctrica, gas natural, carbón, eólica, solar, biomasa, residual y diésel se combinan para satisfacer la demanda del SEIN. Estos datos de generación mensual fueron recopilados según las estadísticas del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), y para esto primero se clasificaron según su tipo: hidroeléctrica, gas natural, carbón, eólica, solar, biomasa, residual y diésel. Luego la proyección de la demanda se realizó utilizando modelos estadísticos en base a regresión lineal que toman en cuenta el crecimiento histórico y las condiciones operativas e hidrológicas promedio.

Figura 58

Cobertura de la demanda del SEIN por tipo de producción.



Nota. Energía Renovables no Convencionales (Generación Eólica y Solar). Fuente COES. (<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanificacionOLP#>)

De acuerdo con la Figura 58 el uso de diésel en el sistema energético tiene una participación mínima en la cobertura de la demanda, como se muestra en los períodos

proyectados. A lo largo de estos años, se percibe que su contribución es estable y relativamente baja en comparación con otras fuentes, como el gas y la hidroeléctrica. Esto refleja la intención de reducir la dependencia de fuentes más costosas y contaminantes como el diésel, ya que su participación sigue siendo marginal en el esquema general del SEIN.

La Tabla 13 presenta la estructura del despacho de generación necesario para satisfacer la demanda del SEIN.

Tabla 13

Generación para cubrir la demanda del SEIN.

Tipo	2024		2025		2026	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Hidro	33 109	53%	33 215	51%	33 618	50%
Gas	23 744	38%	25 628	40%	27 243	41%
Carbón	0	0%	0	0%	0	0%
Biomasa	309	0%	309	0%	309	0%
Eólica	4 510	7%	4 510	7%	4 509	7%
Solar	1 060	2%	1 060	2%	1 060	2%
Residual	9	0%	17	0%	56	0%
Diesel	41	0%	95	0%	262	0%
Total	62 782	100%	64 835	100%	67 057	100%

El ingreso de proyectos de ERNC en el periodo 2023-2024 incrementarían su participación de 5% al 9%.

Nota. Energía Renovables no Convencionales (Generación Eólica y Solar). Fuente COES. (<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanificacionOLP#>)

La incorporación de nuevos proyectos en energías renovables no convencionales (ERNC), especialmente en 2023, se espera que eleve su contribución del 5% (en 2021) a un 9% en el periodo entre 2024 y 2026 en términos de generación renovable no convencional.

Además, respecto a la proporción en la cobertura de la demanda de 2024 a 2026, se anticipa una disminución en la participación de la energía hidroeléctrica del 53% al 50%, principalmente por la falta de nuevos proyectos en esta categoría. Por otro lado, la generación térmica a gas se prevé que aumente del 38% al 41%, Para atender al incremento de la demanda, se ha incrementado el uso de las centrales de ciclo combinado.

En este escenario, y considerando condiciones operativas e hidrológicas promedio, no se proyecta un incremento significativo en la generación a partir de combustibles líquidos (diésel y residual) durante el periodo analizado.

La Tabla 14 detalla, la magnitud como el porcentaje del despacho de generación, organizado por zonas dentro del SEIN. Resalta el hecho de que la zona Centro domina la generación de energía, representando aproximadamente el 82% del total necesario para satisfacer la demanda. Por otra parte, la zona Norte y Sur aportan respectivamente, un promedio del 10% y 8% a esta cobertura.

Tabla 14

Generación por zonas del SEIN.

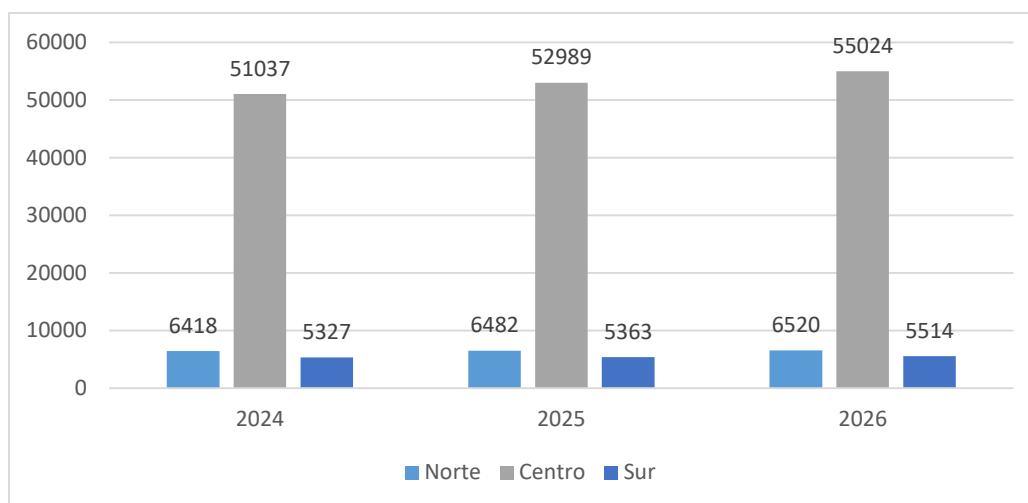
ZONA		2024	2025	2026
Norte	GWh	6418	6482	6520
	%	10%	10%	10%
Centro	GWh	51037	52989	55024
	%	81%	82%	82%
Sur	GWh	5327	5363	5 514
	%	8%	8%	8%
Total	GWh	62782	64835	67057
	%	100%	100%	100%

Nota. Propia (basada en información recopilada del COES). COES

<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanificacionOLP#>

Figura 59

Participación porcentual en la generación por zonas del SEIN



Nota. Elaboración propia en base a la información de la Tabla 14.

El análisis detallado para la proyección de energías renovables no convencionales muestra cómo se organiza la generación eléctrica de acuerdo con la fuente de energía utilizada y se evalúa el impacto de nuevos proyectos en la satisfacción de la demanda del SEIN. La incorporación en nuevos proyectos de ERNC, especialmente en 2023, se espera que aumente significativamente su participación en el mix energético, contribuyendo a una matriz más diversificada y sostenible. Perú tiene la capacidad de satisfacer y superar la demanda energética en el futuro cercano, como lo demuestra la infraestructura actual y proyectada.

4.4. Discusión de resultados

El análisis de la reserva fría en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el Perú demuestra que el sistema ha experimentado variaciones importantes debido a la estacionalidad, la disponibilidad de gas natural y la demanda fluctuante. Este estudio reveló que, en varios meses críticos, como los periodos de estiaje, la disponibilidad de la reserva fría eficiente fue limitada, lo que llevó a una dependencia significativa de centrales térmicas menos eficientes. Estos resultados están en consonancia con lo que Garayar (2018) encontró en su estudio sobre la Central de Reserva Fría de Ilo, en el que se destaca el rol de estas centrales en escenarios de crisis.

Garayar (2018) menciona que la Central Térmica de Reserva Fría de Ilo fue fundamental en situaciones de emergencia en el Sistema Eléctrico Sur. De manera similar, este estudio demuestra cómo, durante los meses de mayor demanda o estiaje, la reserva fría juega un papel crucial en la estabilidad del sistema. Sin embargo, también se observa una falta de capacidad en ciertos momentos, lo cual coincide con la necesidad de planificación adecuada mencionada por Garayar. La eficiencia de las centrales, como la de Ilo, es vital, pero la sobre dependencia de centrales no eficientes puede aumentar los costos operativos, lo cual es un desafío importante para el SEIN. Por otro lado, Wong

(2019) señala que la sobreoferta en el mercado eléctrico peruano ha desalentado nuevas inversiones, lo cual puede explicar por qué, a pesar de contar con capacidad instalada suficiente, el sistema aún depende de centrales térmicas con costos operativos más elevados, como se observó en los resultados de este estudio. La falta de nuevas inversiones en centrales más eficientes y la dependencia de combustibles como el diésel, que incrementa los costos, es otro factor que Wong anticipó, especialmente para cubrir la demanda residual en el futuro. El estudio aquí presentado confirma esta tendencia, ya que se observó un uso recurrente de centrales térmicas no eficientes en momentos de alta demanda, reflejando un problema de sobrecostos en el suministro de energía.

CONCLUSIONES

1. Los resultados de este estudio evidencian que, si bien la potencia efectiva suele ser suficiente para cubrir la demanda eléctrica en ciertos periodos, existen periodos críticos como el estiaje, en los que la disponibilidad de una reserva fría eficiente disminuye significativamente. Esta reducción obliga al sistema eléctrico a depender de centrales térmicas de menor eficiencia y mayor costo. Para este análisis, se consideró dos escenarios: Escenario 0, que representa una generación sin restricciones ni contingencias y el Escenario 3, que considera la generación con restricciones por falta de gas natural C.T. Santa rosa, C.T. Malacas, C.T. Aguaytia, y contingencias en las centrales C.T. Fénix y C.H. Chaglla, donde los resultados muestran una variación en los costos marginales entre ambos escenarios, siendo el año 2025 el más resaltante, con una diferencia de casi cinco veces entre ambos valores como se aprecia en la siguiente tabla, lo cual confirma que una adecuada evaluación y gestión de la reserva fría es fundamental para reducir los costos marginales y garantizar una operación más económica y estable del sistema eléctrico en el mediano plazo.

COSTO MARGINAL PROMEDIO BARRA SANTA ROSA 220 kV(USD/MWh)		
AÑO	ESEENARIO 0	ESEENARIO 3
2021	31.951	81.686
2022	32.987	122.347
2023	101.717	259.512
2024	127.950	310.272
2025	60.813	300.600

2. Durante el periodo de análisis, se verificó que la implementación de una reserva fría eficiente representa una estrategia efectiva para la reducción de los altos costos operativos del sistema eléctrico. La comparación de escenarios con y sin reserva fría eficiente para cubrir la demanda, muestra que el costo de operación es menor que cuando no se tiene reserve fría eficiente, como se observa en la tabla, al seleccionar las unidades en reserva

fría bajo criterios de eficiencia y disponibilidad, estas pueden activarse en momentos clave, lo que no sólo reduce el promedio de costos operativos, sino que también mantiene la confiabilidad del sistema.

COSTO PROMEDIO DE OPERACIÓN (USD)		
AÑO	Con reserva fría	Sin reserva fría
2021	\$/. 56,456,159.20	\$/. 62,755,762.55
2022	\$/. 59,545,322.11	\$/. 66,798,325.99
2023	\$/. 68,100,792.47	\$/. 122,543,859.94
2024	\$/. 76,024,154.81	\$/. 273,419,608.31
2025	\$/. 73,521,926.23	\$/. 231,784,569.98

3. A través del análisis realizado, se ha comprobado que una adecuada planificación y operación de las unidades en reserva fría permite sustituir parcialmente el uso de tecnologías con mayores costos variables, ajustándose a la demanda y seleccionando las opciones de generación más económica disponible, los costos variables, que pueden oscilar significativamente de un año a otro (desde 3.12 \$/Mwh hasta 306.61 \$/Mwh), resalta la importancia de priorizar las unidades con menores costos de combustible. En consecuencia, una gestión eficiente de la reserva fría no sólo contribuye a una reducción sustancial de los costos variables del sistema, sino que también promueve una operación más económica, segura y sostenible del mercado eléctrico nacional.

COSTO VARIABLE - \$/MW						
GRUPO - MODO DE OPERACIÓN	P.e(Mw)	2021	2022	2023	2024	2025
MAPLE- BGAZO	20.69	0.00	0.00	3.12	3.12	3.12
REF_ TALARA TV1&TV2-FX_RFG	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.28
KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	896.27	24.82	28.01	27.68	27.89	27.62
CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	803.38	24.21	28.08	28.18	28.42	27.95
VENTANILLA CCOMB TG3 & TG4 - GAS F.DIRECTO	476.17	25.16	29.18	29.81	28.70	28.40
FENIX CCOMB GT12 - D2	274.20	131.23	137.94	230.39	222.57	230.21
RF ETEN TG1 - D2	217.12	213.31	213.31	213.33	213.33	213.33
CTNEPI TG42 - D2	206.12	183.00	186.33	305.89	301.14	299.37
PTO BRAVO TG4 - D2	181.03	188.27	192.53	308.83	307.20	306.61

4. El análisis de la potencia efectiva a lo largo del periodo de estudio demostró su papel crucial en la cobertura de la demanda, tanto en escenarios operativos normales como críticos. Se observó que un crecimiento sostenido de la potencia efectiva se correlaciona directamente con una disminución en la necesidad de recurrir a tecnologías de alto costo,

como las unidades térmicas a diésel, un claro ejemplo de esto es la relación inversa entre la potencia efectiva y el costo marginal: cuando la potencia efectiva real es baja (por ejemplo, 5823.43 MW), el costo marginal del sistema alcanza valores elevados (319.17 \$/Mwh) sin embargo a medida que la potencia efectiva aumenta, este costo marginal tiende a disminuir, en consecuencia, el seguimiento y análisis continuo de la capacidad de potencia efectiva es fundamental, esta práctica no solo permite comprender las variaciones de los costos marginales, sino que también sirve como base para orientar decisiones de política energética y planificación de inversiones que garanticen una operación más eficiente y económica del sistema eléctrico nacional.

P. efectiva Real (Mw)	5823.43	5969.08	7520.79	8700.69	9455.07	10601.44	10748.40
CMB sta Rosa 220 Kv (\$/Mwh)	319.17	317.63	305.95	261.50	83.43	12.80	8.15

RECOMENDACIONES

Ante la creciente demanda y necesidad de disminuir la dependencia de fuentes fósiles, se recomienda fomentar la incorporación de energías renovables no convencionales, ya que políticas de incentivos, como tarifas preferenciales o subsidios para proyectos de energía solar, eólica, y otras fuentes renovables, pueden acelerar su adopción y contribuir a la sostenibilidad energética.

Considerando las limitaciones en el suministro de gas natural y las restricciones de temperatura, se recomienda implementar mejoras tecnológicas en las centrales térmicas existentes para aumentar su eficiencia operativa, esto puede incluir la modernización de equipos o la adopción de tecnologías de ciclo combinado, que ofrecen mayores eficiencias y menores emisiones.

Dada la naturaleza intermitente de las fuentes renovables no convencionales, es importante desarrollar sistemas de gestión en demanda y almacenamiento de energía que permitan una integración efectiva de estas fuentes al sistema, estrategias como la respuesta de demanda y sistemas de almacenamiento pueden ayudar a mitigar la variabilidad y asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

Se recomienda invertir en investigación y desarrollo para explorar nuevas tecnologías energéticas que puedan mejorar las existentes y permitan proporcionar soluciones innovadoras a los retos actuales, esto incluye desde nuevos materiales para paneles solares más eficientes hasta el desarrollo en tecnologías de captura y almacenamiento de carbono para centrales térmicas.

BIBLIOGRAFÍA

- Alonso, A., y Jofre, D. (2021). *Prácticas sostenibles para la operación y mantenimiento de edificios. Caso de estudio: Edificio O, Campus Central, URL* (1st ed.). Editorial Cara Parens. <https://doi.org/10.2307/j.ctv296msfq>
- Butrón, C., y Cerida A. (2020). Propuesta de un marco regulatorio que incentive las inversiones eficientes en generación eléctrica en el Perú. Pucp.edu.pe. <http://hdl.handle.net/20.500.12404/16948>
- Castillo, L. F. M., y Bustos, L. (Eds.). (2020). *Las asociaciones público privadas (app) para el sector/ minero-energético experiencia nacional e internacional* (1st ed.). Universidad del Externado. <https://doi.org/10.2307/j.ctv1rcdzv9>
- COES. (2022a). *Declaración de Precios de Gas*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/GasNatural/DeclaracionPreciosGas>
- COES. (2022b). *Visor Power Bi*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>
- COES. (2022c). *Programa de Operación Diario*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgramaDiario>
- COES. (2022d). *Demanda Index*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda>
- COES. (2022e). *Estadística de Transferencias*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Transferencias/CostosMarginales>
- COES. (2022f). *Costos Variables*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/CostoVariables>
- COES. (2022g). *Medidores de Generación*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/mediciones/medidoresgeneracion>
- COES. (2022h). *Consulta de Mantenimientos*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/eventos/mantenimiento/>
- COES. (2022i). *Fichas Técnicas*. Coes.org.pe. <https://www.coes.org.pe/Portal/FichaTecnica/FichaTecnica>

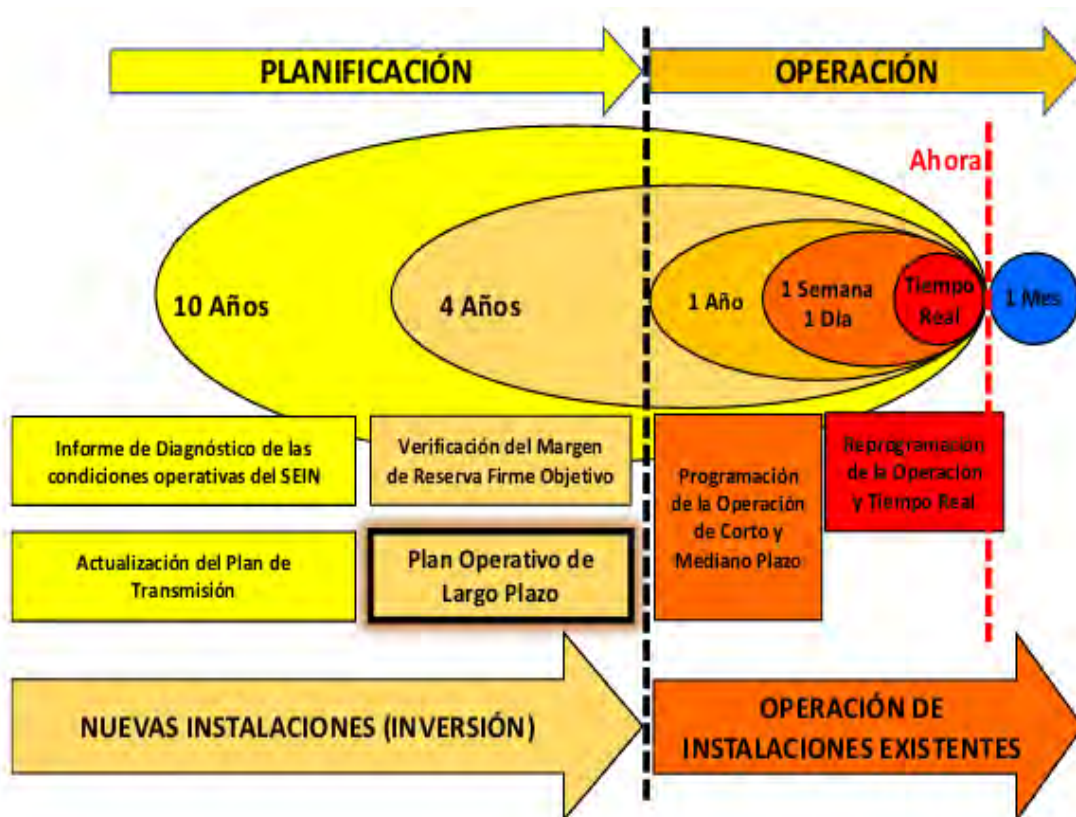
- Escobedo, P., Mayta, D., y Narrea, J. (2021). Propuesta alternativa al desarrollo del Gasoducto Sur Peruano a través de una solución de generación eléctrica en Camisea y su integración al SEIN. Esan.edu.pe; Universidad ESAN. <https://hdl.handle.net/20.500.12640/3055>
- Espejo, C. y Aparicio, A. (2020). La Producción de Electricidad con Energía Solar Fotovoltaica en España en el Siglo XXI. *Revista de Estudios Andaluces*, 39, 66–93. <https://doi.org/10.12795/rea.2020.i39.04>
- Fernandez, J., y Izaguirre, K. (2023). Incremento del potencial de generación eólico-solar en la transición energética RER peruana a corto plazo al 2027. 121.236.53. <https://hdl.handle.net/20.500.14278/4498>
- Garayar, H. (2018). Comportamiento de la central de reserva fría de Ilo para la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia. *Uns.edu.pe*. <https://hdl.handle.net/20.500.14278/3232>
- García, J. F. A., y Ruiz, L. M. (Eds.). (2022). *Estudios sobre cambio climático y transición energética: Estudios conmemorativos del XXV aniversario del acceso a la cátedra del Prof. Íñigo del Guayo Castiella* (1st ed.). Marcial Pons, Ediciones Jurídicas y Sociales. <https://doi.org/10.2307/j.ctv2zp4wzn>
- García, Y. (2021). La implantación de centrales de energía eólica. *Xoc.uam.mx*. <https://repositorio.xoc.uam.mx/jspui/handle/123456789/22755>
- Gutiérrez, S., y Palacios, L. (2022). Reemplazo de una central termoeléctrica por una central RER. en el sistema de generación de energía del Perú. *Uns.edu.pe*. <https://hdl.handle.net/20.500.14278/3976>
- Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2014). Metodología de la Investigación. México: Mc Graw Hill
- Jara, F., Luyo, J. E., y Meza, J. (2021). Expansión a largo plazo de la capacidad de Generación: caso del mercado acoplado Perú-Chile. *Revista ECIPerú Volumen*, 18(2). <https://doi.org/10.33017/RevECIPeru2021.0011/>
- Jaramillo, C. P., Benitez, J. F., Echeverria, D. E., Cepeda, J. C., Y Arcos, H. N. (2022). Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la

- planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE. *Revista Técnica energía*, 19(1), 42-52.
- Koo, J., Park, K., Shin, D., & En Sup Yoon. (2011). Economic evaluation of renewable energy systems under varying scenarios and its implications to Korea's renewable energy plan. *Applied Energy*, 88(6), 2254–2260. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.063>
- Marrero, G. A., Puch, L. A., y Ramos-Real, F. J. (2011). Riesgos y costes en la generación de electricidad. *Política Exterior*, 136–149. <http://www.jstor.org/stable/23054198>
- Mendiola, A., Aguirre, C., Aguilar, O., Castillo, S., Giglio, G., y Maldonado, W. (2012). Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿centrales hidroeléctricas o centrales térmicas? *Esan.edu.pe*. <https://hdl.handle.net/20.500.12640/132>
- Mendoza, W., y Carbajal, J. (2019). Repotenciación de la Central Hidroeléctrica Pomabamba y su influencia en los parámetros técnicos económicos de la unidad de negocios Huaraz - Hidrandina S.A. *Uns.edu.pe*. <https://hdl.handle.net/20.500.14278/3546>
- Moratorio, D., Rocco, I., y Castelli, M. (2016). Conversión de residuos sólidos urbanos en energía. *Memoria Investigaciones En Ingeniería*, 10, 115–126. <https://revistas.um.edu.uy/index.php/ingenieria/article/view/370>
- Osinermin (2019). Modelo Perseo 2.0. *Osinermin.gob.pe*. Recuperado de: <https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/informacion-tecnica/modelo-perseo2>
- Pedrozo, J. (2021). Pruebas a equipos seccionadores en subestaciones eléctricas. *Uan.edu.co*. <http://repositorio.uan.edu.co/handle/123456789/6047>
- Pérez, E. (2022). Análisis del hidrógeno como nuevo sistema energético e instrumento político: un análisis de la volatilidad a largo plazo. *Comillas.edu*. <http://hdl.handle.net/11531/66562>
- Pindyck, R. S., Rubinfeld, D. L., Y Rabasco, E. (2013). *Microeconomía* (pp. 768-768). Pearson Educación.

- Rodríguez, L., Buen, M., y Rodríguez, P. (2015). Optimization of a multi-service network over a PLC channel under MmQoS. *Ingeniería Y Desarrollo*, 33(2), 260–280. <https://doi.org/10.14482/inde.33.2.6368>
- Saidur, R., Abdelaziz, E., Ayhan Demirbaş, Hossain, M., y Saad Mekhilef. (2011). A review on biomass as a fuel for boilers. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2262–2289. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.015>
- Salguero, G. E., y Vicidomini, L. (2021). Análisis de factibilidad económica de la instalación de una planta generadora de energía eléctrica de media tensión a partir de energía solar para satisfacer el 5% del consumo de la ciudad de Mar del Plata. *Mdp.edu.ar*. <http://rinfi.fi.mdp.edu.ar/xmlui/handle/123456789/523>
- Santos, L. E. G. (1988). EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA. *Investigación Económica*, 47(186), 123–163. <http://www.jstor.org/stable/42777287>
- Taípe, S. y Ampuño, G. (2022). Modelo del proceso de producción de energía en centrales de generación térmica considerando el perfil de funcionamiento. *Ciencia Latina*, 6(4), 5541–5560. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v6i4.3032
- Valverde, D. (2022). Análisis de sustentabilidad y de estándar de diseño del embalse y central hidroeléctrica Punilla. *Uchile.cl*. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/185557>
- Wong, L. (2019). Evaluación pre-Covid19 de tecnologías para suplir la demanda de generación eléctrica en el Perú 2025-2030. *Utec.edu.pe*. <https://hdl.handle.net/20.500.12815/144>.

ANEXOS

ANEXO 1: Plan de operación que utiliza el COES



ANEXO 2: Costo de Operación de la reserva fría Periodo 2022.

FECHA	COSTO DE OPERACIÓN
1/11/2022	S/13,035,181.80
2/11/2022	S/9,308,477.53
3/11/2022	S/13,141,897.41
4/11/2022	S/13,471,869.13
5/11/2022	S/13,415,505.92
6/11/2022	S/11,869,055.06
7/11/2022	S/12,881,301.34
8/11/2022	S/14,676,209.15
9/11/2022	S/17,572,572.56
10/11/2022	S/16,870,292.30
11/11/2022	S/13,357,388.41
12/11/2022	S/13,705,932.35
13/11/2022	S/9,781,201.33
14/11/2022	S/10,457,953.00
15/11/2022	S/14,703,598.56
16/11/2022	S/14,001,594.63
17/11/2022	S/10,720,664.15
18/11/2022	S/10,554,251.83
19/11/2022	S/10,284,954.91
20/11/2022	S/14,292,399.90
21/11/2022	S/18,596,450.95
22/11/2022	S/15,696,790.05
23/11/2022	S/18,024,767.46
24/11/2022	S/19,474,685.79
25/11/2022	S/21,815,609.94
26/11/2022	S/21,271,260.17
27/11/2022	S/14,191,001.93
28/11/2022	S/16,945,262.60
29/11/2022	S/22,123,925.28
30/11/2022	S/18,911,895.55

ANEXO 3: Potencia efectiva en el Periodo de Avenida y Estiaje 2021 - 2022

			2022		2021		
			Marzo	Octubre	Marzo	Octubre	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	
Departamento	Central	Pot. Efe. (MW)	Pot. Efe. (MW)	Pot. Efe. (MW)	Pot. Efe. (MW)	Pot. Efe. (MW)	
ANCASH	Total	434.07					
	C.H. CAÑON DEL PATO	265.56	247.35	113.44	256.07	150.72	HIDRO
	C.H. MANTA I	20.76	20.45	6.79	20.84	8.00	HIDRORER
	C.H. PARIAC	4.78	3.62	1.79	4.64	2.55	HIDRORER
	C.H. QUITARACSA	117.78	117.13	40.54	114.75	62.39	HIDRO
	C.H. SANTA CRUZ I	6.63	6.48	2.09	6.59	2.86	HIDRRER
	C.H. SANTA CRUZ II	6.5	6.89	2.50	7.04	3.25	HIDRO RER
	C.H. YANAPAMPA	3.91	3.80	2.26	3.79	3.23	HIDRORER
	C.T. SAN JACINTO	8.15	6.14	9.71	8.02	9.96	BAGASO
AREQUIPA	Total	977.05					
	C.H. CHARCANI I	1.63	1.92	1.59	1.70	1.65	HIDRO
	C.H. CHARCANI II	.58	0.63	0.54	0.57	0.58	HIDRO
	C.H. CHARCANI III	4.66	5.32	4.63	4.71	4.61	HIDRO
	C.H. CHARCANI IV	15.36	15.24	13.47	15.16	13.50	HIDRO
	C.H. CHARCANI V	146.57	101.64	83.76	142.75	83.76	HIDRO
	C.H. CHARCANI VI	8.91	8.97	8.14	8.92	5.90	HIDRO
	C.H. HUAYLLACHO	.21	0.22	0.00	0.22	0.14	HIDRO
	C.H. LA JOYA	9.07	4.91	6.57	9.18	6.30	BIOMASA
	C.H. MISAPUQUIO	3.87	3.85	1.91	3.86	1.80	HIDRO
	C.H. SAN ANTONIO	.55	0.56	0.02	0.56	0.03	HIDRO

	C.H. SAN IGNACIO	.42	0.40	0.02	0.41	0.00	HIDRO
	C.S. MAJES SOLAR 20T	20.	16.79	17.44	15.54	17.68	SOLAR
	C.S. REPARTICION	20.	14.69	16.56	15.07	16.33	SOLAR
	C.T. CHILINA DIESEL	21.65	0.00	10.13	12.50	9.42	DIESEL
	C.T. PUERTO BRAVO	723.57	175.19	0.00	178.24	0.00	DIESEL
CAJAMARCA	Total	221.59					
	C.E. DUNA	18.37	3.82	6.50	0.00	6.31	EOLICA
	C.E. HUAMBOS	18.37	3.23	5.85	0.00	4.75	EOLICA
	C.H. CAÑA BRAVA	5.67	5.64	4.24	5.68	4.20	HIDRORER
	C.H. CARHUAQUERO	94.53	94.17	59.42	93.52	83.02	HIDRO
	C.H. CARHUAQUERO IV	9.98	9.98	9.73	9.95	8.12	HIDRORER
	C.H. GALLITO CIEGO	35.28	38.61	13.98	36.93	11.17	HIDRO
	C.H. LAS PIZARRAS	19.19	19.09	9.46	18.92	16.57	HIDRORER
	C.H. POTRERO	20.2	20.13	4.87	20.19	15.52	HIDRORER
CALLAO	Total	501.92					
	C.T. OQUENDO	27.95	27.63	29.97	0.00	28.72	GAS
	C.T. VENTANILLA	471.62	456.40	469.93	292.75	466.79	GAS
	C.T.B. CALLAO	2.35	2.11	2.20	2.40	2.30	BIOMASA
CUSCO	Total	258.66					
	C.H. MACHUPICCHU	168.82	165.77	115.57	168.41	119.91	HIDRO
	C.H. SANTA TERESA	89.84	94.48	58.55	93.30	36.10	HIDRO
HUANCAVELICA	Total	1 473.32					
	C.H. CERRO DEL AGUILA	564.76	562.15	215.51	560.96	258.41	HIDRO
	C.H. MANTARO	678.71	634.19	553.94	658.87	594.13	HIDRO
	C.H. RESTITUCION	219.43	207.60	173.47	216.43	189.71	HIDRO
	MCH CERRO DEL AGUILA	10.42	10.43	2.49	10.24	3.02	HIDRO
HUANUCO	Total	525.82					

	C.H. 8 DE AGOSTO	20.58	21.08	10.65	20.48	9.37	HIDRORER
	C.H. CHAGLLA	470.35	467.47	94.88	461.21	122.74	HIDRO
	C.H. EL CARMEN	8.58	8.39	4.71	8.59	4.24	HIDRORER
	C.H. MARAÑON	19.92	19.99	14.15	19.40	18.20	HIDRO
	P.C.H CHAGLLA	6.39	6.50	4.22	6.47	4.80	HIDRO
ICA	Total	345.14					
	C.E. MARCONA	32.	22.56	22.08	21.50	24.17	EOLICA
	C.E. TRES HERMANAS	97.15	63.65	70.81	62.95	50.29	EOLICA
	C.E. WAYRA I	132.3	62.04	82.83	62.99	83.29	EOLICA
	C.T. INDEPENDENCIA	23.2	22.75	22.75	22.69	22.64	GAS
	C.T. SAN NICOLAS	60.49	38.89	13.44	18.21	24.07	RESIDUAL
JUNIN	Total	524.25					
	C.H. CANCHAYLLO	5.18	5.17	3.94	5.11	3.44	HIDRORER
	C.H. CHIMAY	152.34	150.95	60.53	156.47	61.92	HIDRO
	C.H. HUASAHUASI I	9.85	9.93	2.00	9.79	3.89	HIDRORER
	C.H. HUASAHUASI II	9.96	9.99	2.34	10.08	4.19	HIDRORER
	C.H. LA VIRGEN	62.08	76.75	23.40	0.00	30.98	HIDRO
	C.H. MALPASO	48.44	46.94	20.83	35.43	21.98	HIDRO
	C.H. OROYA	9.09	8.34	4.76	8.12	8.09	HIDRO
	C.H. PACHACHACA	9.74	9.15	2.67	9.55	6.00	HIDRO
	C.H. RENOVANDES H1	20.86	21.05	18.20	20.57	18.01	HIDRORER
	C.H. RUNATULLO II	19.96	20.34	4.30	20.11	7.24	HIDRORER
	C.H. RUNATULLO III	19.96	20.52	6.20	20.48	10.03	HIDRORER
	C.H. YANANGO	43.11	43.14	12.04	42.72	16.77	HIDRO
	C.H. YAUPI	113.68	107.53	73.39	108.24	92.63	HIDRO
LA LIBERTAD	Total	95.14					
	C.E. CUPISNIQUE	83.15	21.61	46.49	30.27	46.77	EOLICA

	C.H. PIAS 1	11.99	0.00	0.00	0.00	0.00	
LAMBAYEQUE	Total	401.85					
	C.T. RECKA	177.99	0.00	185.19	0.00	173.52	DISEL
	C.T. RF DE GENERACION ETEN	223.86	5.66	5.25	7.29	7.54	DISEL
LIMA	Total	4 669.53					
	C.H. CAHUA	45.38	43.24	22.02	47.59	38.20	HIDRO
	C.H. CALLAHUANCA	84.37	0.00	0.00	0.00	0.00	HIDRO
	C.H. CARHUAC	20.36	20.60	16.34	20.66	14.56	HIDRORER
	C.H. CHANCAY	20.29	20.47	15.15	20.33	17.03	HIDRORER
	C.H. CHEVES	179.62	178.90	53.53	173.29	80.65	HIDRO
	C.H. EL PLATANAL	227.09	227.69	67.04	217.55	88.46	HIDRO
	C.H. HER 1	.67	0.39	0.34	0.38	0.33	HIDRO
	C.H. HUAMPANI	30.85	30.82	26.61	30.35	28.46	HIDRO
	C.H. HUANCHOR	19.76	19.17	13.37	19.05	14.64	HIDRO
	C.H. HUANZA	98.31	48.76	47.76	95.70	59.81	HIDRO
	C.H. HUINCO	277.9	276.46	135.83	273.67	143.09	HIDRO
	C.H. IMPERIAL	3.97	4.00	2.90	4.00	3.19	HIDRORER
	C.H. MATUCANA	137.02	136.46	66.47	134.21	65.56	HIDRO
	C.H. MOYOPAMPA	69.14	63.40	52.39	65.44	59.32	HIDRO
	C.H. PURMACANA	1.76	1.13	0.38	1.55	0.03	HIDRORER
	C.H. RONCADOR	3.31	3.73	1.40	3.59	1.91	HIDRORER
	C.H. RUCUY	20.27	20.27	9.94	20.32	10.77	HIDRORER
	C.H. SANTA ROSA I	1.01	1.42	0.51	0.00	0.59	HIDRORER
	C.H. SANTA ROSA II	1.62	2.02	0.31	0.00	1.12	HIDRORER
	C.H. YARUCAYA	18.14	18.48	15.67	19.09	17.73	HIDRORER
	C.S. YARUCAYA	1.29	0.88	1.23	0.00	1.10	SOLAR
	C.T. CHILCA 1	803.38	512.60	782.29	526.94	787.23	GAS

	C.T. CHILCA 2	114.04	104.41	104.71	106.33	104.40	GAS
	C.T. FENIX	572.58	563.90	567.56	559.21	566.51	GAS
	C.T. HUAYCOLORO	4.28	4.77	4.64	4.82	4.82	BIOMASA
	C.T. KALLPA	896.27	818.22	894.22	814.62	853.53	GAS
	C.T. LA GRINGA	2.93	3.20	3.11	3.20	3.12	BIOMASA
	C.T. LAS FLORES	321.79	0.00	333.18	183.59	192.43	GAS
	C.T. OLLEROS	296.32	286.16	294.31	279.14	258.38	GAS
	C.T. PARAMONGA	13.53	16.61	18.01	18.29	16.12	BAGASO
	C.T. SANTA ROSA	222.42	206.79	222.60	204.88	158.98	GAS
	C.T. SANTA ROSA II	157.48	180.21	103.16	178.80	177.92	GAS
	C.T.B DOÑA CATALINA	2.38	2.41	2.41	2.43	2.41	BIOMASA
MADRE DE DIOS	Total	17.73					
	C.T. RF PTO MALDONADO	17.73	18.64	17.58	0.00	19.01	DIESEL
MOQUEGUA	Total	1 513.68					
	C.S. INTIPAMPA	40.5	27.46	39.01	29.48	38.21	SOLAR
	C.S. MOQUEGUA FV	16.	14.06	15.98	13.90	15.32	SOLAR
	C.S. PANAMERICANA SOLAR	20.	17.21	19.35	17.38	18.90	SOLAR
	C.S. RUBI	144.48	121.90	151.61	119.01	147.25	SOLAR
	C.T. ILO 2	140.71	89.29	0.00	128.39	93.38	CARBON
	C.T. MOLLENDO DIESEL	23.89	7.93	16.03	4.54	8.37	DIESEL
	C.T. NEPI	625.34	0.00	194.73	193.85	197.07	DIESEL
	C.T. RF PLANTA ILO	502.76	155.41	0.00	0.00	157.70	DIESEL
PASCO	Total	136.69					
	C.H. YUNCAN	136.69	134.93	59.76	132.49	79.88	HIDRO
PIURA	Total	397.2					
	C.E. TALARA	30.86	6.30	18.61	4.87	18.90	EOLICA
	C.H. POECHOS II	9.56	9.50	5.86	8.47	5.59	HIDRORER

	C.T. CAÑA BRAVA	11.63	10.99	11.69	11.03	12.47	BAGASO
	C.T. MALACAS 1	49.62	50.85	49.62	47.64	25.43	GAS
	C.T. MALACAS 2	91.59	0.00	92.68	92.08	91.92	GAS
	C.T. MAPLE ETANOL	19.04	0.00	17.58	0.00	17.93	BAGASO
	C.T. RF DE GENERACION TALARA	184.9	90.56	85.65	0.00	24.95	DISEL
PUNO	Total	175.83					
	C.H. ÁNGEL I	20.05	20.76	4.79	20.66	5.18	HIDRORER
	C.H. ÁNGEL II	19.98	20.76	6.45	20.53	6.51	HIDRORER
	C.H. ÁNGEL III	20.08	21.12	6.42	20.51	6.47	HIDRORER
	C.H. SAN GABAN II	115.72	110.26	63.81	110.85	65.21	HIDRO
TACNA	Total	54.32					
	C.H. ARICOTA I	22.09	16.87	6.45	17.90	7.12	HIDRO
	C.H. ARICOTA II	12.23	10.45	3.66	10.41	5.27	HIDRO
	C.S. TACNA SOLAR	20.	18.57	20.01	18.64	18.68	SOLAR
UCAYALI	Total	220.37					
	C.T. AGUAYTIA	180.15	86.91	86.45	170.17	88.26	GAS
	C.T. RF PUCALLPA	40.22	0.00	40.83	41.57	35.79	DISEL
Total		12 944.16	9,286.272	7,805.673	9,471.842	8,113.430	

NOTA: COES (2022) Potencia efectiva y Potencia real

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

<https://www.coes.org.pe/Portal/mediciones/medidoresgeneracion>

ANEXO 4: Potencia efectiva Periodo 2010 – 2022

Central	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Tipo	Área
C.E. CUPISNIQUE					83.15	83.15	83.15	83.15	83.15	83.15	83.15	83.15	83.15	Eólica	Norte
C.E. DUNA											18.37	18.37	18.37	Eólica	Norte
C.E. HUAMBOS											18.38	18.37	18.37	Eólica	Norte
C.E. MARCONA					32	32	32	32	32	32	32	32.	32.	Eólica	Centro
C.E. TALARA					30.86	30.86	30.86	30.86	30.86	30.86	30.86	30.86	30.86	Eólica	Norte
C.E. TRES HERMANAS						97.15	97.15	97.15	97.15	97.15	97.15	97.15	97.15	Eólica	Centro
C.E. WAYRA I									132.3	132.3	132.3	132.3	132.3	Eólica	Centro
C.H. 8 DE AGOSTO										19	19	20.58	20.58	HidroRER	Centro
C.H. ÁNGEL I									20	4.97	4.97	20.05	20.05	HidroRER	Sur
C.H. ÁNGEL II									20	7.14	7.14	19.98	19.98	HidroRER	Sur
C.H. ÁNGEL III									20	7.1	7.1	20.08	20.08	HidroRER	Sur
C.H. ARICOTA I	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.09	22.09	22.09	22.09	22.09	Hidro	Sur
C.H. ARICOTA II	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.23	12.23	12.23	12.23	12.23	Hidro	Sur
C.H. CAHUA	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	45.38	45.38	45.38	45.38	45.38	45.38	45.38	Hidro	Centro
C.H. CALLAHUANCA	80.43	80.43	80.43	80.43	80.43	84.16	84.16			84.1	84.37	84.37	84.37	Hidro	Centro
C.H. CANCHAYLLO					5	5	5.18	5.18	5.18	5.18	5.18	5.18	5.18	HidroRER	Centro
C.H. CAÑA BRAVA	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.71	5.67	5.67	5.67	5.67	5.67	5.67	HidroRER	Norte
C.H. CAÑON DEL PATO	524.22	524.22	524.22	524.22	524.22	524.22	265.56	265.6	265.6	265.6	265.6	265.56	265.56	Hidro	Norte
C.H. CARHUAC									20	20.36	20.36	20.36	20.36	HidroRER	Centro
C.H. CARHUAQUERO	105.09	105.09	105.09	105.09	105.09	105.09	94.53	94.53	94.53	94.53	94.53	94.53	94.53	Hidro	Norte
C.H. CARHUAQUERO IV	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	9.98	HidroRER	Norte
C.H. CERRO DEL AGUILA							513.84	545.1	545.1	557.7	557.7	564.76	564.76	Hidro	Centro
C.H. CHAGLLA							460.7	470.4	470.4	470.4	470.4	470.35	470.35	Hidro	Centro

[illegible]

C.H. MACHUPICCHU	87.78	87.78	87.78	87.78	88.8	188.66	168.82	168.8	168.8	168.8	168.8	168.82	168.82	Hidro	Sur
C.H. MALPASO	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.44	48.44	48.44	48.44	48.44	Hidro	Centro
C.H. MANTA I											20	20.76	20.76	HidroRER	Norte
C.H. MANTARO	650.48	650.48	650.48	650.48	670.65	678.71	678.71	678.7	678.7	678.7	678.7	678.71	678.71	Hidro	Centro
C.H. MARAÑON								19.4	19.92	19.92	19.92	19.92	19.92	Hidro	Centro
C.H. MATUCANA	128.57	128.57	128.57	128.57	137.02	137.02	137.02	137	137	137	137	137.02	137.02	Hidro	Centro
C.H. MISAPUQUIO	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	Hidro	Sur
C.H. MOYOPAMPA	64.7	64.7	64.7	64.7	66.12	69.14	69.14	69.14	69.14	69.14	69.14	69.14	69.14	Hidro	Centro
C.H. OROYA	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.09	9.09	9.09	9.09	9.09	Hidro	Centro
C.H. PACHACHACA	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.65	9.74	9.74	9.74	9.74	9.74	9.74	Hidro	Centro
C.H. PARIAC	4.49	4.49	4.49	4.49	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.78	4.78	Hidro	Norte
C.H. PIAS 1		12.63	12.63	12.63	11.99	11.99	11.99							Hidro	Norte
C.H. POECHOS II	10	10	10	10	10	10	10	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56	HidroRER	Norte
C.H. POTRERO								19.9	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	HidroRER	Norte
C.H. PURMACANA		1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.71	1.71	1.76	1.76	1.76	HidroRER	Centro
C.H. QUITARACSA						118	117.78	117.8	117.8	117.8	117.8	117.78	117.78	Hidro	Norte
C.H. RENOVANDES H1									20	19.6	20.86	20.86	20.86	HidroRER	Centro
C.H. RESTITUCION	215.35	215.35	215.35	215.35	215.35	219.43	219.43	219.4	219.4	219.4	219.4	219.43	219.43	Hidro	Centro
C.H. RONCADOR	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.31	3.31	HidroRER	Centro
C.H. RUCUY							20			20	20.27	20.27	20.27	HidroRER	Centro
C.H. RUNATULLO II					19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	HidroRER	Centro
C.H. RUNATULLO III					19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	19.96	HidroRER	Centro
C.H. SAN ANTONIO	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.55	0.55	0.55	.55	.55	Hidro	Sur

C.H. SAN GABAN II	113.09	113.09	113.09	113.09	113.09	113.09	115.72	115.7	115.7	115.7	115.7	115.72	115.72	Hidro	Sur
C.H. SAN IGNACIO	0.45	0.45	0.45	0.45	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	.42	.42	Hidro	Sur
C.H. SANTA CRUZ I	6.95	6.95	6.95	6.95	6.95	6.95	6.95	6.95	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	HidroRER	Norte
C.H. SANTA CRUZ II	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	HidroRER	Norte
C.H. SANTA ROSA I												1.22	1.22	HidroRER	Centro
C.H. SANTA ROSA II												1.7	1.7	HidroRER	Centro
C.H. SANTA TERESA						99.71	89.84	89.84	89.84	89.84	89.84	89.84	89.84	Hidro	Sur
C.H. YANANGO	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	Hidro	Centro
C.H. YANAPAMPA				4.15	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	HidroRER	Centro
C.H. YARUCAYA								15	15.03	15.03	15.03	15.03	18.14	HidroRER	Centro
C.H. YAUPI	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	113.68	113.68	113.7	113.7	113.7	113.7	113.68	113.68	Hidro	Centro
C.H. YUNCAN	136.76	136.76	136.76	136.76	136.69	136.69	136.69	136.7	136.7	136.7	136.7	136.69	136.69	Hidro	Centro
C.S. INTIPAMPA									44.54	44.54	44.54	44.54	44.54	Solar	Sur
C.S. MAJES SOLAR 20T			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20.	20.	Solar	Sur
C.S. MOQUEGUA FV					16	16	16	16	16	16	16	16.	16.	Solar	Sur
C.S. PANAMERICANA SOLAR			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20.	20.	Solar	Sur
C.S. REPARTICION			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20.	20.	Solar	Sur
C.S. RUBI									144.5	144.5	144.5	144.48	144.48	Solar	Sur
C.S. TACNA SOLAR			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20.	20.	Solar	Sur
C.S. YARUCAYA												1.29	1.29	Solar	Sur
C.T. AGUAYTIA	175.4	175.4	170.34	170.34	175.43	175.43	176.28	176.3	176	176	176	180.15	180.15	Gas	Centro
C.T. CAÑA BRAVA										12	11.63	11.63	11.63	Bagazo	Norte

C.T. CHILCA 1	535.93	535.93	811.14	808.1	813.82	805.68	805.68	815.2	815.2	814.5	814.5	814.49	814.49	Gas	Centro
C.T. CHILCA 2							114.04	112.8	111.8	111.8	111.8	114.04	114.04	Gas	Centro
C.T. CHILINA DIESEL	43.07	42.43	42.37	42.37	41.3	21.64	19.33	21.88	22.1	21.65	21.65	21.65	21.65	Diesel	Sur
C.T. CHIMBOTE	19.32	39.09	20.2	19.61										Diesel	Norte
C.T. FENIX					570.1	569.97	569.97	565.5	567.2	567.2	567.2	572.58	572.58	Gas	Centro
C.T. HUAYCOLORO			5.04	5.04	4.6	4.6	4.26	4.26	4.26	4.18	4.18	4.28	4.28	Biomasa	Centro
C.T. ILO 1	223.71	198	136.05	179.37	157.04	155.6	106.24							Residual	Sur
C.T. ILO 2	141.87	140.63	140.63	139.77	139.77	141.9	141.9	140.3	140.3	140.7	140.7	140.71	140.71	Carbon	Sur
C.T. INDEPENDENCIA	22.92	22.96	22.96	22.96	22.92	22.92	22.48	23.03	23.03	20.73	23.2	23.2	23.2	Gas	Centro
C.T. KALLPA	565.76	577.8	857.41	860.72	860.72	865.03	865.03	863.4	863.4	852.3	852.3	852.32	852.32	Gas	Centro
C.T. LA GRINGA						2.99	2.99	2.95	2.95	2.78	2.78	2.93	2.93	Biomasa	Centro
C.T. LAS FLORES	198.44	198.44	192.84	192.84	195.07	195.07	196.75	196.8	195.4	195.4	195.4	188.91	188.91	Gas	Centro
C.T. MALACAS	30.05	28.17	13.13	11.69										Diesel	Norte
C.T. MALACAS 1								51.28	51.28	50.76	50.76	50.76	50.76	Gas	Norte
C.T. MALACAS 2	102.73	102.73	102.73	103.39	103.39	104.36	104.36	105.9	105.9	105.4	105.4	105.37	105.37	Gas	Norte
C.T. MAPLE ETANOL			29.46	29.46	29.46	16.06	16.06	16.06	16.06	20.38	20.38	20.38	20.38	Bagazo	Norte
C.T. MOLLENDO DIESEL	29.89	29.8	29.8	29.8	26.34	26.34	25.09	25.09	24.47	23.89	23.89	23.89	23.89	Diesel	Sur
C.T. NEPI							610.68	610.7	616.9	616.9	616.9	625.34	625.34	Diesel	Sur
C.T. OLLEROS				209.04	209.04	201.45	201.45	201.4	303.3	303.3	303.3	296.32	296.32	Gas	Centro
C.T. OQUENDO	29.38	29.38	30.31	30.31	28.15	28.15	29.38	29.38	27.8	28.44	28.44	27.95	27.95	Gas	Centro
C.T. PARAMONGA				12.2	12.2	12.2	12.65	12.65	12.74	12.74	13.53	13.53	13.53	Bagazo	Centro

C.T. PISCO	73.2	68.88	70.66	70.66	70.66	70.29	70.29	70.26	70.26						Gas	Centro
C.T. PUERTO BRAVO								631.81	631.8	708.3	708.3	723.6	723.57	723.57	Diesel	Sur
C.T. RECKA						178.78	178.78	177.4	177.4	178	178	177.99	177.99		Diesel	Norte
C.T. RF DE GENERACION ETEN						223.29	223.29	223.3	228.1	223.9	223.9	223.86	223.86		Diesel	Norte
C.T. RF DE GENERACION TALARA				186.6	193.42	193.42	188.56	188.6	187.5	187.5	187.5	184.9	184.9		Diesel	Norte
C.T. RF PLANTA ILO				498.07	498.07	497.03	497.03	499.1	499.1	501.9	501.9	501.89	501.89		Diesel	Sur
C.T. RF PTO MALDONADO							18.3	18.3	18.41	18.41	18.41	17.73	17.73		Diesel	Sur
C.T. RF PUCALLPA							40.6	40.6	40.13	40.13	40.13	40.22	40.22		Diesel	Centro
C.T. SAN JACINTO										6.82	6.82	8.15	8.15		Bagazo	Norte
C.T. SAN NICOLAS	62.95	62.95	62.94	65.7	65.71	64.03	64.03	63.5	63.48	62.39	62.39	62.38	62.38		Residual	Centro
C.T. SANTA ROSA	229.55	229.5	226.92	105.59	224.67	230.38	230.38	226.5	215.3	224.3	226.2	225.74	225.74		Gas	Centro
C.T. SANTA ROSA II	199.83	199.83	199.83	199.83	188.2	188.2	187.21	187.2	187.2	187.8	187.8	184.9	184.9		Gas	Centro
C.T. Tablazo			29	26.83	26.83	26.42	26.42								Gas	Norte
C.T. TAPARACHI	4.31	4.31	4.31	3.93	3.93	4.08	4.08								Diesel	Sur
C.T. TUMBES	17.27	16.34	16.34	16.34	16.34	12.52	15.94	15.94	17.55	16.56	16.56				Residual	Norte
C.T. VENTANILLA	492.74	492.74	484.99	484.99	484.99	483.77	479.27	479.3	472.1	469.4	469.4	471.62	471.62		Gas	Centro
C.T.B DOÑA CATALINA										2.32	2.32	2.38	2.38		Biomasa	Centro
C.T.B. CALLAO											2.4	2.35	2.35		Biomasa	Centro
MCH CERRO DEL AGUILA								9.9	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42		Hidro	Centro
MCH PATAPO									1	1	1	.92	.92		HidroRER	Norte
P.C.H CHAGLLA							6.3	6.39	6.39	6.39	6.39	6.39	6.39		Hidro	Centro

Total	6542.49	6564.36	7172.73	8118.98	8991.57	9980.9	12078	11958	12562	12623	12704	12 845	12 848
-------	---------	---------	---------	---------	---------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------

NOTA: COES (2022) potencia efectiva.

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>

ANEXO 5: Potencia efectiva del SEIN y Máxima demanda del SEIN Periodo 2010 – 2022

Año - Mes	Potencia efectiva del SEIN (MW)	Máximas demandas SEIN (MW)	Uso
Ene-10	6 055.41	4224.79	69.77%
Feb-10	6 050.78	4318.06	71.36%
Mar-10	6 250.32	4421.39	70.74%
Abr-10	6 263.8	4369.81	69.76%
May-10	6 439.8	4381.18	68.03%
Jun-10	6 439.42	4435.53	68.88%
Jul-10	6 438.3	4384.60	68.10%
Ago-10	6 438.3	4344.07	67.47%
Sep-10	6 465.66	4387.23	67.85%
Oct-10	6 525.24	4461.05	68.37%
Nov-10	6 525.24	4522.30	69.30%
Dic-10	6 542.49	4578.94	69.99%
Ene-11	6 541.86	4586.43	70.11%
Feb-11	6 522.74	4670.04	71.60%
Mar-11	6 521.72	4714.76	72.29%
Abr-11	6 521.72	4744.04	72.74%
May-11	6 521.67	4718.30	72.35%
Jun-11	6 521.67	4764.23	73.05%
Jul-11	6 533.06	4690.80	71.80%
Ago-11	6 539.47	4702.13	71.90%
Sep-11	6 539.47	4791.40	73.27%
Oct-11	6 551.11	4787.86	73.08%
Nov-11	6 551.29	4900.49	74.80%
Dic-11	6 564.36	4961.19	75.58%
Ene-12	6 578.61	4863.19	73.92%
Feb-12	6 578.79	4899.91	74.48%
Mar-12	6 565.72	5099.19	77.66%
Abr-12	6 580.17	5049.44	76.74%
May-12	6 581.1	5071.21	77.06%
Jun-12	6 598.72	5029.53	76.22%
Jul-12	6 578.56	5030.59	76.47%
Ago-12	6 847.11	4992.89	72.92%
Sep-12	6 878.49	5026.75	73.08%
Oct-12	6 878.49	5079.27	73.84%
Nov-12	7 122.24	5212.32	73.18%
Dic-12	7 172.73	5290.89	73.76%
Ene-13	7 172.35	5297.84	73.86%
Feb-13	7 178.4	5324.08	74.17%
Mar-13	7 221.72	5354.75	74.15%

Abr-13	7 449.62	5362.62	71.99%
May-13	7 269.03	5388.70	74.13%
Jun-13	7 714.52	5366.39	69.56%
Jul-13	7 920.	5263.93	66.46%
Ago-13	7 918.36	5255.46	66.37%
Sep-13	7 913.09	5321.52	67.25%
Oct-13	8 000.95	5362.45	67.02%
Nov-13	8 021.48	5504.83	68.63%
Dic-13	8 118.98	5575.24	68.67%
Ene-14	8 117.64	5564.75	68.55%
Feb-14	8 113.06	5637.94	69.49%
Mar-14	8 121.23	5677.41	69.91%
Abr-14	8 511.44	5628.51	66.13%
May-14	8 463.77	5660.74	66.88%
Jun-14	8 450.78	5630.74	66.63%
Jul-14	8 454.15	5577.72	65.98%
Ago-14	8 524.37	5523.76	64.80%
Sep-14	8 522.87	5592.44	65.62%
Oct-14	8 522.89	5641.04	66.19%
Nov-14	8 554.81	5737.27	67.06%
Dic-14	8 991.57	5717.73	63.59%
Ene-15	8 983.39	5793.56	64.49%
Feb-15	8 988.11	5827.68	64.84%
Mar-15	8 984.78	6036.16	67.18%
Abr-15	8 973.81	5939.29	66.18%
May-15	8 997.24	5944.09	66.07%
Jun-15	9 002.37	5886.08	65.38%
Jul-15	9 438.71	5883.05	62.33%
Ago-15	9 456.38	5848.67	61.85%
Sep-15	9 793.58	5900.37	60.25%
Oct-15	9 982.04	6018.07	60.29%
Nov-15	9 986.22	6274.56	62.83%
Dic-15	9 980.93	6244.29	62.56%
Ene-16	9 986.5	6246.97	62.55%
Feb-16	10 449.09	6461.72	61.84%
Mar-16	9 980.81	6444.91	64.57%
Abr-16	9 959.68	6392.84	64.19%
May-16	10 565.49	6268.29	59.33%
Jun-16	10 651.53	6241.94	58.60%
Jul-16	11 067.34	6191.07	55.94%
Ago-16	11 109.46	6189.62	55.71%
Sep-16	11 309.2	6278.06	55.51%
Oct-16	12 043.55	6311.48	52.41%
Nov-16	12 044.56	6483.69	53.83%
Dic-16	12 077.57	6492.41	53.76%

Ene-17	12 112.39	6670.22	55.07%
Feb-17	12 111.18	6626.40	54.71%
Mar-17	12 098.	6621.06	54.73%
Abr-17	11 958.46	6449.99	53.94%
May-17	11 940.66	6427.46	53.83%
Jun-17	11 995.04	6400.70	53.36%
Jul-17	12 013.99	6312.86	52.55%
Ago-17	12 024.55	6303.86	52.42%
Sep-17	12 023.26	6341.49	52.74%
Oct-17	12 015.21	6341.24	52.78%
Nov-17	11 957.65	6425.46	53.74%
Dic-17	11 957.52	6462.40	54.04%
Ene-18	12 107.62	6489.04	53.59%
Feb-18	12 304.46	6576.97	53.45%
Mar-18	12 407.07	6639.69	53.52%
Abr-18	12 410.46	6710.68	54.07%
May-18	12 410.19	6616.68	53.32%
Jun-18	12 408.39	6542.24	52.72%
Jul-18	12 426.72	6462.86	52.01%
Ago-18	12 547.43	6519.27	51.96%
Sep-18	12 540.	6554.20	52.27%
Oct-18	12 562.39	6657.62	53.00%
Nov-18	12 568.78	6785.79	53.99%
Dic-18	12 574.77	6884.59	54.75%
Ene-19	12 576.02	6876.29	54.68%
Feb-19	12 659.56	6950.00	54.90%
Mar-19	12 662.77	6990.67	55.21%
Abr-19	12 676.13	6917.74	54.57%
May-19	12 712.19	6884.75	54.16%
Jun-19	12 698.41	6793.77	53.50%
Jul-19	12 696.25	6739.28	53.08%
Ago-19	12 678.39	6725.48	53.05%
Sep-19	12 689.05	6672.28	52.58%
Oct-19	12 664.4	6840.57	54.01%
Nov-19	12 630.03	6928.23	54.86%
Dic-19	12 636.07	7017.57	55.54%
Ene-20	12 637.98	7070.63	55.95%
Feb-20	12 642.13	7125.30	56.36%
Mar-20	12 653.73	7116.79	56.24%
Abr-20	12 652.5	5173.49	40.89%
May-20	12 653.06	5682.04	44.91%
Jun-20	12 654.4	6101.78	48.22%
Jul-20	12 665.2	6383.09	50.40%
Ago-20	12 665.2	6550.73	51.72%
Sep-20	12 664.41	6607.53	52.17%

Oct-20	12 665.41	6835.64	53.97%
Nov-20	12 664.41	6919.02	54.63%
Dic-20	12 670.61	6960.10	54.93%
Ene-21	12 695.28	7052.55	55.55%
Feb-21	12 660.03	7063.90	55.80%
Mar-21	12 660.59	7047.35	55.66%
Abr-21	12 750.54	6911.80	54.21%
May-21	12 782.46	6939.77	54.29%
Jun-21	12 808.9	6904.92	53.91%
Jul-21	12 823.72	6855.78	53.46%
Ago-21	12 839.08	7006.35	54.57%
Sep-21	12 840.41	7038.60	54.82%
Oct-21	12 839.99	7144.17	55.64%
Nov-21	12 840.41	7218.30	56.22%
Dic-21	12 845.01	7207.48	56.11%
ene-22	12845.01	7227.95	56.27%
feb-22	12848.12	7411.62	57.69%
mar-22	12848.12	7241.02	56.36%
abr-22	12841.94	7073.51	55.08%
may-22	12851.88	7081.18	55.10%
jun-22	12919.32	7132.32	55.21%
jul-22	12912.16	7127.33	55.20%
ago-22	12954.97	7152.64	55.21%
sep-22	12954.6	7315.80	56.47%
oct-22	12954.4	7412.55	57.22%
nov-22	12944.16	7601.28	58.72%

ANEXO 6: Datos de Entrada del PERSEO

 SINAC: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

1234567	X1234567890123456789012345X1234567X1234567X12			
CODIGO	NOMBRE	BARRA	EMPRESA	NG
A AGUA	AGUAYTIA	SICN-01	TERMOSE	2
D SROS	SANTA ROSA	SICN-49	ENELPER	6
T VENT	VENTANILLA	SICN-55	ENELPER	4
P TALA	MALACAS	SICN-51	ENELPIU	6
H MARC	SN NICOLAS - MARCONA	SICN-29	SHOUG	2
G MOLL	MOLLENDO	SIS-16	EGASA	1
G SOCA	CHILINA	SIS-23	EGASA	2
I ILO	ILO I	SIS-25	ENGIE	0
II ILO	ILO II	SIS-34	ENGIE	1
CHILCA	CHILCA	SICN106	ENGIE	3
CHILC2	CHILC2	SICN106	ENGIE	1
C TUMB	TUMBES	SICN-65	ELECTRO	1
C PISCO	PISCO	SICN-26	EGASA	1
KALLPA	KALLPA	SICN-69	KALLPA	3
C INDP	INDEPENDENCIA	SICN-26	EGESUR	1
LFLORE	LAS FLORES	SICN106	KALLPA	1
TERMOC	STO DOMINGO OLLEROS	SICN-81	TERMOCH	1
FENIXP	FENIX	SICN-81	FENIX	2
ETEN E	RF ETEN	SICN108	GETEN	1
R ILO	RF ILO	SIS-34	ENGIE	1
RFPUCA	RF PUCALLPA	SICN-64	E PERU	1
RFPMAL	RF PTO MALDONADO	SIS-39	E PERU	1
N MOLL	NES PTO BRAVO	SIS-48	SAMAY	1
N ILO	NES ILO	SIS-41	ENGIE	1
CERROVE	RECKA	SICN108	SMCVERD	1
OQUEND	CT OQUEENDO	SICN-13	SDF	0
ATOCON	CT Atocongo	SICN-48	CELEP	1
FIN				

 sinac: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

ARCHIVO	Edición	Formato	Ver	Ayuda													
1234567X1234567890123456789012345X1234567X1234567890X1234567890X1234567890X1234567890X1234X12X1234X12X1																	
CODIGO	NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENCIA	DISP	CONSUMO	CVNC	ANOE	ME	ANOS	MS	R	RESPRIM				
gt-4	rosa-UTI5	D SROS	CMB5N	51.2240		0.0000	12.6221	1.9972	2019	5	2022	8	1	1			
REPOTENCIAMIENTO			CMB5N	47.9051		0.0000	12.8723	1.9972	2022	9	2050	12					
gt-5	rosa-UTI6	D SROS	CMB5N	54.9795		0.0000	12.6236	1.9972	2019	12	2050	12	0	1			
gt-12	CCTgven3 s	T VENT	CMB-10N	212.2058		0.9600	7.0778	3.3450	2021	9	2050	12	0	1			
gt-12A	CCTgven3 c	T VENT	CMB-10N	13.2742		0.9600	7.1158	3.3450	2021	9	2050	12	0	1			
gt-13	CCTgven4 s	T VENT	CMB-10N	213.4196		0.9600	7.1498	3.3450	2021	9	2050	12	0	1			
gt-13A	CCTgven4 c	T VENT	CMB-10N	14.4081		0.9600	7.1791	3.3450	2021	9	2050	12	0	1			
gt-14	TG7_WES s	D SROS	CMB5N	110.6577		0.0000	11.5406	2.0223	2021	4	2050	12	0	1			
gt-14B	TG7_WES c	D SROS	CMB5N	8.8797		0.0000	11.8703	2.0223	2021	4	2050	12	0	1			
gt-14A	TG7_WES	D SROS	CMB-50	115.8354		0.0000	0.2641	2.0223	2050	7	2050	12	0	1			
gt-15	TGagt1	A AGUA	CMB-12N	90.1144		0.9800	11.4593	3.9154	2021	9	2050	12	0	1			
gt-16	TGagt2	A AGUA	CMB-12N	90.0453		0.0000	11.4697	3.6247	2021	9	2050	12	0	1			
gt-17	TGMALA6-G	P TALA	CMB-15N	50.7682		0.9550	10.3479	1.9972	2017	2	2022	8	1	1			
REPOTENCIAMIENTO			CMB-15N	49.6269		0.9550	9.9446	1.9972	2022	9	2050	12					
gt-17A	TGMALA6-D	P TALA	CMB-13	48.4751		0.0000	0.2374	4.0000	2050	1	2050	12	0	1			
gt-18	TG4MAL	P TALA	CMB-14N	85.0766		0.0000	12.2593	1.9972	2021	9	2022	4	2	1			
REPOTENCIAMIENTO			CMB-14N	85.0766		0.0000	12.1445	1.9972	2022	5	2022	9					
REPOTENCIAMIENTO			CMB-14N	91.5910		0.0000	12.1445	1.9972	2022	10	2050	12					
gt-18A	TG4MAL con	P TALA	CMB-14N	20.2995		0.0000	12.2593	1.9972	2021	9	2022	4	1	1			
REPOTENCIAMIENTO			CMB-14N	14.8744		0.9700	12.1445	1.9972	2022	5	2022	7					
gt-20	SHOUG	H MARC	CMB-16	61.1702		0.9500	0.3317	1.3200	2021	9	2022	5	3	1			
REPOTENCIAMIENTO			CMB-16	59.9608		0.9500	0.3359	1.3200	2022	6	2022	8					
REPOTENCIAMIENTO			CMB-16	59.2833		0.9500	0.3359	1.3200	2022	9	2022	11					
REPOTENCIAMIENTO			CMB-16	56.5363		0.9500	0.3389	1.3200	2022	12	2050	12					
gt-20A	SHO-C	H MARC	CMB-42	1.2136		0.9500	0.2179	2.4543	2021	4	2050	12	0	0			
gt-24	TUMNU	C TUMB	CMB-20	16.4650		0.9700	0.1961	8.2670	2021	1	2021	7	0	1			
gt-34	chilcc	G SOCA	CMB-28	12.2393		0.9000	0.3596	1.9972	2013	1	2050	12	0	1			
gt-35	chilmd	G SOCA	CMB-29	10.2769		0.9600	0.2224	2.4543	2013	1	2050	12	0	0			
gt-37	mol1-1	G MOLL	CMB-31	24.4617		0.9600	0.2017	7.5357	2013	1	2050	12	0	1			
gt-45	ilo2tvc1	II ILO	CMB-38	140.7096		0.0000	0.3561	2.3921	2013	1	2022	11	1	1			
REPOTENCIAMIENTO			CMB-38	139.7749		0.0000	0.3969	2.3921	2022	12	2022	12					

sinac: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

REPOTENCIAMIENTO		CMB-38	139.7749	0.0000	0.3969	2.3921	2022	12	2022	12			
gt-51 Chilca-TG1	CHILCA	CMB-44N	251.8023	0.9600	6.9587	3.3450	2021	9	2050	12	0	1	
gt-53 Kallpa-TG1	KALLPA	CMB-45N	279.8259	0.9600	6.7885	3.3450	2021	5	2050	12	0	1	
gt-54 Indepen GN	C INDP	CMB-47N	23.2039	0.9600	8.8313	2.4543	2020	2	2023	3	1	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-47N	22.3591	0.9600	8.9411	2.4543	2023	4	2050	12			
gt-55 Chilca-TG2	CHILCA	CMB-44N	251.6551	0.9600	6.7587	3.3450	2021	9	2050	12	0	1	
gt-56 Chilca-TG3	CHILCA	CMB-44N	282.0946	0.9600	7.1172	3.3450	2021	7	2050	12	0	1	
gt-57 Chilca-TG4	CHILC2	CMB-65N	114.0412	0.9600	6.9836	3.3450	2021	2	2050	12	0	1	
gt-58 TG8 ST Ro	D SROS	CMB-19N	184.9026	0.0000	10.4564	2.0223	2021	1	2022	7	1	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-19N	157.4802	0.0000	10.7864	2.0223	2022	8	2050	12			
gt-59 Kallpa-TG2	KALLPA	CMB-45N	278.8185	0.9600	6.9616	3.3450	2021	5	2050	12	0	1	
gt-60 Kallpa-TG3	KALLPA	CMB-45N	284.6888	0.9600	6.8466	3.3450	2021	5	2050	12	0	1	
gt-61 Las Flores	LFLORE	CMB-48N	188.9111	0.9600	10.2419	3.3450	2021	5	2022	5	2	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-48N	321.9982	0.9600	6.6082	3.3450	2022	6	2022	10			
REPOTENCIAMIENTO		CMB-48N	321.7960	0.9600	6.5121	3.3450	2022	11	2050	12			
gt-68 Sto.Domingo	TERMOC	CMB-51N	296.3197	0.9600	6.8362	3.3450	2021	4	2050	12	0	1	
gt-70 Fenix-TG11	FENIXP	CMB-63	285.4891	0.9600	6.5951	3.3450	2018	8	2021	1	1	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-63	287.5803	0.9600	6.6283	3.3450	2021	2	2050	12			
gt-71 Fenix-TG12	FENIXP	CMB-63	287.6837	0.9600	6.6187	3.3450	2021	2	2050	12	0	1	
gt-72 RF TG5 Talara-G	P TALA	CMB-15G	127.7848	0.0000	11.4967	4.0000	2017	8	2022	11	1	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-15G	103.4538	0.9600	12.3146	4.0000	2022	12	2050	12			
gt-72A RF TG5 Talara-D	P TALA	CMB-13	184.9032	0.9600	0.2385	4.0000	2021	2	2050	12	0	1	
gt-73 RF Eten	ETEN E	CMB-56	223.8605	0.9600	0.2374	4.0000	2015	6	2022	12	1	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-56	225.0554	0.9600	0.2373	4.0000	2023	1	2050	12			
gt-74 NES Ilo	N ILO	CMB-36	625.3484	0.9600	0.2197	1.9972	2021	1	2050	12	0	1	
gt-75 RF Ilo	R ILO	CMB-36	501.8975	0.9600	0.2329	4.0000	2013	7	2022	10	1	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-36	502.7629	0.9600	0.2304	4.0000	2022	11	2050	12			
gt-78 RF Pucallpa	RFPUCAL	CMB-60	40.2268	0.9600	0.2558	11.2571	2021	3	2050	12	0	1	
gt-79 RF Pto Mald	RFPMAL	CMB-61	17.7323	0.9600	0.2544	11.4702	2021	3	2050	12	0	1	
gt-80 NES Pto Bravo	N MOLL	CMB-62	723.5763	0.9600	0.2348	1.9972	2016	6	2050	12	0	1	
gt-82 Recka	CERROVE	CMB-64	177.9994	0.9600	0.2378	5.0215	2015	10	2022	12	1	1	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-64	179.3732	0.0000	0.2398	5.0215	2023	1	2050	12			
gt-191 CT Atocongo	ATOCN	CMB-19N	136.0000	0.9600	6.6039	6.0000	2050	1	2050	12	0	1	
FIN													

gtt: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

TABLE GTT(Tr,r,ATGTR)													
		potencia	disponib	ce	CVNC	ANOE	ME	ANOS	MS	ResPrim			
gt-4	.r1	51.2240	0.0000	12.6221	1.9972	2019	5	2022	8	1			
gt-4	.r2	47.9051	0.0000	12.8723	1.9972	2022	9	2050	12	0			
gt-5	.r1	54.9795	0.0000	12.6236	1.9972	2019	12	2050	12	1			
gt-12	.r1	212.2058	0.9600	7.0778	3.3450	2021	9	2050	12	1			
gt-12A	.r1	13.2742	0.9600	7.1158	3.3450	2021	9	2050	12	1			
gt-13	.r1	213.4196	0.9600	7.1498	3.3450	2021	9	2050	12	1			
gt-13A	.r1	14.4081	0.9600	7.1791	3.3450	2021	9	2050	12	1			
gt-14	.r1	110.6577	0.0000	11.5406	2.0223	2021	4	2050	12	1			
gt-14B	.r1	8.8797	0.0000	11.8703	2.0223	2021	4	2050	12	1			
gt-14A	.r1	115.8354	0.0000	0.2641	2.0223	2050	7	2050	12	1			
gt-15	.r1	90.1144	0.9800	11.4593	3.9154	2021	9	2050	12	1			
gt-16	.r1	90.0453	0.0000	11.4697	3.6247	2021	9	2050	12	1			
gt-17	.r1	50.7682	0.9550	10.3479	1.9972	2017	2	2022	8	1			
gt-17	.r2	49.6269	0.9550	9.9446	1.9972	2022	9	2050	12	0			
gt-17A	.r1	48.4751	0.0000	0.2374	4.0000	2050	1	2050	12	1			
gt-18	.r1	85.0766	0.0000	12.2593	1.9972	2021	9	2022	4	1			
gt-18	.r2	85.0766	0.0000	12.1445	1.9972	2022	5	2022	9	0			
gt-18	.r3	91.5910	0.0000	12.1445	1.9972	2022	10	2050	12	0			
gt-18A	.r1	20.2995	0.0000	12.2593	1.9972	2021	9	2022	4	1			
gt-18A	.r2	14.8744	0.9700	12.1445	1.9972	2022	5	2022	7	0			
gt-20	.r1	61.1702	0.9500	0.3317	1.3200	2021	9	2022	5	1			
gt-20	.r2	59.9608	0.9500	0.3359	1.3200	2022	6	2022	8	0			
gt-20	.r3	59.2833	0.9500	0.3359	1.3200	2022	9	2022	11	0			
gt-20	.r4	56.5363	0.9500	0.3389	1.3200	2022	12	2050	12	0			
gt-20A	.r1	1.2136	0.9500	0.2179	2.4543	2021	4	2050	12	0			
gt-24	.r1	16.4650	0.9700	0.1961	8.2670	2021	1	2021	7	1			
gt-34	.r1	12.2393	0.9000	0.3596	1.9972	2013	1	2050	12	1			
gt-35	.r1	10.2769	0.9600	0.2224	2.4543	2013	1	2050	12	0			
gt-37	.r1	24.4617	0.9600	0.2017	7.5357	2013	1	2050	12	1			
gt-45	.r1	140.7096	0.0000	0.3561	2.3921	2013	1	2022	11	1			
gt-45	.r2	139.7749	0.0000	0.3969	2.3921	2022	12	2022	12	0			
gt-51	.r1	251.8023	0.9600	6.9587	3.3450	2021	9	2050	12	1			
gt-53	.r1	279.8259	0.9600	6.7885	3.3450	2021	5	2050	12	1			
gt-54	.r1	23.2039	0.9600	8.8313	2.4543	2020	2	2023	3	1			

gt-54	.r1	23.2039	0.9600	8.8313	2.4543	2020	2	2023	3	1
gt-54	.r2	22.3591	0.9600	8.9411	2.4543	2023	4	2050	12	0
gt-55	.r1	251.6551	0.9600	6.7587	3.3450	2021	9	2050	12	1
gt-56	.r1	282.0946	0.9600	7.1172	3.3450	2021	7	2050	12	1
gt-57	.r1	114.0412	0.9600	6.9836	3.3450	2021	2	2050	12	1
gt-58	.r1	184.9026	0.0000	10.4564	2.0223	2021	1	2022	7	1
gt-58	.r2	157.4802	0.0000	10.7864	2.0223	2022	8	2050	12	0
gt-59	.r1	278.8185	0.9600	6.9616	3.3450	2021	5	2050	12	1
gt-60	.r1	284.6888	0.9600	6.8466	3.3450	2021	5	2050	12	1
gt-61	.r1	188.9111	0.9600	10.2419	3.3450	2021	5	2022	5	1
gt-61	.r2	321.9982	0.9600	6.6082	3.3450	2022	6	2022	10	0
gt-61	.r3	321.7960	0.9600	6.5121	3.3450	2022	11	2050	12	0
gt-68	.r1	296.3197	0.9600	6.8362	3.3450	2021	4	2050	12	1
gt-70	.r1	285.4891	0.9600	6.5951	3.3450	2018	8	2021	1	1
gt-70	.r2	287.5803	0.9600	6.6283	3.3450	2021	2	2050	12	0
gt-71	.r1	287.6837	0.9600	6.6187	3.3450	2021	2	2050	12	1
gt-72	.r1	127.7848	0.0000	11.4967	4.0000	2017	8	2022	11	1
gt-72	.r2	103.4538	0.9600	12.3146	4.0000	2022	12	2050	12	0
gt-72A	.r1	184.9032	0.9600	0.2385	4.0000	2021	2	2050	12	1
gt-73	.r1	223.8605	0.9600	0.2374	4.0000	2015	6	2022	12	1
gt-73	.r2	225.0554	0.9600	0.2373	4.0000	2023	1	2050	12	0
gt-74	.r1	625.3484	0.9600	0.2197	1.9972	2021	1	2050	12	1
gt-75	.r1	501.8975	0.9600	0.2329	4.0000	2013	7	2022	10	1
gt-75	.r2	502.7629	0.9600	0.2304	4.0000	2022	11	2050	12	0
gt-78	.r1	40.2268	0.9600	0.2558	11.2571	2021	3	2050	12	1
gt-79	.r1	17.7323	0.9600	0.2544	11.4702	2021	3	2050	12	1
gt-80	.r1	723.5763	0.9600	0.2348	1.9972	2016	6	2050	12	1
gt-82	.r1	177.9994	0.9600	0.2378	5.0215	2015	10	2022	12	1
gt-82	.r2	179.3732	0.0000	0.2398	5.0215	2023	1	2050	12	0
gt-191	.r1	136.0000	0.9600	6.6039	6.0000	2050	1	2050	12	1

ANEXO 7: Datos Generales para la Simulación

 SINAC: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

DATOS GENERALES

TITULO DE ESTUDIO

FITA Mayo 2022 (P)

2021 AÑO DE INICIO DEL ESTUDIO
1 MES DE INICIO DEL ESTUDIO
5 NUMERO DE AÑOS DE ESTUDIO
1 NUMERO DE BLOQUES HORARIOS DE PUNTA
2 NUMERO DE BLOQUES HORARIOS FUERA DE PUNTA
0.12 TASA DE ACTUALIZACION (p.u.)
36 NUMERO DE MESES DE ACTUALIZACION
180 NUMERO DE BARRAS
346 NUMERO DE LINEAS
22 NUMERO DE CUENCAS
5 NUMERO DE HIDROLOGIAS
1992 AÑO DE INICIO DE LA SERIE HIDROLOGICA
5 NUMERO DE AÑOS DE DATA HIDROLOGICA A LEERSE
7 NUMERO DE FILA EN QUE SE UBICA EL LAGO JUNIN EN EL ARCHIVO *.emb

FORMATO FORTRAN: LIBRE

 sinac: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

QN-ta1 Afluente Embalse Yuracmayo

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
2010	5.4857	4.6617	3.4008	2.3901	0.4167	0.0124	0.0652	0.1584	0.2629	0.4508	0.8397	4.0862
2011	4.5640	7.0830	4.1960	3.2340	0.7280	0.1330	0.0710	0.1880	0.2960	0.3200	1.2780	2.9940
2012	2.6300	4.9320	2.5670	2.4920	0.1690	0.5910	0.3670	0.3480	0.3600	0.5810	1.2400	3.2670
2013	2.9720	4.7330	4.8250	0.7730	1.2730	0.6900	0.4720	0.4060	0.0860	0.6410	1.2110	2.3650
2014	3.8810	2.7490	5.5150	0.8140	0.3760	0.2500	0.2300	0.1800	0.1290	0.6490	1.0130	2.9140
2015	3.2260	3.1193	4.5667	1.1250	0.4196	0.6321	0.4245	0.3559	0.1250	0.3896	0.5737	1.5649
2016	1.4556	3.5944	3.9722	1.5864	0.7085	0.5170	0.3434	0.2860	0.3424	0.4882	0.5798	0.8394
2017	5.5759	5.5306	7.3664	2.9530	1.4406	1.0694	0.7327	0.6213	0.7308	0.9865	0.7550	1.2576
2018	3.7749	3.2011	5.7527	2.5890	1.2478	0.6689	0.4504	0.3782	0.4492	0.5964	0.9946	1.2867
2019	3.5776	4.9956	5.1810	1.4142	1.5720	0.8508	0.5786	0.4886	0.5771	0.6072	1.5020	5.3726
2020	1.5850	3.7712	3.6998	2.0449	1.2497	0.6700	0.4512	0.3788	0.4499	0.8052	0.5470	3.1706
2021	6.1690	2.5990	4.4142	2.9997	0.8292	0.3080	0.4249	0.4013	0.4890	0.7104	1.2882	2.6788

QN-ta2 Caudal intercuenca (Tamboraque)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
2010	25.6178	24.0434	28.0075	20.3131	13.9785	10.3387	8.5420	7.7312	7.1985	7.1769	7.4031	16.5022
2011	25.1170	32.2860	28.5640	26.8100	15.4220	11.1930	8.7170	7.4650	7.7110	7.1430	8.2180	15.1030
2012	17.8810	31.9860	26.6120	28.0110	15.4120	9.7080	7.6200	6.4990	6.6360	7.8990	10.7230	14.8990
2013	17.9010	26.0490	30.8420	18.1760	12.3800	8.9510	7.0780	6.4930	6.7730	7.7230	8.4320	13.4520
2014	18.7320	19.2430	31.0660	16.6740	13.8520	9.7720	8.1240	6.7620	6.8720	7.4060	8.6310	14.2540
2015	19.3730	21.7220	25.2173	16.6832	12.9886	8.8682	7.5607	6.9422	6.9049	7.2004	8.4158	10.8805
2016	11.0180	18.9040	20.2930	14.1340	8.6978	7.9077	6.9438	6.3196	6.5326	7.0760	6.8620	8.6880
2017	23.0420	30.3960	34.1240	26.6310	16.5694	11.6362	8.2828	6.6657	6.4021	7.5725	7.0703	9.2142
2018	16.5112	16.4295	28.7964	21.3920	13.1167	9.6445	7.5346	6.5243	6.0404	6.6865	8.5099	9.1240
2019	16.4198	23.8856	27.2125	16.2340	11.8728	8.8262	6.8681	5.7272	5.5532	5.8864	7.9970	19.0142
2020	14.3451	22.3443	21.9186	15.9343	13.5577	9.0837	7.2695	6.1309	6.0115	6.2228	6.4482	17.3866
2021	29.7985	20.9746	26.2487	24.1450	14.6238	10.2267	8.0859	6.9016	6.0315	6.2506	7.6090	11.9431

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	BARRA	FACTOR	CONSUMO	CAUDAL	ANOE	ME	ANOS	MS	R	T	CANON	RESPRIM
CH-0201	Matucana	ENELPER	CU-200	SICN-30	8.6504	1.2523	15.8400	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0202	Huinco	ENELPER	CU-200	SICN228	10.2280	2.2342	27.1700	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-203A	Callahuanca G-4	ENELPER	CU-200	SICN-06	3.4160	1.7221	10.0945	2020	5	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-203B	Callahuanca G 123	ENELPER	CU-200	SICN-07	3.4160	2.4916	14.6052	2020	5	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0204	Moyopampa	ENELPER	CU-200	SICN-31	3.5798	1.0856	19.3180	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0205	Huampani	ENELPER	CU-200	SICN-21	1.4561	0.2598	21.1870	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0206	Huanchor	HUANCH	CU-200	SICN-35	1.8089	0.1169	10.9300	2002	9	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0304	Cahua	STATKRA	CU-300	SICN-71	1.8670	0.2341	24.3070	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-8403	Canon del Pato	ORAZUL	CU-400	SICN-62	3.5140	4.0042	75.5800	2016	10	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0405	Pariac	STATKRA	CU-400	SICN-62	1.7700	0.1365	2.7036	2021	2	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-0501	Gallito Ciego	STATKRA	CU-500	SICN-18	0.8582	0.7936	41.1100	2001	1	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-0603	Carhuaquero	ORAZUL	CU-600	SICN-11	4.4880	1.7778	21.0610	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0802	Malpaso	STATKRA	CU-800	SICN-27	0.6027	0.1727	80.3900	2001	1	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-0803	Mantaro	ELECTRO	CU-800	SICN-28	6.4030	27.9751	105.9994	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0801	Restitucion	ELECTRO	CU-800	SICN-28	2.0873	8.8699	105.1291	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0804	Oroya	STATKRA	CU-800	SICN-36	1.3851	1.8221	6.5630	2005	1	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-0805	Pachachaca	STATKRA	CU-800	SICN-35	1.4751	0.5794	6.6050	2005	1	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-0907	Yaupi	STATKRA	CU-900	SICN-96	3.9135	2.0388	29.0500	2007	4	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0909	Yuncan	ENGTE	CU-900	SICN-61	4.6230	6.4866	29.5675	2005	9	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-1101	Chimay	CHINANG	CU-1100	SICN111	1.6890	1.3540	90.1950	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-1103	Tulumayo IV	EGEJUNI	CU-1100	SICN-24	2.2749	0.0000	24.0000	2026	8	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-1201	Yanango	CHINANG	CU-1200	SICN111	2.1520	0.8284	20.0344	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-2001	Charcani I	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.1598	0.0734	10.2400	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-2002	Charcani II	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.0942	0.0166	6.1600	2007	6	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-2003	Charcani III	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.4616	0.0545	10.1000	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-2004	Charcani IV	EGASA	CU-2000	SIS-23	1.0217	0.3114	15.0400	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-2005	Charcani V	EGASA	CU-2000	SIS-22	5.5955	3.1567	26.1950	2001	1	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-2006	Charcani VI	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.5954	0.1647	14.9700	2001	1	2050	1	0	1	0.6300	0
CH-2101	Aricota I	EGESUR	CU-2100	SIS-03	4.8642	0.4467	4.5420	2007	2	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-2102	Aricota II	EGESUR	CU-2100	SIS-03	2.6686	0.3359	4.5830	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-2301	Machupicchu I	EGEMSA	CU-2300	SIS-15	3.0240	5.7550	55.8300	2002	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-2401	San Gaban II	SANGAB	CU-2400	SIS-37	5.8213	0.7665	19.8800	2001	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-2502	Misapuquio	STATKRA	CU-2500	SIS-09	1.7950	0.1241	2.1560	2003	4	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-2603	San Antonio	STATKRA	CU-2600	SIS-09	0.2333	0.0074	2.3776	2007	4	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-2604	San Ignacio	STATKRA	CU-2600	SIS-09	0.1694	0.1005	2.5170	2007	9	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-2605	Huayllacho	STATKRA	CU-2600	SIS-09	1.3119	0.0051	0.1620	2007	10	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-2901	Platanal	CELEP	CU-2900	SICN-69	5.5793	5.6435	40.7035	2021	12	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0404	Quitarcasca	ENGTE	CU-400	SICN-79	7.5460	5.8454	15.6080	2015	10	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-0207	Huanza	GHUANZA	CU-200	SICN102	6.0240	1.5960	16.3200	2015	1	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-2803	Cheves	STATKRA	CU-2800	SICN-20	5.2824	2.2451	33.3830	2015	9	2022	4	1	1	0.6300	1
REPOTENCIAMIENTO					5.2301	2.2451	34.3440	2022	5	2050	1				
CH-3005	Santa Teresa	INLAND	CU-2300	SIS-35	1.6930	1.8469	53.0709	2015	9	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-1501	Chaglla	EGHUALL	CU-1500	SICN223	3.1701	5.3049	148.3700	2016	10	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-1502	PCH Chaglla	EGHUALL	CU-1500	SICN217	1.7364	2.3744	3.6800	2016	2	2050	1	0	0	0.6300	0
CH-0806	Cerro del Aguila	KALLPA	CU-800	SICN107	2.4050	12.4158	234.8300	2021	3	2023	3	1	0	0.6300	1
REPOTENCIAMIENTO					2.3990	12.4158	242.8120	2023	4	2050	12				
CH-0807	MCH Cerro del Aguila	KALLPA	CU-800	SICN107	0.5434	0.1976	19.1884	2017	11	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-1210	La Virgen	LAVIRG	CU-1200	SICN-12	3.8720	0.9617	24.2149	2021	8	2022	6	1	0	0.6300	1
REPOTENCIAMIENTO					2.9100	0.9617	21.3368	2022	7	2050	12				
CH-1601	Maranon	MARANON	CU-1600	SICN-56	0.7543	0.2096	26.4100	2017	7	2050	1	0	0	0.6300	1
CH-1602	Centauro I-III	CORMIPE	CU-1700	SICN-62	1.2375	0.0000	8.0000	2024	1	2050	12	0	0	0.6300	0
CH-1102	Tulumayo V	EGEJUNI	CU-1100	SICN-24	2.8690	0.0000	29.0000	2026	8	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-3301	OLMOS	SINERSA	CU-3300	SICN-14	3.4000	0.0000	15.0000	2026	7	2050	1	0	1	0.6300	1
CH-3404	Molloco2(Soro)	EGASA	CU-3400	SIS-24	10.2960	0.0000	15.5400	2050	1	2050	12	0	1	0.6300	1
CH-3405	Molloco1(Llatica)	EGASA	CU-3400	SIS-24	7.7220	0.0000	15.5400	2050	1	2050	12	0	1	0.6300	1
FIN															

ANEXO 8: Resultado de simulación con el MODELO PERSEO

AÑO	MES	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Reserva Fría Gas	Reserva Fría Residual	Reserva Fría Diésel	C.T. Reserva Fría
2021	1	4253.1873	2206.50459	636.6093	0	1652.7508	968.6203
	2	4201.03256	2325.91706	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	3	4039.81312	2573.58195	545.772	0	1652.7508	968.6203
	4	4162.90015	2539.47774	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	5	3629.28019	2891.5182	0	0	1652.7508	968.6203
	6	3198.70921	3188.05918	0	0	1652.7508	968.6203
	7	3158.31962	3260.25211	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	8	2970.63336	3300.78395	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	9	2942.49695	3272.62474	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	10	3230.20951	3108.70278	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	11	3425.33186	3113.05706	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	12	3755.91875	2904.31091	110.6577	0	1652.7508	968.6203
2022	1	4231.3078	2406.29164	522.5681	0	1652.7508	968.6203
	2	4211.8196	2509.00158	432.4537	0	1652.7508	968.6203
	3	4219.96121	2590.11104	522.5681	0	1652.7508	968.6203
	4	4254.42857	2619.532	0	0	1652.7508	968.6203
	5	3778.99207	2925.93361	0	0	1652.7508	968.6203
	6	3157.57247	3436.0367	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	7	3164.28622	3470.2666	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	8	3023.60482	3455.8275	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	9	3064.37175	3354.83692	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	10	3275.10077	3265.7521	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	11	3506.19384	3218.95757	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	12	3792.73823	3005.32518	110.6577	0	1652.7508	968.6203
2023	1	4366.66596	2522.95741	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4291.75353	2691.84496	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	3	3889.96722	3148.72495	0	0	1652.7508	968.6203
	4	4355.75534	2786.57891	0	0	1591.5806	950.888
	5	3843.18987	3104.64519	0	0	1591.5806	950.888
	6	3382.02469	3425.40898	0	0	1567.1189	950.888
	7	3307.39402	3534.16352	0	0	1591.5806	950.888
	8	3194.73687	3498.47148	0	0	1591.5806	950.888
	9	3107.80389	3642.81549	0	0	1591.5806	950.888
	10	3328.62826	3405.98269	0	0	1567.1189	950.888
	11	3626.49049	3296.53729	0	0	1567.1189	950.888
	12	3933.55967	3069.31971	278.8185	0	930.28	950.888
2024	1	4257.32607	2821.73828	0	0	1652.7508	968.6203
	2	4199.86819	2681.14902	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	3	4373.51948	2862.84395	0	0	1652.7508	968.6203
	4	4350.99965	2897.79826	0	0	930.28	950.888

	5	3797.13443	3333.00776	0	0	930.28	950.888
	6	3266.47499	3728.15538	0	0	1555.6284	950.888
	7	3226.72225	3565.40186	0	0	930.28	950.888
	8	3158.95747	3552.85746	0	0	930.28	950.888
	9	3208.19191	3554.74805	0	0	930.28	950.888
	10	3463.78039	3488.04891	0	0	1565.9053	950.888
	11	3686.24295	3375.53922	0	0	930.28	950.888
	12	3982.44644	3126.29159	0	0	930.28	950.888
2025	1	4454.50331	2869.33737	200.7721	0	1652.7508	968.6203
	2	4478.84841	2970.24924	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	3	4605.55661	2985.1882	536.2831	0	1652.7508	968.6203
	4	4467.68474	3111.1316	0	0	1652.7508	968.6203
	5	3971.80536	3413.96345	0	0	1555.6284	950.888
	6	3509.05585	3748.69378	0	0	1555.6284	950.888
	7	3522.05662	3762.51329	0	0	1555.6284	950.888
	8	3373.68806	3766.34265	0	0	1555.6284	950.888
	9	3305.42652	3774.95305	0	0	1565.9053	950.888
	10	3574.37747	3614.32099	0	0	930.28	950.888
	11	3977.58981	3414.03158	0	0	1565.9053	950.888
	12	4072.79487	3456.81716	0	0	1555.6284	950.888

ANEXO 9: Resultados del Escenario 1 sin gas natural para la TG8 de la Central Térmica de Santa Rosa.

	Mes	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Reserva Fría Gas	Reserva Fría Residual	Reserva Fría Diésel	C.T. Reserva Fría
2021	1	4246.70314	2345.54867	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4233.45324	2426.22581	0	0	1652.7508	968.6203
	3	4050.1249	2699.13837	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	4	4187.26168	2646.27689	0	0	1652.7508	968.6203
	5	3705.81171	2932.50988	0	0	913.815	765.9848
	6	3343.87766	3114.64124	0	0	1539.1634	765.9848
	7	3092.49246	3288.84328	0	0	913.815	765.9848
	8	3065.15554	3284.48328	0	0	930.28	950.888
	9	3038.68837	3278.65256	0	0	1555.6284	765.9848
	10	3180.77713	3274.7565	0	0	1567.1189	950.888
	11	3490.75476	3169.50801	0	0	1567.1189	950.888
	12	3756.84486	3025.752	0	0	1567.1189	950.888
2022	1	4197.50111	2591.80477	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4223.05152	2644.21585	0	0	1652.7508	968.6203
	3	4245.80565	2716.22248	522.5681	0	1652.7508	968.6203
	4	4258.53538	2696.8269	0	0	1555.6284	765.9848
	5	3762.85508	2972.34962	0	0	930.28	765.9848
	6	3188.96778	3459.25725	0	0	1555.6284	765.9848
	7	3149.11295	3478.2642	0	0	930.28	765.9848
	8	3043.8704	3446.04779	0	0	930.28	765.9848
	9	3122.15759	3388.31523	0	0	1555.6284	950.888
	10	3258.64856	3393.46087	0	0	1567.1189	950.888
	11	3563.98497	3286.70575	0	0	1591.5806	950.888
	12	3764.38262	3180.38518	0	0	1652.7508	968.6203
2023	1	4373.46962	2585.95081	0	0	1555.6284	765.9848
	2	4399.46797	2688.16	0	0	1555.6284	765.9848
	3	3874.88642	2710.93534	0	0	930.28	765.9848
	4	4319.5413	2653.58274	0	0	930.28	765.9848
	5	3861.35869	3021.0439	0	0	930.28	542.1243
	6	3329.44058	3109.61629	0	0	930.28	542.1243
	7	3276.56706	3155.13187	0	0	930.28	542.1243
	8	3090.62978	3134.03325	0	0	930.28	542.1243
	9	3014.20033	3284.58749	0	0	930.28	542.1243
	10	3365.61391	3125.15909	0	0	930.28	765.9848
	11	3569.57717	3069.42979	0	0	930.28	765.9848
	12	3922.42698	2700.81368	278.8185	0	930.28	542.1243
2024	1	4204.88668	2579.41269	0	0	930.28	765.9848
	2	4212.73752	2763.32728	0	0	1555.6284	765.9848
	3	4384.74596	2617.74491	0	0	930.28	765.9848
	4	4346.66206	2652.79393	0	0	930.28	542.1243

	5	3759.51336	3219.01499	0	0	930.28	542.1243
	6	3176.36815	3343.5718	0	0	930.28	542.1243
	7	3089.06699	3126.33923	0	0	206.7037	542.1243
	8	2934.58754	3113.79483	0	0	930.28	542.1243
	9	3071.78698	3115.68542	0	0	930.28	542.1243
	10	3332.51508	3176.15459	0	0	930.28	765.9848
	11	3636.33777	3077.93007	0	0	930.28	765.9848
	12	3939.33698	2748.04787	0	0	206.7037	765.9848
2025	1	4452.53873	3025.37545	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4520.97171	3061.58553	0	0	1591.5806	968.6203
	3	4665.45966	2990.5329	324.0773	0	1652.7508	968.6203
	4	4481.04728	3089.93511	0	0	930.28	950.888
	5	3953.3026	3342.80434	0	0	930.28	765.9848
	6	3434.84784	3492.65981	0	0	930.28	542.1243
	7	3391.77914	3492.65981	0	0	930.28	542.1243
	8	3121.94775	3492.65981	0	0	930.28	765.9848
	9	3390.05761	3492.65981	0	0	930.28	765.9848
	10	3601.38527	3492.65981	0	0	930.28	765.9848
	11	3908.75736	3365.50399	0	0	930.28	765.9848
	12	4031.17712	3373.01649	0	0	930.28	765.9848

[illegible]

[illegible]

ANEXO 11: Resultados del Escenario 2 sin gas natural para la TG8 y CH CHAGLLA

	Mes	Generación Hidráulica	Generación Térmica	Reserva Fría Gas	Reserva Fría Residual	Reserva Fría Diésel	C.T. Reserva Fría
2021	1	4244.20154	2347.72046	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4231.01604	2428.03697	0	0	1652.7508	968.6203
	3	4050.16857	2699.13831	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	4	4187.28625	2646.27684	0	0	1652.7508	968.6203
	5	3699.26764	2932.5155	0	0	913.815	765.9848
	6	3325.37334	3134.19784	0	0	1539.1634	765.9848
	7	3091.94353	3289.3884	0	0	913.815	765.9848
	8	3106.94431	3278.19292	0	0	1555.6284	950.888
	9	2999.03028	3279.64795	0	0	930.28	765.9848
	10	3181.03467	3274.7565	0	0	1567.1189	950.888
	11	3489.80067	3170.91945	0	0	1567.1189	950.888
	12	3755.40745	3027.81848	0	0	1567.1189	950.888
2022	1	4195.62175	2593.45033	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4222.9691	2644.18255	0	0	1652.7508	968.6203
	3	4244.55031	2717.4513	522.5681	0	1652.7508	968.6203
	4	4258.53482	2696.65322	0	0	1555.6284	765.9848
	5	3760.74167	2972.67839	0	0	930.28	765.9848
	6	3190.52932	3459.25725	0	0	1555.6284	765.9848
	7	3178.16181	3478.2642	0	0	930.28	765.9848
	8	3087.61028	3446.04779	0	0	930.28	950.888
	9	3084.30899	3386.46268	0	0	930.28	765.9848
	10	3251.28239	3393.46087	0	0	1567.1189	950.888
	11	3555.56079	3286.70573	0	0	1591.5806	968.6203
	12	3764.74254	3176.36031	0	0	1591.5806	968.6203
2023	1	4373.34694	2585.95076	0	0	1555.6284	765.9848
	2	4385.42433	2688.15988	0	0	1555.6284	765.9848
	3	3874.69409	2710.93534	0	0	930.28	765.9848
	4	4319.54143	2653.58274	0	0	930.28	765.9848
	5	3847.13168	3021.0439	0	0	752.2806	542.1243
	6	3285.63836	3109.61629	0	0	930.28	542.1243
	7	3281.98386	3155.13187	0	0	930.28	542.1243
	8	2994.97054	3134.03325	0	0	930.28	542.1243
	9	3006.44	3284.58749	0	0	930.28	542.1243
	10	3369.6064	3125.15909	0	0	930.28	765.9848
	11	3556.04637	3070.57788	0	0	930.28	765.9848
	12	3857.54106	2700.81368	278.8185	0	930.28	542.1243
2024	1	4248.76708	2027.15925	573.1728	0	930.28	542.1243
	2	4311.47454	2460.41955	573.1728	0	930.28	765.9848
	3	4335.8898	2617.74491	573.1728	0	930.28	765.9848
	4	4334.08868	2172.57355	573.1728	0	28.7043	501.8975
	5	3703.0328	2666.76155	573.1728	0	752.2806	501.8975
	6	3109.47195	2791.31836	573.1728	0	28.7043	542.1243

	7	3067.02547	2574.08579	573.1728	0	28.7043	501.8975
	8	2876.93232	2561.54139	573.1728	0	28.7043	501.8975
	9	3130.97272	2627.15353	573.1728	0	28.7043	501.8975
	10	3051.33769	2783.23366	573.1728	0	206.7037	542.1243
	11	3645.5976	2591.94704	573.1728	0	206.7037	542.1243
	12	3879.78958	2368.34261	573.1728	0	28.7043	542.1243
2025	1	4494.02278	2861.98269	573.1728	0	930.28	765.9848
	2	4487.62686	2873.90421	573.1728	0	930.28	765.9848
	3	4712.78999	2861.11014	573.1728	0	930.28	950.888
	4	4562.27932	2927.20531	573.1728	0	930.28	765.9848
	5	3917.70536	2940.40637	573.1728	0	28.7043	542.1243
	6	3393.26381	2940.40637	573.1728	0	28.7043	542.1243
	7	3385.73661	2940.40637	573.1728	0	28.7043	542.1243
	8	3212.86656	2940.40637	573.1728	0	752.2806	542.1243
	9	3197.50255	2940.40637	573.1728	0	206.7037	542.1243
	10	3526.4677	2940.40637	573.1728	0	206.7037	542.1243
	11	3833.84539	2921.62723	573.1728	0	28.7043	542.1243
	12	4055.9164	2940.40637	573.1728	0	930.28	542.1243

ANEXO 12: Reserva Fría resultante del escenario 2 utilizando PERSEO 2.0

			scdTG4MA L20211			85.07 66	50.768 2	90.1 144	90.0 453	23.2 039	279.8 259	278.8 185	284.6 888	251.8 023	251.6 551	282.0 946	114.0 412	321. 796	51. 224	54.9 795	110.65 77	184.9 026	212.2 058	213.4 196	296.319 7	285.4 891	287.6 837	140.7 096	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
						0	50.768 2	90.1 144	0	23.2 039	279.8 259	278.8 185	284.6 888	251.8 023	251.6 551	282.0 946	114.0 412	321. 796	0	0	110.65 77	0	212.2 058	213.4 196	296.319 7	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
Central	Poten cia	Escenario	Añ o	M es	TG4 MAL	TGMA LA6-G	TGa gt1	TGa gt2	Inde pen GN	Kallp a- TG1	Kallp a- TG2	Kallp a- TG3	Chile a- TG1	Chile a- TG2	Chile a- TG3	Chile a- TG4	Las Flo res	rosa - UTI 5	rosa - UTI 6	TG7 WES s	TG8 ST Ro	CCG ven3 s	CCG ven4 s	Sto.Do mingo	Fenix - TG11	Fenix - TG12	ilo2iv el	SHO UG	TUM NU	SH O-C	Reck a	NES Ilo	Pro Brav o	moll -1	chile c	chil md	RF Poca llos	RF Talar a-3	RF Uteri	Pro Mal d	RF Ilo	
rosa- UTI5	51.22 4	sc0	20 21	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
rosa- UTI6	54.97 95	sc0	20 21	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
CCgve n3 s	212.2 058	sc0	20 21	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
CCgve n3 s	132.7 42	sc0	20 21	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
CCgve n4 s	213.4 196	sc0	20 21	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
CCgve n4 s	14.40 843	sc0	20 21	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TG7- W ES s	110.6 577	sc0	20 21	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TG7- W ES s	8.879 7	sc0	20 21	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TG7- W ES	115.8 354	sc0	20 21	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TGagt1	90.11 44	sc0	20 21	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TGagt2	90.04 53	sc0	20 21	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TGMA LA6-G	50.76 82	sc0	20 21	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TGMA LA6-D	48.47 51	sc0	20 22	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TG4M AL	85.07 66	sc0	20 22	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TG4M AL con	20.29 95	sc0	20 22	3	0	0	90.1 144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	321. 796	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
SHOU G	61.17 02	sc0	20 22	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
SHO-C	1.213 6	sc0	20 22	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
TUMN U	16.46 5	sc0	20 22	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
chilec	12.23 93	sc0	20 22	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
chilmd	10.27 69	sc0	20 22	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
moll-1	24.46 17	sc0	20 22	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
ilo2ivc1	140.7 096	sc0	20 22	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
Chileca- TG1	251.8 023	sc0	20 22	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
Kallpa- TG1	279.8 259	sc0	20 22	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
Indepen GN	23.20 39	sc0	20 23	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
Chileca- TG2	251.6 551	sc0	20 23	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.65 77	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	16.46 5	1.2 136	177.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	40.2 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975
Chileca- TG3	282.0																																									

[illegible]

ANEXO 13: Resultados del Escenario 3 sin gas natural para la TG8, CH CHAGLLA y CT FENIX

		Generación Hidráulica	Generación Térmica	Reserva Fría Gas	Reserva Fría Residual	Reserva Fría Diésel	C.T. Reserva Fría
2021	1	4245.06883	2347.65858	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4231.85626	2428.04569	0	0	1652.7508	968.6203
	3	4050.11949	2699.13842	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	4	4187.2572	2646.27693	0	0	1652.7508	968.6203
	5	3708.01471	2932.61544	0	0	1539.1634	765.9848
	6	3206.72889	3134.25538	0	0	913.815	765.9848
	7	3236.86057	3289.44003	0	0	1539.1634	950.888
	8	3039.96004	3289.40913	0	0	930.28	765.9848
	9	3022.98092	3307.55058	0	0	1555.6284	950.888
	10	3180.79816	3274.7565	0	0	1567.1189	950.888
	11	3491.88221	3169.50565	0	0	1567.1189	950.888
	12	3767.28644	3015.08723	0	0	1567.1189	950.888
2022	1	4197.23742	2591.80477	110.6577	0	1652.7508	968.6203
	2	4224.22403	2643.0784	0	0	1652.7508	968.6203
	3	4244.82909	2717.21997	522.5681	0	1652.7508	968.6203
	4	4258.51978	2696.82683	0	0	1555.6284	765.9848
	5	3761.7828	2974.25081	0	0	930.28	765.9848
	6	3189.17384	3459.25725	0	0	1555.6284	765.9848
	7	3183.69393	3478.2642	0	0	930.28	765.9848
	8	3006.08414	3446.04779	0	0	930.28	950.888
	9	3069.84399	3386.57583	0	0	930.28	765.9848
	10	3251.68446	3393.46087	0	0	1567.1189	950.888
	11	3555.99113	3286.70553	0	0	1591.5806	968.6203
	12	3760.44211	3180.38513	0	0	1591.5806	968.6203
2023	1	4373.34434	2585.95077	0	0	1555.6284	765.9848
	2	4384.79002	2688.16004	0	0	1555.6284	765.9848
	3	3874.63901	2710.93534	0	0	930.28	765.9848
	4	4319.47181	2653.58274	0	0	930.28	765.9848
	5	3839.94014	3021.0439	0	0	752.2806	542.1243
	6	3264.82572	3109.61629	0	0	930.28	542.1243
	7	3269.03522	3155.13187	0	0	930.28	542.1243
	8	2937.4666	3134.03325	0	0	930.28	542.1243
	9	2966.04052	3284.58749	0	0	930.28	765.9848
	10	3281.83151	3125.15909	0	0	930.28	765.9848
	11	3541.31239	3070.57805	0	0	930.28	765.9848
	12	3838.33877	2700.81368	278.8185	0	930.28	542.1243
2024	1	3801.7108	2027.15925	0	0	28.7043	501.8975
	2	3836.60218	2460.41955	0	0	930.28	542.1243
	3	3848.0691	2617.74491	0	0	930.28	542.1243
	4	3945.21423	2172.57355	0	0	28.7043	501.8975

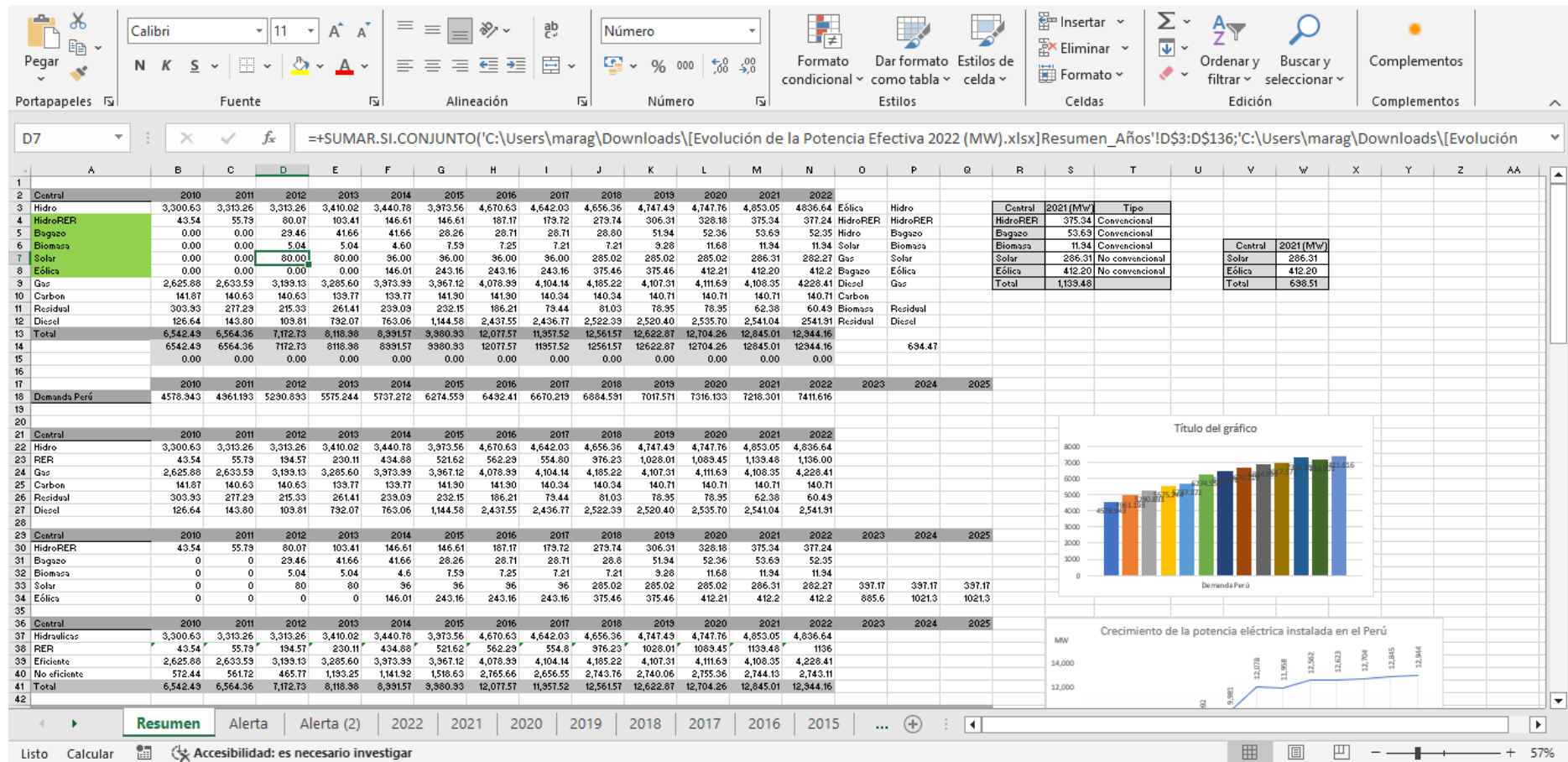
	5	3472.95832	2666.76155	0	0	28.7043	501.8975
	6	3029.05633	2791.31836	0	0	28.7043	501.8975
	7	2846.24743	2574.08579	0	0	28.7043	501.8975
	8	2731.29062	2561.54139	0	0	28.7043	501.8975
	9	2845.90482	2627.15353	0	0	28.7043	501.8975
	10	2867.24665	2783.23366	0	0	28.7043	501.8975
	11	3113.29372	2591.94704	0	0	28.7043	501.8975
	12	3451.67995	2368.34261	0	0	28.7043	501.8975
2025	1	4035.87967	2940.40637	0	0	930.28	542.1243
	2	4073.77849	2940.40637	0	0	930.28	542.1243
	3	4171.71781	2940.40637	0	0	930.28	765.9848
	4	4110.07173	2940.40637	0	0	752.2806	542.1243
	5	3578.86419	2940.40637	0	0	28.7043	501.8975
	6	3141.00911	2940.40637	0	0	28.7043	501.8975
	7	2983.53298	2940.40637	0	0	28.7043	501.8975
	8	2741.23058	2940.40637	0	0	28.7043	501.8975
	9	3097.4504	2940.40637	0	0	28.7043	501.8975
	10	3090.76657	2940.40637	0	0	206.7037	542.1243
	11	3535.28164	2940.40637	0	0	28.7043	501.8975
	12	3654.55612	2940.40637	0	0	28.7043	501.8975

ANEXO 14: Reserva Fría resultante del escenario 3 utilizando PERSEO 2.0

			soTGM4MA L20211			85.07 66	50.768 2	90.1 144	90.0 453	23.2 039	29.8 259	278.8 185	284.6 888	251.8 023	251.6 551	282.0 946	114.0 412	321. 796	31. 224	54.9 795	110.6 577	184.9 026	212.2 058	213.4 196	296.319 7	285.4 891	287.6 837	140.7 096	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	
						0	50.768 2	90.1 144	0	23.2 039	279.8 259	278.8 185	284.6 888	251.8 023	251.6 551	282.0 946	114.0 412	321. 796	0	0	110.6 577	0	212.2 058	213.4 196	296.319 7	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	
Central	Pote ncia	Escenario	A ho	M es	TGA MAL	TGMA LA6-G	TGa g1	TGa g2	Inde pen GN	Kallp a-TG1	Kallp a-TG2	Kallp a-TG3	Chile a-TG1	Chile a-TG2	Chile a-TG3	Chile a-TG4	Las Flores	rosa -UT15	rosa -UT16	TG7 WES	TG8 ST Ro	CCG ves3	CCG ves4	Sto.Do mingo	Fem a-TG11	Fem a-TG12	Redu scel	SHO UG	TUM NU	SH- O-C	Reck a	NES Ho	NES Pro Brav o	moll -1	chile c	chil md	RF Poca lipo	RF TGS Talar aED	RF TGS	RF Poca Mal a	RF Poca Mal a	TOT AL	
rosa- UT15	51.22 4	sc0	20 21	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268 <td>184.9 032</td> <td>223.8 605</td> <td>17.7 323</td> <td>501.8 975</td> <td>2732 0288</td>	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2732 0288
rosa- UT16	54.97 95	sc0	20 21	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
CCGve n3	212.2 058	sc0	20 21	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2732 0288
CCGve n4	213.4 196	sc0	20 21	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
CCGve n4 s	213.4 196	sc0	20 21	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
CCGve n4 s	213.4 196	sc0	20 21	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TG7 WES	110.6 577	sc0	20 21	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TG7 WES	115.8 354	sc0	20 21	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TG7 WES	115.8 354	sc0	20 21	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TGag1	90.11 44	sc0	20 21	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TGag2	90.04 53	sc0	20 21	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TGMA LA6-G	50.76 82	sc0	20 21	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TGMA LA6-D	48.47 51	sc0	20 22	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TG4M AL	85.07 66	sc0	20 22	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TG4M AL-con	20.24 95	sc0	20 22	3	0	0	90.1 144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	3143 9392
SHOU G	61.17 02	sc0	20 22	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
SHO-C	1.213 6	sc0	20 22	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
TUMU U	16.46 5	sc0	20 22	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
chilec	12.23 93	sc0	20 22	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
chilmd	10.27 69	sc0	20 22	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
moll-1	24.46 17	sc0	20 22	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
ilo2vrc	140.7 096	sc0	20 22	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
Chilea- TG1	251.8 023	sc0	20 22	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
Kallpa- TG1	279.8 259	sc0	20 22	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
Indepen GN	23.20 39	sc0	20 23	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136	127.9 994	625.3 484	723.5 763	24.4 617	12.2 393	10.2 769	26.8 268	184.9 032	223.8 605	17.7 323	501.8 975	2621 3711
Chilea- TG2	251.6 TG2	sc0	20 23	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110.6 577	0	0	0	0	0	0	0	61.1 702	65.4 164	1.2 136												

[illegible]

ANEXO 15: Cálculos efectuados en Excel para la proyección del crecimiento de la generación convencional y no convencional





	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda Pe	4578.943	4961.193	5290.893	5575.244	5737.272	6274.559	6492.41	6670.219	6884.591	7017.571	7316.133	7218.301	7601.28	7859.72	8126.95	8403.27

Central	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidraulicas	3,300.63	3,313.26	3,313.26	3,410.02	3,440.78	3,973.56	4,670.63	4,642.03	4,656.36	4,747.49	4,747.76	4,853.05	4,836.64	4,836.64	4,836.64	4,836.64
RER	43.54	55.79	194.57	230.11	434.88	521.62	562.29	554.8	976.23	1028.01	1089.45	1139.48	1136	1724.3	1734.3	1880
Eficiente	2,625.88	2,633.59	3,199.13	3,285.60	3,973.99	3,967.12	4,078.99	4,104.14	4,185.22	4,107.31	4,111.69	4,108.35	4,228.41	4,190.41	4,190.41	4,190.41
No eficiente	572.44	561.72	465.77	1,193.25	1,141.92	1,518.63	2,765.66	2,656.55	2,743.76	2,740.06	2,755.36	2,744.13	2,743.11	2,743.11	2,743.11	2,743.11
Total	6,542.49	6,564.36	7,172.73	8,118.98	8,991.57	9,980.93	12,077.57	11,957.52	12,561.57	12,622.87	12,704.26	12,845.01	12,944.16	13,494.46	13,504.46	13,650.16

ANEXO 16: Cálculos efectuados en Excel para la suma de potencias instaladas en función de los costos variables

Nro	EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CEC	Pe	RENDIM	PRECIO	CVNC	CVC	CV	Unidad	Acumula	CV Declarad
											0	0
Hidro				4747.49						Hidro	4747.49	0
HidroRER				319.51						HidroRER	5067.00	0
Eolico				375.46						Eolico	5442.46	0
Solar				285.02						Solar	5727.48	0
309	AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	PARAMONGA - BAGAZO	26934.51	13.54	0.29	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	PARAMONGA - BAGAZO	5741.02	0
317	AGROAURORA S.A.C.	MAPLE- BAGAZO	16738.02	20.39	0.42	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	MAPLE- BAGAZO	5761.40	0
574	BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	CANA BRAVA TV1+TV2 - BAGAZO	33169.24	11.64	0.24	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	CANA BRAVA TV1+TV2 - BAGA	5773.04	0
575	PETRAMAS	LAGRINGAV - BIOGAS	11978.22	2.78	1.41	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	LAGRINGAV - BIOGAS	5775.83	0
346	PETRAMAS	HUAYCOLORO - BIOGAS	11058.79	4.19	1.53	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	HUAYCOLORO - BIOGAS	5780.01	0
355	PETRAMAS	CALLAO - BIOGAS	8625.85	2.40	1.90	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	CALLAO - BIOGAS	5782.41	0
241	PETRAMAS	DONACATALINA - BIOGAS	9988.28	2.32	1.69	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	DONACATALINA - BIOGAS	5784.73	0.00
312	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	SAN_JACINTO - BAGAZO	39982.57	6.83	0.21	0.00	0.00222	0.00000	0.00222	SAN_JACINTO - BAGAZO	5791.56	0.62
269	ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	11660.88	105.38	3.04	1.45	0.01182	0.01695	0.02877	MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	5896.93	8.03
280	ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 &TG3 - GAS	6373.94	814.50	5.65	2.90	0.01198	0.01850	0.03048	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 &T	6711.43	8.51
303	ENGIE	CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	6872.83	111.79	5.24	2.90	0.01198	0.01995	0.03193	CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	6823.22	8.92
286	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	6738.42	469.37	5.33	3.10	0.01198	0.02087	0.03284	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG	7292.59	9.17
289	FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	6405.67	567.19	5.61	3.26	0.01198	0.02089	0.03287	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - G	7859.79	9.18
672	KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	6470.46	852.33	5.47	3.24	0.01198	0.02097	0.03295	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & T	8712.11	9.20
606	KALLPA GENERACION S.A.	LFLORES TG1 GAS	9335.88	195.43	3.70	3.24	0.00724	0.03026	0.03750	LFLORES TG1 GAS	8907.54	10.47
330	TERMOCHILCA	OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	6450.39	303.32	5.48	6.07	0.01198	0.03916	0.05114	OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	9210.86	14.28
332	EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	8421.73	23.20	4.28	6.19	0.00879	0.05209	0.06088	INDEPENDENCIA GAS	9234.06	17.00
331	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STAROSA TG8 GAS	9743.94	187.79	3.67	5.65	0.00724	0.05506	0.06230	STAROSA TG8 GAS	9421.85	17.40
348	TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	11022.99	86.00	2.96	4.79	0.01298	0.05283	0.06581	AGUAYTIA TG 2 - GAS	9507.85	18.38
605	TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	10978.9	0.00	2.97	4.79	0.01402	0.05262	0.06664	AGUAYTIA TG 1 - GAS	9507.85	18.61
347	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	11415.79	120.01	3.15	5.64	0.00724	0.06439	0.07163	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON	9627.86	20.00
344	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 6 - GAS	12010.1	54.98	3.00	5.64	0.00715	0.06774	0.07489	STA ROSA UTI 6 - GAS	9682.84	20.91
345	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - GAS	12039.82	51.22	2.99	5.64	0.00715	0.06791	0.07506	STA ROSA UTI 5 - GAS	9734.06	20.96
553	SDF ENERGIA	OQUENDO TG1 - GAS	10509.39	28.45	3.42	12.67	0.00715	0.13316	0.14031	OQUENDO TG1 - GAS	9762.51	39.18
555	ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG 6 - GAS	9821.63	50.77	3.61	14.20	0.00715	0.13948	0.14663	MALACAS1 TG 6 - GAS	9813.27	40.95
554	ENGIE	ILO2 TV1 - CARB	8998.08	140.71	2.81	0.49	0.00857	0.17506	0.18362	ILO2 TV1 - CARB	9953.98	51.28
556	ELECTROPERU	TUMBES - R6	8140.32	16.56	18.25	4.47	0.02960	0.24510	0.27470	TUMBES - R6	9970.54	76.71
306	SHOUGESA	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	9375.16	1.23	14.66	8.61	0.00879	0.58748	0.59627	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	9971.77	166.51
320	SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	13535.71	24.27	11.06	6.61	0.00473	0.59760	0.60233	SAN NICOLAS TV 3 - R500	9996.04	168.20
321	SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 2 - R500	13574.55	19.26	11.03	6.61	0.00473	0.59817	0.60290	SAN NICOLAS TV 2 - R500	10015.30	168.36
322	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A.	RF ETEN TG2 - D2	8056.11	7.93	17.04	10.03	0.01432	0.58871	0.60304	RF ETEN TG2 - D2	10023.22	168.40
323	SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 1 - R500	13735.47	17.65	10.59	6.61	0.00473	0.60642	0.61115	SAN NICOLAS TV 1 - R500	10040.87	170.66
324	EGASA	MOLLEND0 123 - D2	8650.98	23.89	15.67	9.46	0.02699	0.60384	0.63083	MOLLEND0 123 - D2	10064.76	176.16
325	ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS3 TG 5 - D2	10019.04	187.46	13.43	8.56	0.01432	0.63765	0.65198	MALACAS3 TG 5 - D2	10252.22	182.07
326	EGASA	CHILINA SULZ 12 - D2	9550.1	9.78	14.28	9.35	0.00879	0.65495	0.66374	CHILINA SULZ 12 - D2	10262.00	185.35
843	ENGIE	CTNEPITG41D2	9584.21	207.19	14.18	9.35	0.00715	0.65940	0.66655	CTNEPITG41D2	10469.19	186.13
841	ENGIE	CTNEPITG42D2	9698.43	204.64	14.02	9.35	0.00715	0.66725	0.67441	CTNEPITG42D2	10673.83	188.33
313	ENGIE	CTNEPITG43D2	9705.84	205.02	14.00	9.35	0.00715	0.66776	0.67492	CTNEPITG43D2	10878.85	188.47
705	SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG1 - D2	10083.43	176.35	13.42	8.97	0.00715	0.66806	0.67521	PTO_BRVO TG1 - D2	11055.20	188.55
699	SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG3 - D2	10108.61	176.25	13.39	8.97	0.00715	0.66973	0.67688	PTO_BRVO TG3 - D2	11231.45	189.02
353	SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG2 - D2	10188.38	177.43	13.28	8.97	0.00715	0.67501	0.68216	PTO_BRVO TG2 - D2	11408.88	190.50
354	SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG4 - D2	10225.11	178.24	13.23	8.97	0.00715	0.67745	0.68460	PTO_BRVO TG4 - D2	11587.12	191.18
352	INFRAESTRUCTURA Y ENERGIAS DEL PERU	RF PUCALLPA - D2	10213.28	40.14	13.10	8.93	0.04031	0.68168	0.72200	RF PUCALLPA - D2	11627.26	201.62
272	ENGIE	RF ILO2 TG3 - D2	9879.35	166.23	13.83	9.85	0.01432	0.71219	0.72651	RF ILO2 TG3 - D2	11793.49	202.88
236	ENGIE	RF ILO2 TG1 - D2	9972.57	167.70	13.70	9.85	0.01432	0.71891	0.73323	RF ILO2 TG1 - D2	11961.19	204.76
237	ENGIE	RF ILO2 TG2 - D2	10044.47	167.97	13.60	9.85	0.01432	0.72409	0.73842	RF ILO2 TG2 - D2	12129.16	206.20
238	MINERA CERRO VERDE	RECKA TG1 - D2	10178.3	178.00	13.21	9.50	0.02360	0.71932	0.74292	RECKA TG1 - D2	12307.16	207.46
343	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A.	RF ETEN TG1 - D2	10206.82	215.93	13.45	10.03	0.01432	0.74588	0.76020	RF ETEN TG1 - D2	12523.09	212.29
209	INFRAESTRUCTURA Y ENERGIAS DEL PERU	RF PTO MALDONADO - D2	10798.69	18.41	12.37	9.91	0.04107	0.80111	0.84219	RF PTO MALDONADO - D2	12541.50	235.18
210	EGASA	CHILINA TG - D2	16017.7	11.88	8.47	9.35	0.00715	1.09849	1.10565	CHILINA TG - D2	12553.38	308.75

ANEXO 17: Implementación de un Código gams para la Validación de Datos de un Sistema de Potencias.

```
* =====
* OPF AC 6 BARRAS CON SHEDDING Y PERDIDAS POR LINEA (CORREGIDO)
* =====
```

SCALARS

```
* ---- Datos de red (admitancias y ángulos)
```

```
Y12 /11.6800/
Y14 /10.6800/
Y23 /13.0900/
Y35 /15.7300/
Y46 /13.7900/
Y56 /09.8500/
T12 /0.5000/
T14 /0.5000/
T23 /0.6000/
T35 /0.7000/
T46 /0.6000/
T56 /0.5000/
de6sc /00.5000/
```

```
* ---- Demandas (ACTIVA Y REACTIVA)
```

```
Pd1 /0/
Pd2 /200/
Pd3 /0/
Pd4 /225/
Pd5 /100/
Pd6 /150/
Qd1 /0/
Qd2 /45/
Qd3 /0/
Qd4 /50/
Qd5 /60/
Qd6 /0/
```

```
;
```

```
* =====
```

```
* VARIABLES
```

```
* =====
```

VARIABLES

```
p1 "Potencia activa gen barra 1"
p2 "Potencia activa gen barra 2"
p3 "Potencia activa gen barra 3"
q1 "Potencia reactiva en barra 1"
```

```

q2    "Potencia reactiva en barra 2"
q3    "Potencia reactiva en barra 3"
v1    "Tensión magnitud barra 1"
v2    "Tensión magnitud barra 2"
v3    "Tensión magnitud barra 3"
v4    "Tensión magnitud barra 4"
v5    "Tensión magnitud barra 5"
v6    "Tensión magnitud barra 6"
de1    "Angulo barra 1 (Referencia 0)"
de2    "Angulo barra 2"
de3    "Angulo barra 3"
de4    "Angulo barra 4"
de5    "Angulo barra 5"
de6    "Angulo barra 6"
D6     "Déficit en barra 6 (Shedding)"
PL12   "Perdida activa en linea 1-2"
PL14   "Perdida activa en linea 1-4"
PL23   "Perdida activa en linea 2-3"
PL35   "Perdida activa en linea 3-5"
PL46   "Perdida activa en linea 4-6"
PL56   "Perdida activa en linea 5-6"
LOSS   "Pérdidas totales activas en lineas"
COSTE  "Función objetivo"
;

POSITIVE VARIABLES v1, v2, v3, v4, v5, v6, p1, p2, p3, D6, PL12, PL14, PL23,
PL35, PL46, PL56, LOSS;

* ---- Valores iniciales

v1.1 = 1.0; v2.1 = 1.0; v3.1 = 1.0; v4.1 = 1.0; v5.1 = 1.0; v6.1 = 1.0;
de1.1 = 0.0; de2.1 = 0.0; de3.1 = 0.0; de4.1 = 0.0; de5.1 = 0.0; de6.1 =
0.0;
p1.1 = 50.0; p2.1 = 50.0; p3.1 = 50.0;
q1.1 = 0.0; q2.1 = 0.0; q3.1 = 0.0;
D6.1 = 0.0;
PL12.1 = 0.0; PL14.1 = 0.0; PL23.1 = 0.0; PL35.1 = 0.0; PL46.1 = 0.0; PL56.1
= 0.0; LOSS.1 = 0.0;

* ---- LIMITES
p1.up = 120;
p2.up = 180;
p3.up = 100;
q1.lo = -50;    q1.up = 50;

```

```

q2.lo = -30;    q2.up = 30;
q3.lo = -30;    q3.up = 30;
v1.lo = 0.95;   v1.up = 1.05;
v2.lo = 0.90;   v2.up = 1.10;
v3.lo = 0.90;   v3.up = 1.10;
v4.lo = 0.90;   v4.up = 1.10;
v5.lo = 0.90;   v5.up = 1.10;
v6.lo = 0.90;   v6.up = 1.10;
de1.fx = 0.0;
D6.up = Pd6;
* =====
* ECUACIONES
* =====
EQUATIONS

FO  "Función objetivo: Costos Generación + Penalidad Déficit + Penalidad
Perdidas"

R1  "Balance P barra 1"
R2  "Balance P barra 2"
R3  "Balance P barra 3"
R4  "Balance P barra 4"
R5  "Balance P barra 5"
R6  "Balance P barra 6 con demanda y shedding"
R7  "Balance Q barra 1"
R8  "Balance Q barra 2"
R9  "Balance Q barra 3"
R10 "Balance Q barra 4"
R11 "Balance Q barra 5"
R12 "Balance Q barra 6"

PL12_eq "Definición Perdida activa en linea 1-2"
PL14_eq "Definición Perdida activa en linea 1-4"
PL23_eq "Definición Perdida activa en linea 2-3"
PL35_eq "Definición Perdida activa en linea 3-5"
PL46_eq "Definición Perdida activa en linea 4-6"
PL56_eq "Definición Perdida activa en linea 5-6"
LOSS_SUM "Total de perdidas como suma de PLij"

;

* ---- Objetivo: CUE=1000, Costo de Perdidas=10

FO.. COSTE =E= 300*p1 + 406*p2 + 560*p3 + 1000*D6 + 10*LOSS;

* ---- Balance de Potencia ACTIVA (Se mantienen las ecuaciones originales)

R1 .. p1 - Pd1 - v1*v2*Y12*cos(de2 - de1 + T12) - v1*v4*Y14*cos(de4 - de1 + T14) =E= 0;
R2 .. p2 - Pd2 - v2*v1*Y12*cos(de1 - de2 + T12) - v2*v3*Y23*cos(de3 - de2 + T23) =E= 0;
R3 .. p3 - Pd3 - v3*v2*Y23*cos(de2 - de3 + T23) - v3*v5*Y35*cos(de5 - de3 + T35) =E= 0;
R4 .. 0 - Pd4 - v4*v1*Y14*cos(de1 - de4 + T14) - v4*v6*Y46*cos(de6 - de4 + T46) =E= 0;
R5 .. 0 - Pd5 - v5*v3*Y35*cos(de3 - de5 + T35) - v5*v6*Y56*cos(de6 - de5 + T56) =E= 0;

```

```
R6 .. 0 - Pd6 + D6 - v6*v4*Y46*cos(de4 - de6 + T46) - v6*v5*Y56*cos(de5 - de6 + T56) =E= 0;
```

```
* ---- Balance de Potencia REACTIVA (Se mantienen las ecuaciones originales)
```

```
R7 .. q1 - Qd1 + v1*v2*Y12*sin(de2 - de1 + T12) + v1*v4*Y14*sin(de4 - de1 + T14) =E= 0;
```

```
R8 .. q2 - Qd2 + v2*v1*Y12*sin(de1 - de2 + T12) + v2*v3*Y23*sin(de3 - de2 + T23) =E= 0;
```

```
R9 .. q3 - Qd3 + v3*v2*Y23*sin(de2 - de3 + T23) + v3*v5*Y35*sin(de5 - de3 + T35) =E= 0;
```

```
R10 .. 0 - Qd4 + v4*v1*Y14*sin(de1 - de4 + T14) + v4*v6*Y46*sin(de6 - de4 + T46) =E= 0;
```

```
R11 .. 0 - Qd5 + v5*v3*Y35*sin(de3 - de5 + T35) + v5*v6*Y56*sin(de6 - de5 + T56) =E= 0;
```

```
R12 .. 0 - Qd6 + v6*v4*Y46*sin(de4 - de6 + T46) + v6*v5*Y56*sin(de5 - de6 + T56) =E= 0;
```

```
* ---- Ecuaciones de PÉRDIDAS POR LÍNEA (Fórmula Correcta)
```

```
* PLij = Conductancia * (Vi^2 + Vj^2 - 2*Vi*Vj*cos(delta_i - delta_j))
```

```
PL12_eq.. PL12 =E= Y12*cos(T12) * (v1**2 + v2**2 - 2*v1*v2*cos(de1 - de2));
```

```
PL14_eq.. PL14 =E= Y14*cos(T14) * (v1**2 + v4**2 - 2*v1*v4*cos(de1 - de4));
```

```
PL23_eq.. PL23 =E= Y23*cos(T23) * (v2**2 + v3**2 - 2*v2*v3*cos(de2 - de3));
```

```
PL35_eq.. PL35 =E= Y35*cos(T35) * (v3**2 + v5**2 - 2*v3*v5*cos(de3 - de5));
```

```
PL46_eq.. PL46 =E= Y46*cos(T46) * (v4**2 + v6**2 - 2*v4*v6*cos(de4 - de6));
```

```
PL56_eq.. PL56 =E= Y56*cos(T56) * (v5**2 + v6**2 - 2*v5*v6*cos(de5 - de6));
```

```
* Total de pérdidas como suma
```

```
LOSS_SUM.. LOSS =E= PL12 + PL14 + PL23 + PL35 + PL46 + PL56;
```

```
* =====
```

```
* MODELO y SOLUCIÓN
```

```
* =====
```

```
MODEL OPF /ALL/;
```

```
SOLVE OPF USING NLP MINIMIZING COSTE;
```

```
* =====
```

```
* RESULTADOS
```

```
* =====
```

```
DISPLAY COSTE.L, D6.L, LOSS.L;
```

```
DISPLAY p1.L, p2.L, p3.L;
```

```
DISPLAY PL12.L, PL14.L, PL23.L, PL35.L, PL46.L, PL56.L;
```

```
DISPLAY v1.L, v2.L, v3.L, v4.L, v5.L, v6.L,
```

```
de1.L, de2.L, de3.L, de4.L, de5.L, de6.L;
```

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-13
CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME, VERIFICACIÓN ANUAL DE LA COBERTURA DE LA ENERGÍA COMPROMETIDA Y BALANCE MENSUAL DE LA POTENCIA COMPROMETIDA		
• Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 230-2022-OS/CD del 21 de diciembre de 2022. • Anexo B modificado por el COES y comunicado al Osinergmin por medio de carta COES/D/DO-405-2023 en virtud de la facultad conferida en el numeral 8 del presente Procedimiento Técnico, la cual entrará en vigencia el 14.08.23. • Modificado por Osinergmin mediante Resolución N° 210-2023-OS/CD del 30 de noviembre de 2023.		

1. OBJETIVO

Calcular la Energía Firme anual de las Unidades de Generación y verificar que cada Generador cubra la demanda de energía anual y potencia mensual que tenga comprometida con sus clientes (Usuarios Libres y Distribuidores), con Energía y Potencia Firme propia y/o, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Legislativo N° 1002 - Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM, Reglamento de Cogeneración.
- 2.6 Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.7 Decreto Supremo N° 001-2010-AG, Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, Ley N° 29338.
- 2.8 Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.9 Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).
- 2.10 Decreto Supremo N° 014-2019-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas.
- 2.11 Estatuto del COES.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 26
CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME		
▣ Propuesta aprobada en S.D. N° 99 del 17 de junio de 1999. ▣ Aprobado según RM N° 322-2001 EM/VME del 17 de julio de 2001. ▣ Propuesta de modificación aprobada en S.D. N° 167 d el 19 de febrero de 2002 ▣ Aprobada modificación según RM N° 441-2002-EM/DM de l 25 de septiembre de 2002 ▣ Aprobada modificación según RM N° 344-2004-MEM/DM d el 9 de septiembre de 2004 ▣ Modificado según RM N° 009-2009-MEM/DM del 13 de en ero de 2009. ▣ Modificado según Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 099-2011-OS/CD, publicada el 17 de junio de 2011. ▣ Modificado según Resolución OSINERGMIN N° 153-2012- OS/CD, publicada el 21 de julio de 2012. ▣ Modificado según Resolución OSINERGMIN N° 144-2019-OS/CD, publicada el 31 de agosto de 2019.		

1. OBJETIVO

Calcular la potencia firme de las unidades generadoras.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d))

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 103°, 110° y 112°)

2.3. Decreto Supremo N° 037-2006-EM-Reglamento de Cogeneración (Artículos 4° y 8°)¹

3. PERIODICIDAD

Mensual

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-17
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA		
- Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 127-2020-O5/CD, publicada 28 de agosto de 2020. - Modificado mediante Fe de Erratas de Resolución OSINERGMIN N° 127-2020-O5/CD, publicada el 09 de septiembre de 2020.		

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para la determinación de la potencia efectiva y del rendimiento de las Unidades de Generación termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación.

2. BASE LEGAL

- 2.1** Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2** Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3** Decreto Supremo N° 009-93-EM. - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4** Decreto Supremo N° 027-2008-EM. - Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.5** Ley N° 23560.- Ley que establece el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú.
- 2.6** Estatutos del COES.

3. PRODUCTO

- 3.1** Potencia efectiva de las unidades de generación termoeléctrica de los Integrantes del COES para cada uno de sus Modos de Operación.
- 3.2** Rendimiento de las unidades de generación termoeléctrica de los Integrantes del COES para cada uno de sus Modos de Operación.

4. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

- 4.1** Para la aplicación del presente procedimiento, se utilizará la siguiente abreviatura:
EPEyR: Ensayo(s) de Potencia Efectiva y Rendimiento.
- 4.2** Las definiciones utilizadas, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones de los Procedimientos Técnicos del COES y en la normatividad señalada en la Base Legal

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-111
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS		
• Aprobado por Consejo mediante Resolución N° 203-2017-OS/CD, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 29/08/2017, vigente a partir del día siguiente de su publicación.		

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento que deberán seguir los Generadores Integrantes y el COES para determinar la Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica y su correspondiente Caudal Turbinado.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.-Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Supremo N° 008-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del COES.

3. DEFINICIONES

Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que inician con mayúscula, y no tengan una definición propia en el presente Procedimiento, se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base legal.

En todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citan normas, procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

Asimismo, para la aplicación del presente Procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inician con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:

3.1 Altura o Salto neto de una Turbina (H_t)

Es la energía por unidad de peso de agua disponible entre las condiciones de referenciado: presión alta (aguas arriba) y presión baja (aguas abajo) de la turbina.

3.2 Altura o Salto bruto de la Central Hidroeléctrica (H_b)

Diferencia en elevaciones entre el nivel del agua en la parte superior (embalse o cámara de carga, según corresponda) y el nivel del agua en la descarga.

3.3 Altura o Salto nominal de la Central Hidroeléctrica (H_n)

Es la altura o salto neto de diseño de la Central Hidroeléctrica para la totalidad de turbinas operando simultáneamente.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACION ECONOMICA DEL SEIN	PR – 42
REGIMEN APLICABLE A LAS CENTRALES DE RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN		
Aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 141-2013-OS/CD y publicado el 03 de Julio de 2013. Corregido mediante Fe de erratas emitida por OSINERGMIN y publicada el 11 de Julio de 2013. Modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 179-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios económicos aplicables a la Centrales de Reserva Fría de Generación adjudicadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN).

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Legislativo N° 1041, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Sector Normativo Eléctrico.
- 2.4 Decreto de Urgencia N°121-2009, "Prioriza promoción de la inversión privada de diversos proyectos, de asociaciones público privadas y concesiones de obras públicas de infraestructura y de servicios públicos en el Año 2010"
- 2.5 Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.6 Decreto Supremo N° 027-2009-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.7 Decreto Supremo N° 001-2010-EM, "Establecen diversas medidas respecto de la remuneración de la potencia y energía".

Información contractual para calcular el precio mínimo de GN (PMGN)-Junio 2020
Numeral 3.1.2 del anexo 3 del PR-31

Empresa	Central	Unidad	Pef ⁽¹⁾ [kW]	Cec ⁽¹⁾ [m³/kWh]	CDC ⁽²⁾ [m³]	TOP ⁽²⁾	PSG ⁽²⁾ [USD/GJ]
ENEL GENERACIÓN PERÚ	SANTA ROSA	TG7 con inyección de agua	120 007,30	0,3175	1 800 000,00	5,01%	1,4657
		UT15	51 223,97	0,3340			
		UT16	54 979,48	0,3336			
	SANTA ROSA II	TG8	187 791,25	0,2725	2 100 000,00	45,08%	1,4657
	VENTANILLA	TG3	145 923,18	0,2771			
ENEL GENERACIÓN PIURA		TG4	148 127,00	0,2789			
	MALACAS 1	TG6	50 768,24	0,2773	337 844,71	0,0%	3,5767
	MALACAS 2	TG4 con inyección de agua	105 376,09	0,3287	831 404,82	80,5%	1,8790
EGESUR	RESERVA FRÍA TALARA	TG5	127 784,79	0,3085	946 104,20	70,7%	1,7681
		WARTSILA 1	5 700,16	0,2354	130 000,00	35%	1,5623
		WARTSILA 2	5 772,57	0,2342			
		WARTSILA 3	5 847,24	0,2318			
		WARTSILA 4	5 883,91	0,2340			
ENGIE	CHILCA 1	TG1	172 013,00	0,2642	1 975 000,00	100%	1,4689
		TG2	172 394,94	0,2601			
		TG3	189 584,27	0,2759			
	CHILCA 2	TG41	75 032,82	0,2844			
KALLPA GENERACIÓN	KALLPA	TG1	186 575,83	0,2751	2 225 000,00	100%	1,4689
		TG2	189 745,34	0,2756			
		TG3	192 968,16	0,2715			
	LAS FLORES	TG1	195 427,83	0,2704			
SDF ENERGÍA	OQUENDO	TG1	28 445,31	0,2920	200 000,00	90%	1,6106
TERMOSELVA	AGUAYTLA	TG1	90 051,02	0,3364	1 415 842,33	70%	1,6587
		TG2	85 996,38	0,3377			
TERMOCHILCA	OLLEROS	TG1	182 778,21	0,2657	1 275 000,00	70%	1,5307
FENIX	FENIX	GT11	190 152,33	0,2660	2 432 416,90	45%	1,4979
		GT12	187 630,74	0,2689			
ILLAPU	HUACHIPA ^(*)	TG1	-	-	91 200,00	0,0%	2,1010

(1) Obtenidos de los EPEyR. El Cec convertido a m³/kWh utilizando el valor del Poder Calorífico Inferior (PCI) del gas natural de los respectivos EPEyR.

(2) Informado por las empresas. El PSG está referido al Poder Calorífico Superior.

(*) No cuenta con Operación Comercial.