



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería  
GERENCIA DE REGULACION DE TARIFAS  
✉ AV. JORGE CHAVEZ N° 154 - MIRAFLORES  
☎ (511) 219-3400

**Informe N° 157-2024-GRT**

---

# **Proyección de consumo de gas natural de la Central Térmica Santa Rosa**

**Lima, marzo de 2024**

# Resumen Ejecutivo

Mediante Memorándum N° 064-2024-GRT recibido el 25 de enero de 2024, la División de Gas Natural solicitó la proyección de consumo de gas natural de la Central Térmica Santa Rosa para el horizonte de análisis de los años 2024 y 2025; en ese sentido se elaboró el Informe N° 052-2024-GRT en donde se evaluó el despacho de la Central Térmica Santa Rosa para el periodo comprendido de 2024 – 2025

El día 01 de febrero de 2024, se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la Resolución de Consejo Directivo de Osinerghmin No. 014-2024-OS/CD (en adelante, la "Resolución") mediante la cual se "aprueba la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026, actualiza la Demanda Anual Proyectada para el periodo 2022-2026, aprueba los Factores de Ajuste Tarifario, así como el valor de la alícuota aplicable a la Tarifa Única de Distribución de la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de ductos de Lima y Callao".

Posterior a ello, el 20 de febrero de 2024, Gas Natural de Lima y Callao S.A. ("Calidda"), presentó el recurso de reconsideración contra la Resolución; en donde el extremo 5 de su petitorio, refiere sobre diferencias en la demanda de consumo de la CT Las Flores.

Como resultado del análisis del recurso de reconsideración contra la Resolución, los mismos que están comprendidos en los informes que contienen la motivación que sustenta la decisión de Osinerghmin; así como, el análisis de aquellos temas en los que Osinerghmin de oficio considera pertinente efectuar, en el marco del presente proceso regulatorio, se recomienda disponer lo siguiente:

- Actualización del crecimiento de la demanda de aproximadamente 3% para los años 2024 -2025.
- Reajuste de las hidrologías medias tomando como referencia las hidrologías correspondientes a los últimos 65 años.
- Modificación de los costos de combustibles a enero 2024.
- Actualización de los mantenimientos a realizar según los programas de mantenimientos de COES.
- Reajuste de la Reserva Primaria de Frecuencia determinados por COES para avenida y estiaje.

- Reajuste de la Reserva Secundaria de Frecuencia estimados en función de lo ejecutado en años anteriores.

En ese sentido, se obtiene que el consumo de las Central Santa Rosa (UTI5, UTI6 y TG7) es para el año 2024 de 3 795 miles de m3 y para el año 2025 la magnitud de 11 570 miles de m3.

# INDICE

<b>1. DESCRIPCIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES DEL SEIN.....</b>	<b>4</b>
1.1 PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	4
1.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	5
1.3 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN .....	6
1.4 HIDROLOGÍAS .....	9
<b>2. SIMULACIÓN Y RESULTADOS DEL DESPACHO ECONÓMICO.....</b>	<b>10</b>
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN.....	10
2.2 ESCENARIO SIMULADO .....	11
<b>3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>13</b>
<b>4. ANEXO .....</b>	<b>14</b>

# 1. Descripción actual y proyecciones del SEIN

Para el presente se describe los proyectos de generación, transmisión, hidrología, costos de combustibles del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“SEIN”) y la perspectiva para los próximos años, considerando que los datos de entrada han sido ajustados en función de las necesidades del presente informe, el cual busca reflejar lo más posible el despacho de unidades del SEIN a lo realmente ejecutado en años anteriores y en base a ello proyectar el comportamiento de las unidades de la Central Santa Rosa para años posteriores.

---

## 1.1 Proyectos de Generación Eléctrica

En este numeral se describe la situación de los proyectos de generación eléctrica que ingresarán durante el periodo de análisis de estudio.

Para la evaluación de los proyectos de generación, se efectúa un análisis crítico de la información alcanzada por las empresas de generación; así como, la información alcanzada por otros medios con lo que se pueda determinar un plan de obras de generación factible de ingresar y que esté perfectamente adaptado a la demanda. Es decir, que si la demanda crece la oferta pueda responder eficientemente para cubrir dicho incremento.

En ese sentido, a continuación, se detalla los proyectos que fueron considerados para la presente evaluación con alta probabilidad de ingreso durante el Periodo 2024-2025, según señala el Cuadro N° 1.1:

**Cuadro N° 1.1**  
**Proyectos de Generación**

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.E. Wayra Extensión	177,0	Mar-24
C.S. Clemesí	114,9	Mar-24
C.T. Cogeneración Refinería Talara (**)	102,3	May-24
C.E. San Juan	135,7	May-24
C.H. Centauro I - III	9,9	Jun-24
C.H. Anashironi	20	Nov-24
C.S. Matarani	80	Ene-25
C.S. San Martín	252,4	Jul-25
C.S. Sunny	204	Nov-25
C.S. Wayra Solar	94,2	Dic-25

(\*\*) Inyectará excedentes al SEIN (en promedio 5,3 MW)

Los proyectos considerados en el presente informe son los que se encuentran en construcción y tienen alta probabilidad de ingreso en las fechas indicadas.

Asimismo, se tiene información de desarrollo de proyectos de generación en tecnología RER que a la fecha se encuentran en Estudio Pre Operativos (EPO), sin embargo, todavía no han concretado su financiamiento y construcción, por lo que no se están considerando para este análisis.

## 1.2 Proyección de la Demanda Eléctrica

Para efectuar el pronóstico de la demanda para el periodo 2024 – 2025 se ha actualiza, en base a las siguientes premisas:

- La demanda vegetativa del periodo 2024 a 2025 ha sido proyectada con el Modelo de Corrección de Errores.
- Se ha considerado la serie histórica del Producto Bruto Interno (PBI) correspondiente a precios constantes del año 2007, según la publicación disponible del Instituto Nacional de Estadística e Informática- INEI.
- Las tasas de crecimiento del PBI para el periodo 2024 – 2025 han sido tomadas de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI con fecha de 31.01.2024 realizadas a Analistas Económicos y publicadas por el BCRP.
- Respecto de las cargas especiales, se ha tenido que actualizar la demanda del año 2023, considerando la información comercial a diciembre de ese año, la cual en su mayoría son de empresas mineras, entre ellas: Casapalca, Volcán, Sociedad Minera Corona, Shougang Hierro Perú, Cerro Verde, Minera Tintaya, Ares, Yanacocha, Gold Fields, Miski Mayo, Antapaccay, Chinalco (Toromocho), Quellaveco, Hudbay y entre otras empresas como Quimpac, Aceros Arequipa, Agroindustrias Paramonga, Unión Andina de Cementos, etc.
- Para la proyección 2024-2025, se ha considerado las cargas de seis proyectos: Shougang, Shouxin S.A., Pampas del Pongo (Jinzha Mining Peru S.A), Ariana, Unidad Minera de Shahuindo y Minsur que fueron informadas por las empresas, mediante cartas y también conforme a información comercial disponible.

- En cuanto a los valores de ventas, tarifa, pérdidas eléctricas y la participación en las ventas (en muy alta, alta y media tensión) correspondientes al año 2023, se ha considerado la información comercial disponible de las empresas eléctricas a diciembre de ese año. Por otro lado, al consumo de energía, se le ha agregado un porcentaje de pérdidas, a fin de compensar las pérdidas transversales no consideradas en el modelamiento de la red de transmisión.
- Los factores de carga y simultaneidad para el año 2023 son los registrados durante ese periodo. Así también, la proyección de demanda 2024-2025 se ha realizado considerando la representatividad del año 2023 como último periodo histórico.

La demanda considerada para el SEIN se resume en el Cuadro N° 1.2. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO 2.0 ha sido necesario desagregarla en las barras en las cuales se representa el SEIN.

**Cuadro N° 1.2**  
**Proyección de Demanda Eléctrica**

Año	Máx. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2023	7 605	58 393	87,0%		
2024	7 840	60 347	87,9%	3,1%	3,3%
2025	8 094	62 198	87,7%	3,2%	3,1%

## 1.3 Costos Variables de Operación

Los costos marginales se ajustaron a partir de los costos variables relacionados directamente con la energía producida por cada unidad termoeléctrica.

Los costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).

El CVC representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. El CVNC representa el costo no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce.

De otro lado, en aplicación del artículo 10 del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se ha procedido a modelar a las centrales de Cogeneración Calificadas con una oferta constante.

### 1.3.1 PRECIO DE COMBUSTIBLE LÍQUIDOS

En lo relativo al CVC, el precio que se utiliza para los combustibles líquidos (Diésel N° 2, Residual N° 6 y Residual N° 500) considera la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, incluido el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente.

Con base en lo establecido en el artículo 124 del RLCE, en el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras se considera como precios de combustibles líquidos los fijados por PetroPerú S.A. para generación eléctrica en sus diversas plantas de ventas en el ámbito nacional, siempre y cuando no supere los precios de referencia ponderados que publique Osinerghmin.

Los precios de referencia se determinan conforme a lo dispuesto en el “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”, aprobado por Resolución N° 062-2005-OS/CD.

El Cuadro N° 1.3 presenta los precios de PetroPerú S.A. para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de enero de 2024. También, se presenta el Impuesto Selectivo al Consumo de los combustibles Residual 6, Residual 500 y Diésel B5 o B5-S50.

**Cuadro N° 1.3**  
**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**  
**( Precio de Lista - Petroperú)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	14,56	3,82	160,59	1177,2	3,248
	Residual 6	n/d	n/d	n/d	n/d	3,612
	Residual 500	n/d	n/d	n/d	n/d	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	15,13	3,97	166,88	1223,3	3,248
	Residual 500	9,96	2,61	109,80	711,4	3,675
Ilo	Diesel B5	15,28	4,01	168,53	1235,4	3,248

n/d: No hay Datos

Tipo de Cambio	S./USD	3,808
ISC DB5	S./Galon	1,700
ISC DB5S50	S./Galon	1,490
ISC R6	S./Galon	0,920
ISC R500	S./Galon	1,000

Fuente Petroperu: Precios al 31 de Enero de 2024

El Cuadro N° 1.4 presenta los precios de referencia ponderados de Osinerghmin para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de enero de 2024.

**Cuadro N° 1.4**  
**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**  
**( Precios de referencia ponderados)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S/ / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	10,38	2,73	114,49	839,2	3,248
	Residual N° 6	7,31	1,92	80,63	531,5	3,612
	Residual 500	7,19	1,89	79,30	513,8	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	10,80	2,84	119,12	873,2	3,248
	Residual 500	7,55	1,98	83,27	539,5	3,675
Ilo	Diesel B5	10,90	2,86	120,22	881,3	3,248

Tipo de Cambio	S./USD	3,808
ISC DB5	S/ /Galon	1,700
ISC DB5S50	S/ /Galon	1,490
ISC R6	S/ /Galon	0,920
ISC R500	S/ /Galon	1,000

Fuente OSINERGHMIN: Precios al 31 de Enero de 2024

En aplicación del artículo 124 del RLCE, se compararon los precios locales del combustible (precios de PetroPerú S.A.) y los precios de referencia ponderados de Osinerghmin, resultando que, para fines de la presente regulación, se considere los precios que se presentan en el Cuadro N° 1.5.

**Cuadro N° 1.5**  
**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**  
**( Precios Comparados)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	<b>10,38</b>	2,73	114,49	839,2	3,248
	Residual N° 6	<b>7,31</b>	1,92	80,63	531,5	3,612
	Residual N° 500	<b>7,19</b>	1,89	79,30	513,8	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	<b>10,80</b>	2,84	119,12	873,2	3,248
	Residual N° 500	<b>7,55</b>	1,98	83,27	539,5	3,675
Ilo	Diesel B5	<b>10,90</b>	2,86	120,22	881,3	3,248

Tipo de Cambio	S./USD	<b>3,808</b>
ISC DB5	S./Galon	<b>1,700</b>
ISC DB5S50	S./Galon	<b>1,490</b>
ISC R6	S./Galon	<b>0,920</b>
ISC R500	S./Galon	<b>1,000</b>

Precios al 31 de Enero de 2024

Finalmente, a los valores resultantes, cuando corresponda, se les agrega el Impuesto Selectivo al Consumo que grave al combustible debido a que no genera crédito fiscal.

### 1.3.2 PRECIO DEL GAS NATURAL

De acuerdo al artículo 124 del RLCE, los precios del combustible deben ser aquellos precios que corresponden al mercado interno. No obstante, mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, del 25 de noviembre de 1998, se precisó que los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por Osinerghmin.

Complementariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del artículo 124 del RLCE, lo siguiente:

1. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
2. Para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar será el precio que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico del COES N° 31, teniendo como límite superior aquél que resulte del "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra" establecido por Osinerghmin.

Conforme se detalla en el Anexo C, los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales termoeléctricas de Aguaytía, Malacas TG4, Malacas TG5, y Malacas TG6 fueron de 3,9116; 2,7906; 2,8148; y 1,1390 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de enero de 2024, resultan ser los mismos, a excepción del correspondiente a la C.T. Aguaytía por superar el precio límite. Cabe mencionar que, el precio referencial para la C.T. Oquendo TG1 es 3,9763 USD/MMBTU; sin embargo, al ser una central de Cogeneración Calificada, y en aplicación del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, corresponde considerarla con una oferta constante y un costo de combustible de cero (0) para efectos del modelo.

### 1.3.3 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Teniendo como inputs los precios antes mencionados se establecen los costos variables de operación mostrados en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 1.6**  
**Costos Variables de operación**

Central	Consumo Especifico Unid/MWh	Costo del Combustible USD/Unid	CVC USD/MWh	CVNC USD/MWh	CVT USD/MWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	9,951	1,1390	11,33	0,173	11,51
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	11,227	2,7906	31,33	1,499	32,83
Turbo Gas Natural Oquendo	9,800	3,9763	38,97	3,770	42,74
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,622	3,9129	49,39	7,895	57,28
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12,829	3,9129	50,20	6,891	57,09
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,502	3,9129	45,01	4,405	49,41
Turbo Vapor de Shougesa	0,326	586,6055	191,38	3,052	194,43
G. Diesel Shougesa	0,218	962,0049	209,63	2,251	211,88
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,464	3,9116	44,84	0,048	44,89
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,474	3,9116	44,88	1,525	46,41
G. Diesel Tumbes	0,180	1008,3417	181,67	2,664	184,33
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,084	3,9129	27,72	1,791	29,51
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,122	3,9129	27,87	1,855	29,72
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,156	3,9129	28,00	1,794	29,80
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,186	3,9129	28,12	1,859	29,98
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,188	3,9351	40,09	2,335	42,42
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	6,505	3,9127	25,45	1,005	26,46
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,222	1016,2862	226,07	3,810	229,88
Chilina TG	0,360	1016,2862	365,43	17,445	382,88
Mollendo I GD	0,202	1004,1664	202,51	2,025	204,53
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	8,859	3,3274	29,48	3,517	33,00
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	6,931	3,9115	27,11	1,438	28,55
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	6,782	3,9127	26,53	1,116	27,65
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	6,954	3,9127	27,21	0,932	28,14
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	6,840	3,9127	26,76	0,937	27,70
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	6,699	3,9138	26,22	1,872	28,09
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	6,682	3,9138	26,15	1,925	28,08
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	6,952	3,9163	27,22	1,548	28,77
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	6,752	3,9163	26,44	1,491	27,93
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	7,110	3,9163	27,85	1,072	28,92
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	6,976	3,9144	27,31	1,555	28,86
Reserva Fria Talara (Malacas-TGS)	0,238	975,9304	232,74	4,000	236,74
Reserva Fria Puerto Eten	0,237	984,2903	233,62	4,000	237,62
NEPI	0,230	1014,0121	233,20	2,231	235,43
Reserva Fria Ilo	0,230	1050,0043	241,97	4,000	245,97
Reserva Fria Pucallpa	0,260	940,3951	244,73	21,787	266,52
Reserva Fria Puerto Maldonado	0,254	1001,4400	254,32	21,640	275,96
Puerto Bravo	0,234	996,2031	232,91	6,713	239,62
Recka TG1	0,240	988,4110	237,05	4,000	241,05

**NOTAS :**

**Consumo Especifico :** Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.

**Costo del Combustible :** Combustibles Líquidos = USD/Ton; Gas Natural = USD/MMBtu.

## 1.4 Hidrologías

Las hidrologías se actualizaron en base las series de caudales medios mensuales históricos desde el año 1965 al 2022; considerando los últimos estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras.

Dichas hidrologías han sido ajustadas a fin de representar la operación normal de las centrales hidroeléctricas en el SEIN. Para tal ajuste se ha buscado que la generación anual y mensual hidroeléctrica de estas centrales se aproximen a las energías ejecutadas durante los últimos 10 años.

## 2. Simulación y Resultados del Despacho Económico

### 2.1 Modelo de Simulación

La simulación de la operación futura del SEIN provee información relevante en cuanto a la evolución del mercado, como son los precios y balances de producción.

Es por ello, que el modelo utilizado es el “modelo PERSEO 2.0”, desarrollado por Osinergmin, el cual es utilizado para estimar los costos marginales del SEIN para efectos de determinar las tarifas de venta de energía eléctrica.

El modelo tiene por finalidad optimizar el despacho del SEIN, buscando aquella solución que implica mínimos costos operativos ante diferentes escenarios de afluencia hidrológica, considerando los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas: balance hídrico, almacenamiento y límites operativos como caudales mínimos y máximos permitidos, disponibilidad.
- Detalles de las plantas termoeléctricas: eficiencias, precios de combustibles, y potencia disponible para el despacho económico.
- Detalles de la red eléctrica: representación detallada de la red de transmisión de muy alta tensión, leyes de Kirchhoff, balances energéticos, pérdidas de transmisión, límites máximos de transmisión por elemento.
- Detalles de la demanda: representación mediante curvas de duración mensual.

Los principales resultados del modelo por cada escenario de afluencia hidrológica son los siguientes:

- Estadísticas de la operación del sistema: producción termoeléctrica e hidroeléctrica por cada mes y bloque de la curva de demanda, flujos de energía

transmitida, consumo de combustibles, uso de embalses, energía no suministrada.

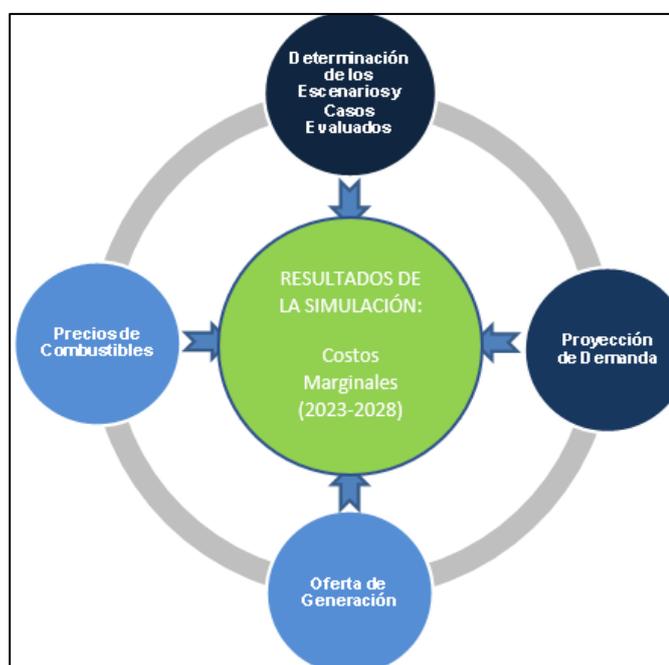
- Costos marginales de corto plazo por cada nodo del sistema eléctrico; el cual incluye el efecto de las pérdidas y de las restricciones en la capacidad de transmisión.

Los principales parámetros requeridos para construir un escenario para el modelo de simulación son los siguientes:

- Proyección de demanda.
- Precios y disponibilidad de combustible.

Nuevas adiciones de capacidad de generación durante el periodo de estudio.

Figura N° 2.1  
Entrada del Perseo para la Simulación



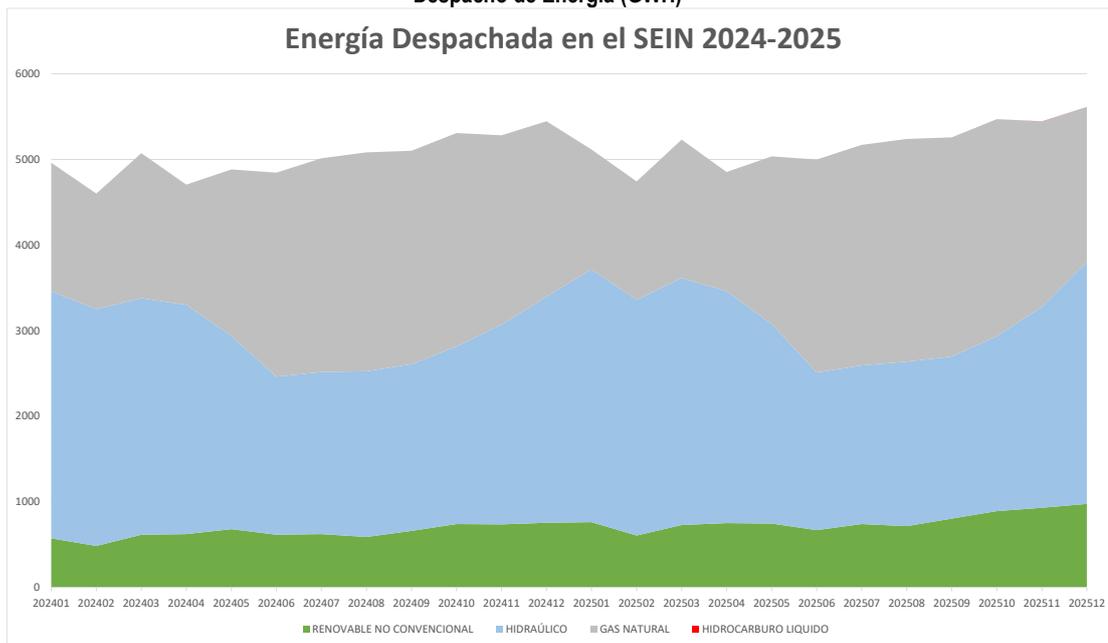
## 2.2 Escenario Simulado

Se procederá a presentar los resultados de las simulaciones, las cuales se realizaron considerando las premisas descritas en la sección anterior.

### 2.2.1 Despacho de la Generación

En la Figura N° 2.2 muestra la proyección de la generación eléctrica en el SEIN por tipo de recurso durante el período 2024 – 2025 obtenida de la simulación.

Figura N° 2.2  
Despacho de Energía (GWH)



Fuente: Archivos de Salida del Caso Base

\*Las Centrales Hidroeléctricas ingresadas bajo el D.L. N° 1002 son consideradas RER no convencionales.

### 2.2.2 Despacho de las Centrales Térmicas de Santa Rosa

En relación al consumo de las Centrales Térmicas a gas natural; entre ellas las UTI 5, UTI 6, TG7 para los años 2024 y 2025 se muestra en el Cuadro N° 2.1.

Cuadro N° 2.1  
Consumo de Gas Natural (Miles de m3)

Fecha	Enero 2024	Febrero 2024	Marzo 2024	Abril 2024	Mayo 2024	Junio 2024	Julio 2024	Agosto 2024	Setiembre 2024	Octubre 2024	Noviembre 2024	Diciembre 2024
UTI5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	107.77	0.00	129.66	60.23
UTI6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.42
TG7	0.00	0.00	86.01	0.00	264.16	433.29	447.73	447.73	433.29	447.73	433.29	491.06

Fecha	Enero 2025	Febrero 2025	Marzo 2025	Abril 2025	Mayo 2025	Junio 2025	Julio 2025	Agosto 2025	Setiembre 2025	Octubre 2025	Noviembre 2025	Diciembre 2025
UTI5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	195.32	201.84	220.01	233.24	403.67	540.46	68.18
UTI6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	36.87	0.00	0.00	376.06	66.43
TG7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	433.29	1050.43	1413.75	1545.35	1267.83	2899.22	618.66

Como se puede observar las unidades de generación indicadas despachan principalmente en los meses de estiaje (mayo –octubre); dado que son centrales de ciclo abierto que según el orden de ranking variable de despacho están ordenadas el arranque después de las centrales de ciclo combinado; asimismo respecto a las UTI 5 y 6 normalmente cubren la máxima demanda en las horas de punta.

Por lo que, se obtiene para el año 2024 el total de consumo de gas para la Central Térmica Santa Rosa (UTI5,6 y TG7) la magnitud de 3 795 miles de m3 y para el año 2025 la magnitud de 11 570 miles de m3.

### 3. Conclusiones

Del análisis realizado se concluye lo siguiente:

- En un escenario sin limitaciones en el suministro de gas y con hidrología promedio se observa un costo marginal ponderado de 40 USD/MWh para el año 2024 y un incremento de hasta 60 USD/MWh para el año 2025. Tal incremento se daría principalmente a la operación en épocas de estiaje de unidades termoeléctricas para cubrir las horas punta de demanda eléctrica.
- Se observa la operación de las unidades a gas natural con los costos operativos más altos del sistema, los cuales corresponden a la central Santa Rosa (Uti5, Uti6 y Tg7), lo cual es un indicativo del agotamiento de generación eficiente. Asimismo, de no contar con la operación de tales unidades sería necesario operar centrales a diésel.

[sbuenalaya]

//pmo-jpch

# Anexo

## Análisis de los comentarios de Calidda

1. La demanda de energía eléctrica proyectada en el Informe de Osinerghmin no sería consistente y estaría sobredimensionada considerando los datos históricos del SEIN. Así, en el año 2024 el Osinerghmin proyecta una demanda de potencia de 8,212 MW y un consumo de energía de 62,822 GWh. Sin embargo, la generación eléctrica del SEIN en el 2023 fue de 7,877 MW y 58,385 GWh, lo cual implicaría un crecimiento de 4.3% y 7.7% respectivamente. En el año 2025, de acuerdo a lo previsto por Macroconsult, estos indicadores crecerían 3.3% y 3.5% respecto a los proyectados en el año 2024.

El crecimiento de la demanda de energía previsto por Osinerghmin parecería poco realista ante la ausencia de grandes de proyectos mineros o industrias. Aunque se anticipa un aumento en el consumo eléctrico durante el verano por las altas temperaturas, se espera a lo largo del año la demanda se normalice.

### Análisis Osinerghmin

Del análisis de la demanda mostrada en el informe 052-2024-GRT, se ha revisado la información ejecutada de Máxima Demanda y Energía total al cierre de 2023, se corroboró que estos serían inferiores a lo considerada en nuestros cálculos iniciales.

En ese sentido, se ha procedido a ajustar las proyecciones:

### Proyección de Demanda Período 2024-2025

Año	Máx. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2023	7 605	58 393	87,0%		
2024	7 840	60 347	87,9%	3,1%	3,3%
2025	8 094	62 198	87,7%	3,2%	3,1%

Asimismo, de los resultados finales de proyección de la demanda, se observa un crecimiento de 3,1% para 2024 y 3,2% para 2025, siendo estos valores acordes al crecimiento indicado por la empresa Calidda.

2. El factor de carga implícito utilizado por Osinerghmin estaría en el orden del 87%. Este valor es superior al promedio histórico de los últimos años, que está en el orden del 84,5%. Incluso en el año 2023, con condiciones climáticas excepcionales (Fenómeno del Niño) el factor de carga registrado fue de 84,6%.

Respecto al Factor de Carga, se observa que el ejecutado para 2023 es de 87%, siendo para 2024 y 2025 los valores de 87,9% y 87,7% respectivamente, verificándose que los factores considerados en nuestras proyecciones son aproximados al ejecutado en el año 2023.

3. El portafolio de nuevos proyectos de generación considerados por Osinerghmin resultaría pesimista y ha omitido proyectos relevantes que se encuentran actualmente en construcción tales como la C.S. Matarani y la C.H. San Gabán III.

En relación a los proyectos de generación, según la última información disponible, se procedió a considerar a la central solar Matarani para enero de 2025. Sin embargo, lo correspondiente a la central Hidroeléctrica San Gaban no se está considerando, debido a que, si bien ya se encuentra en ejecución, recién entraría en operación comercial el año 2026. En ese sentido, se consideran los siguientes nuevos proyectos:

**Proyectos de Generación 2024-2025**

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.E. Wayra Extensión	177,0	Mar-24
C.S. Clemesí	114,9	Mar-24
C.T. Cogeneración Refinería Talara (**)	102,3	May-24
C.E. San Juan	135,7	May-24
C.H. Centauro I - III	9,9	Jun-24
C.H. Anashironi	20	Nov-24
C.S. Matarani	80	Ene-25
C.S. San Martín	252,4	Jul-25
C.S. Sunny	204	Nov-25
C.S. Wayra Solar	94,2	Dic-25

(\*\*) Inyectará excedentes al SEIN (en promedio 5,3 MW)

4. Macroconsult anticipa que el estrés hidrológico de los años 2022 y 2023 caracterizado por un periodo de sequía y baja producción hidroeléctrica (falta de lluvias) que llevó al sistema a depender de fuentes de generación costosas como el diesel será poco probable que este escenario se repita en los próximos dos años; más bien, se esperaría que para el año 2024 la hidrología recupere su nivel.

En relación a la hidrología, se ha considerado hidrologías promedio que permitan asemejar el despacho de las unidades hidroeléctricas a lo realmente ejecutado en años anteriores. En el cuadro siguiente se muestra la generación hidroeléctrica proyectada para los años 2024 y 2025 en época de estiaje, siendo estos resultados aproximados a lo realmente ejecutado durante los años anteriores.

**Despacho de generación hidroeléctrica 2024-2025**

Año	Mes	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA (GWH)
2024	Enero	2883,52098
	Febrero	2765,39346
	Marzo	2763,42929
	Abril	2676,8723
	Mayo	2254,29708
	Junio	1846,41597
	Julio	1892,84602
	Agosto	1936,46691
	Setiembre	1947,23985
	Octubre	2073,45124
	Noviembre	2333,374
	Diciembre	2640,96618

Año	Mes	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA (GWH)
2025	Enero	2950,20376
	Febrero	2752,57334
	Marzo	2883,66898
	Abril	2706,92894
	Mayo	2330,66991
	Junio	1840,49302
	Julio	1850,99231
	Agosto	1920,18201
	Setiembre	1892,8968
	Octubre	2042,35557
	Noviembre	2346,06304
	Diciembre	2825,49465

5. La simulación realizada por Macroconsult revela para los próximos años un aumento significativo en la contribución de los Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (RER) al mix energético del SEIN y una recuperación hidrológica, en orden del 12%.

En relación a los recursos energéticos renovables, se han considerado perfiles promedio que reflejan lo ejecutado en años anteriores y para los proyectos a ingresar en 2024 y 2025 se han considerado perfiles similares a las centrales existentes próximas a su ubicación geográfica. De igual forma, en el cuadro siguiente se aprecia el incremento en producción de energía renovable no convencional para los años 2024 y 2025, debido principalmente al ingreso de nuevos proyectos.

**Despacho de generación RER no convencional 2024-2025**

Año	Mes	RENOVABLE NO CONVENCIONAL (GWH)
2024	Enero	573,72711
	Febrero	485,38024
	Marzo	615,56195
	Abril	623,51844
	Mayo	681,6936
	Junio	615,46921
	Julio	622,94369
	Agosto	589,48303
	Setiembre	660,78164
	Octubre	740,17023
	Noviembre	736,54195
	Diciembre	755,78592
2025	Enero	764,14061
	Febrero	607,0321
	Marzo	730,30003

Año	Mes	RENOVABLE NO CONVENCIONAL (GWH)
	Abril	752,91367
	Mayo	745,9005
	Junio	669,33019
	Julio	741,01226
	Agosto	716,68328
	Setiembre	804,79356
	Octubre	891,55764
	Noviembre	931,58726
	Diciembre	975,75081

\* Las Centrales Hidroeléctricas ingresadas bajo el D.L. N° 1002 son consideradas RER no convencionales.

- Con lo antes señalado, se procedió a calcular el consumo de gas para las unidades de la Central Santa Rosa, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

#### Consumo de Gas Natural (Miles de m3)

Fecha	Ene-24	Feb-24	Mar-24	Abr-24	May-24	Jun-24	Jul-24	Ago-24	Set-24	Oct-24	Nov-24	Dic-24
UT15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,77	0,00	129,66	60,23
UT16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,42
TG7	0,00	0,00	86,01	0,00	264,16	433,29	447,73	447,73	433,29	447,73	433,29	491,06

Fecha	Ene-25	Feb-25	Mar-25	Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Set-25	Oct-25	Nov-25	Dic-25
UT15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	195,32	201,84	220,01	233,24	403,67	540,46	68,18
UT16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,87	0,00	0,00	376,06	66,43
TG7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	433,29	1050,43	1413,75	1545,35	1267,83	2899,22	618,66