Estudio Técnico y Económico para la determinación de las Tarifas en Barra Mayo 2025 – Abril 2026

Informe Final (14-11-2024)

SUBCOMITÉ DE GENERADORES

Contenido

Capítulo 1.- Antecedentes 7

Capítulo 2.- Alcances y Cronograma del Estudio 8

Capítulo 3.- Metodología para determinar el precio básico de energía y potencia 9

3.1 Proyección de la demanda 9

3.1.1 Demanda Vegetativa 9

3.1.2 Demanda Expansiva 10

3.2 Programa de obras de generación y transmisión 11

3.3 Capacidad de líneas de transmisión y Capacidad del Ducto de Gas 13

3.4 Precio Básico de Energía 13

3.5 Precio Básico de Potencia 13

3.6 Cálculo de los precios en barra 14

Capítulo 4.- Análisis de la evolución de la Demanda 15

4.1 Demanda de Energía 15

4.2 Demanda de Potencia 16

4.3 Análisis de Consumo 17

4.4 Metodología para el cálculo de la Demanda 19

Capítulo 5.- Proyección de la Demanda Vegetativa 20

5.1 Demanda vegetativa (carga regulada) 20

5.2 Modelo econométrico 24

5.3 Resultados 25

5.4 Demanda de cargas especiales 27

5.5 Proyectos Nuevos y Ampliaciones del Sector Minería 31

5.6 Proyección de Demanda de Energía y Potencia del SEIN 33

5.7 Factores de distribución de demanda 34

Capítulo 6.- Programa de Obras 36

6.1 Parque de Generación 36

6.2 Programa de obras de generación del 2024 al 2027 38

Capítulo 7.- Costos Variables 41

Capítulo 8.- Hidrología 51

Capítulo 9.- Restricciones consideradas en la simulación 52

Capítulo 10.- Despacho de Generación y Costos Marginales 59

Capítulo 11.- Precio básico de energía 64

Capítulo 12.- Precio básico de potencia 66

Capítulo 13.- Cálculo del Precio en Barra 81

Índice de tablas

Cuadro 1 – Variación mensual de la energía (GW.h) de los últimos 4 años. 15
Cuadro 2 – Variación acumulada a setiembre de cada año. 16
Cuadro 3 – Potencia Mensual en (MW) de los últimos 4 años. 16
Cuadro 4 – Variación mensual de Cargas Especiales (GW.h) de los últimos 2 años 17
Cuadro 5 – Variación en el mes de Marzo de Cargas Especiales (GW.h) de los últimos 2 años. 17
Cuadro 6 – Variación en el mes de Marzo de Cargas Especiales que No Crecieron (GW.h) últimos 2 años. 18
Cuadro 7 – Variación mensual de Demanda vegetativa (GW.h) últimos 2 años. 18
Cuadro 8 – Proyección de la tasa del PBI (%) 20
Cuadro 9 – Proyección de la tasa del PBI (%) 20
Cuadro 10 – Evolución de la actividad productiva (PBI) variación % mensual respecto a mes del año anterior. 21
Cuadro 11 – Proyección del número de habitantes. 22
Cuadro 12 – Análisis de los resultados del crecimiento poblacional. 23
Cuadro 13 – Tarifa para el año 2023 23
Cuadro 14 – Tarifa en el primer trimestre de año 2024 23
Cuadro 15 – resultados del modelo econométrico. 25
Cuadro 16 – Cargas Especiales en GW.h (Requerimiento de energía de cargas especiales 2024-2027 (GW.h-año)) 28
Cuadro 17 - Cargas Especiales en MW (Requerimiento de potencia de cargas especiales 2024-2027 (MW-año)) 30
Cuadro 18. -Evolución de la energía de cargas especiales en GW.h 30
Cuadro 19. -Evolución de la potencia de cargas especiales en MW 30
Cuadro 20. Proyectos Mineros con fechas de ingreso en el periodo comprendido del (2024-2029) 31
Cuadro 21. Demanda de energía por años de nuevos proyectos y/o ampliaciones en GW.h. 32
Cuadro 22. Demanda de potencia por años de nuevos proyectos y/o ampliaciones en MW. 32
Cuadro 23. Demanda total que entra al Perseo mediante archivo SINAC.dem proyectada para los años de estudio en GW.h 33
Cuadro 24. Generación total del SEIN para los años de estudio 33
Cuadro 25. Evolución de la demanda de energía y su proyección en GW.h. 33
Cuadro 26. Evolución de la demanda y su proyección en MW. 34
Cuadro 27. Resumen de la proyección de demanda energía y potencia. 34
Cuadro 28 – *Centrales hidroeléctricas operando en el SEIN a setiembre de 2024* 37
Cuadro 29 –*Centrales termoeléctricas operando en el SEIN a setiembre de 2024* 38
Cuadro 30 –*Centrales que usan recursos energéticos renovables no convencional y de cogeneración operando en el SEIN a setiembre de 2024* 38
Cuadro 31 –*Programa de obras de generación* 39
Cuadro 32 –*Potencia anual del Programa de obras de generación* 39
Cuadro 33 –*Plan de Obras de Transmisión.* 40
Cuadro 34 –*Precios internos Petroperú (A partir del 4/10/2024- Lista de precios 49-2024) sin impuestos* 42
Cuadro 35 –*Precios de la Amazonía* 42
Cuadro 36 –*Precios Ponderados publicados por OSINERGMIN (actualizado al 30 de setiembre de 2024)* 43
Cuadro 37 –*Precios Ponderados de la Amazonia* 43
Cuadro 38 – *Indicadores WPU1191 y WPU05* 44

Cuadro 39 – *Precio en Boca de Pozo gas de Camisea*....45
Cuadro 40 – *Indicador WPSFD4131*....45
Cuadro 41 – *Precio en Transporte gas de Camisea*....46
Cuadro 42 – *Precio en Distribución gas de Camisea*....46
Cuadro 43 – *Precio total gas de Camisea*....46
Cuadro 44 – *Costo de gas natural para los diferentes generadores termoeléctricos a setiembre de 2023*....48
Cuadro 45 – *Valor del canon de agua*....49
Cuadro 46 – *Costos Variables totales por Centrales Térmicas*....50
Cuadro 47 – *Reserva Asignada a Subir total por RSF – Estudios COES*....52
Cuadro 48 – *Reserva Asignada a Subir total por RSF – Ejecutada enero a setiembre 2024*....53
Cuadro 49 – *Reserva Asignada a Subir total por RSF – Proyectada años 2026 y 2027*....55
Cuadro 50 – *Programa de intervenciones de equipos de generación.*....56
Cuadro 51 – *Precio Básico de Energía.*....64
Cuadro 52 – *Participación de la energía.*....64
Cuadro 53 – Coeficientes de actualización del precio básico de Energía.....64
Cuadro 54 –*Parámetros generales para el cálculo básico de potencia*....67
Cuadro 55 –*Turbinas de gas usadas para determinar la capacidad ISO y el precio FOB de la turbina de la central de punta. Fuente: Gas Turbine World 2024 handbook*....68
Cuadro 56 –Costo de adquisición de terreno....71
Cuadro 57 –Costo de gestiones de adquisición de terreno....71
Cuadro 58 –Fecha de inicio de pruebas....72
Cuadro 59 –Tiempo de pruebas. Fuente: Reporte de medidores del COES....72
Cuadro 60 –Valores del cálculo de costo de adquisición de combustible....73
Cuadro 61 –Factores de ajuste en M.E y M.N....73
Cuadro 62 –Costo de la inversión total de la central termoeléctrica....74
Cuadro 63 –Inversión de la conexión eléctrica....74
Cuadro 64 –Factores de ajuste en M.E y M.N....75
Cuadro 65 –Costo de la inversión de la conexión eléctrica....75
Cuadro 66 –Anualidad de inversión de la central térmica....75
Cuadro 67 –Anualidad de la inversión de conexión eléctrica....75
Cuadro 68 –Costo fijo de personal....76
Cuadro 69 –Tabla de frecuencia de mantenimiento....77
Cuadro 70 –Costo fijo anual de operación y mantenimiento....79
Cuadro 71 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-año.....79
Cuadro 72 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-mes....79
Cuadro 73 – Comparación de precio ponderado de licitación vs precio de energía teórica.....81
Cuadro 74 – Precio Básico de Energía con factor de reajuste....81
Cuadro 75 – Clasificación de revisión.....87
Cuadro 76 – Factores de Carga (Grupo 1).....88
Cuadro 77 – Factores de Carga (Grupo 1).....88
Cuadro 78 – Factores de Carga (Grupo 2).....88
Cuadro 79 – Factores de Carga (Grupo 2).....89
Cuadro 80 – Factores de Carga (Grupo 3).....90
Cuadro 81 – Factores de Carga (Grupo 4).....91
Cuadro 82 – Consumo de Minera Antapaccay.....93
Cuadro 83 – Potencia máxima de Minera Antapacay.....93
Cuadro 84 – Consumo Aris Industrial....94

Cuadro 85 – Potencia máxima Aris Industrial....94
Cuadro 86 – Considerando en Fijaciones de Tarifas en Barra anteriores....96
Cuadro 87 –Información hidrológica considerada para el año 2024....98
Cuadro 88 – Hidrologías consideradas en propuesta alternativa....98
Cuadro 89 – Restricciones en disponibilidad de gas natural – centrales que usan gas de Camisea ...99
Cuadro 90 – Precio Básico de Energía....106
Cuadro 91 – Participación de la energía....106
Cuadro 92 – Precios licitados por Osinergmin actualizado a octubre de 2024....107
Cuadro 93 – Comparación de precio ponderado de licitación vs precio de energía teórica....107
Cuadro 94 – Precio Básico de Energía con factor de reajuste....107
Cuadro 95 –*Parámetros generales para el cálculo básico de potencia*....126
Cuadro 96 – *Especificaciones Técnicas de los modelos de turbinas simulados en GT-Pro.*....129
Cuadro 97 –*Turbinas de gas usadas para determinar la capacidad ISO y el precio FOB de la turbina de la central de punta. Fuente: GT-Pro de Siemens Energy*....129
Cuadro 98 –Resumen de los costos de inversión total del dueño/proyecto.....130
Cuadro 99 –Costo de la inversión total de la central termoeléctrica a partir de los resultados de GT-Pro....131
Cuadro 100 – Costo de la inversión de la conexión eléctrica a partir de los resultados de GT-Pro ..131
Cuadro 101 –Anualidad de inversión de la central térmica....131
Cuadro 102 –Anualidad de la inversión de conexión eléctrica.....132
Cuadro 103 –Costo fijo anual de operación y mantenimiento.....132
Cuadro 104 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-año del segundo escenario.....132
Cuadro 105 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-mes a partir de GT-Pro.....132
Cuadro 106 –Comparación de los modelos SGT6-5000F y SGT6-2000E según el software GT-Pro y la revista GTW....133
Cuadro 107 –Comparación de la inversión de la central termoeléctrica de la propuesta SCG y bajo el escenario completo del GT-Pro.....135
Cuadro 108 –Comparación de costos de inversión para la conexión eléctrica entre la propuesta SCG y el software GT-Pro.....136

Índice de Gráfico

Gráfico 1-Cronograma de presentaciones e informes. ..... **¡Error! Marcador no definido.**
Gráfico 2-Criterio y Evaluación para la demanda....10
Gráfico 3- Probabilidad de Desarrollo....10
Gráfico 4- Proyección de la demanda del periodo 2024 – 2027....11
Gráfico 5- Criterio y Evaluación de los Nuevos Proyectos....13
Gráfico 6- Variación mensual de la demanda de energía año 2024 respecto al mismo mes del año 2023....15
Gráfico 7- Potencia Máxima Mensual (2024 – 2023).....16
Gráfico 8- Consumo de energía de Carga Vegetativa (GW.h).....19
Gráfico 9- Evolución de las proyecciones del PBI....22
Gráfico 10- Resultado de Proyecciones....26
Gráfico 11- Potencia acumulada del Programa de obras de generación....40
Gráfico 12- Indicador WPU1191....44
Gráfico 13- Indicador WPU05....44
Gráfico 14- Indicador WPSFD4131....45

Gráfico 15- Reserva Asignada a Subir total por RSF – Ejecutada enero a setiembre 2024.....53
Gráfico 16- Reserva Asignada a Subir total por RSF – Proyectada de octubre 2024 a diciembre 2025.....54
Gráfico 17- Producción de energía anual por tipo de tecnología.....59
Gráfico 18- Producción de energía mensual por tipo de tecnología.....60
Gráfico 19- Demanda abastecida con centrales térmicas vs capacidad de generación disponible de centrales eficientes – Horas Punta.....61
Gráfico 20- Costo Marginal Santa Rosa 220 kV.....62
Gráfico 21- Costo Marginal Piura 220 kV.....62
Gráfico 22- Costo Marginal Socabaya 220 kV.....63
Gráfico 23- Cálculo del FCNC de Mantenimiento para Turbogases......78
Gráfico 24- Determinación de la Demanda.....84
Gráfico 25- Metodología de Cálculo.....84
Gráfico 26- Energía Determinada.....85
Gráfico 27- Diagrama de Carga promedio Mercado Libre – diciembre 2023 y 2022.....86
Gráfico 28- Producción de energía anual por tipo de tecnología.....100
Gráfico 29- Producción de energía mensual por tipo de tecnología.....101
Gráfico 30- Demanda abastecida con centrales térmicas vs capacidad de generación disponible de centrales eficientes – Horas Punta.....103
Gráfico 31- Costo Marginal Santa Rosa 220 kV – Propuesta Alternativa.....104
Gráfico 32- Costo Marginal Piura 220 kV – Propuesta Alternativa.....104
Gráfico 33- Costo Marginal Socabaya 220 kV – Propuesta Alternativa.....105
Gráfico 34- Comparativo Costo Marginal Santa Rosa 220 kV – Propuesta Alternativa vs Caso Base.....106
Gráfico 35- Resultados del Precio Básico de Potencia de la Propuesta SCG y bajo el escenario completo de GT-Pro.....134
Gráfico 36- Resultados del Precio Básico de Potencia de Propuesta SCG y bajo el escenario completo de GT-Pro.....134

Capítulo 1.- Antecedentes

M&D Consultores S.R.L. (en adelante, M&D) fue designada por el Sub-Comité de Generadores del COES-SINAC (en adelante, SCG) como empresa consultora encargada de elaborar el estudio de Fijación de Tarifas en Barra para el período mayo 2025 - abril 2026 (en adelante, el Estudio), presentarla en audiencia pública y subsanar las eventuales observaciones que realice OSINERGMIN, tomando en cuenta las Leyes, Reglamentos, Decretos de Urgencia y procedimientos que regulan los Estudios Tarifarios.

Sobre la metodología a emplear en este estudio, se tomará en cuenta lo establecido en el artículo 47° inciso b) del Decreto Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas", en concordancia con la Ley N° 28447, "Ley que modifica el Decreto Ley N° 25844", el cual establece:

- Que el periodo de estudio de la proyección de demanda comprenderá los próximos veinticuatro (24) meses y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año.
- Se considerará como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de los datos históricos de las transacciones del último año.
- Que, para determinar el precio básico de la energía, será por bloques horarios para el periodo de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.

A continuación, se presenta el Informe Final Fijación de Tarifa en Barra que está dirigido a OSINERGMIN y ha sido elaborado por el Sub-Comité Técnico de Generadores (SCG).

Capítulo 2.- Alcances y Cronograma del Estudio

2.1 Alcances del estudio del Informe Final

Los alcances que contemplan el Informe Final son los siguientes:

1. Análisis y proyección de la demanda con información a septiembre de 2024.
2. Programa de obras de generación con información a septiembre.
3. Modelamiento del SEIN en Perseo.
4. Elaboración de sensibilidades del precio de energía.
5. Determinación del precio básico de potencia.
6. Análisis de los costos de inversión de otras fuentes.

2.2 Cronograma de actividades

Dado que a la fecha de hoy 14 de noviembre no ha sido publicado por Osinergmin, el SCG presentará el informe final el 14 de noviembre del presente teniendo en cuenta que, según normativa, el plazo máximo a presentar es el 15 de noviembre de cada año.

Capítulo 3.- Metodología para determinar el precio básico de energía y potencia

El Precio Básico de Energía se determina utilizando el modelo matemático de optimización y simulación de la operación de sistemas eléctricos denominado PERSEO.

El Precio Básico de la Potencia en Punta, de acuerdo con el mandato de los literales e) y f) del artículo 47° de la LCE, corresponde a los costos unitarios de inversión y costos fijos de operación de la unidad de generación más adecuada para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual, incluida su conexión al sistema de transmisión. Dicho precio ha sido determinado conforme a lo dispuesto por el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

En este informe se presentarán las principales premisas y metodología para la determinación de las tarifas en barra, relacionados con:

1. Proyección de la demanda.
2. Programa de obras de generación.
3. Datos de la revista *Gas Turbine World* (GTW) 2024.

3.1 Proyección de la demanda

La demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en adelante SEIN, tiene dos principales componentes: a) la demanda vegetativa y b) la demanda expansiva; las mismas que se segmentan en:

(i) Demanda vegetativa denominada en las hojas de cálculo **"ventas de energía".**
(ii) Demanda de grandes clientes libres **(cargas especiales)**.
(iii) **Nuevos proyectos**.

Sobre ello precisamos:

3.1.1 Demanda Vegetativa

La demanda vegetativa del SEIN está conformada por el consumo histórico de los sectores residencial, comercial, servicios y pequeña-mediana industria.

Las instalaciones de la demanda comercial y de mediana industria están asociadas a las redes de distribución en media tensión.

El crecimiento de esta demanda depende de la evolución económica del país; es por ello, que dichos consumos se proyectan mediante un modelo econométrico, en el cual se correlaciona la demanda con la variación anual del PBI, crecimiento poblacional y la tarifa de energía de los clientes libre como regulados.

Para esta proyección, se insertarán ecuaciones en el modelo E-Views que reflejen dicha correlación. Cabe indicar que el principal input para este modelo será la variación del PBI.

3.1.2 Demanda Expansiva

Por su parte, la demanda expansiva está dada por la demanda de **cargas especiales** y **nuevos proyectos.** Sobre la demanda Minera, M&D Consultores en alianza con Valor Compartido Consultores ha desarrollado un estudio de los proyectos mineros (**nuevos proyectos**) que se incorporarán en los próximos 5 años. Cabe indicar que la empresa Valor Compartido es una empresa especializada en minería.
Esta revisión se encuentra en el **Anexo 3** del presente informe.

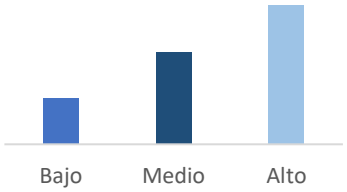
Para el caso de las **cargas especiales**, se ha utilizado la información que es extraída de las fichas de los proyectos brindados por los clientes libres al SCG, y cuya fecha de entrada y factor de carga serán ajustados de acuerdo con la información pública disponible sobre el estado actual de dichos proyectos.

	Criterio	Evaluación
Proyecto Minero	▶ Etapa	Greenfield Factibilidad Construcción ✓
	▶ EIA	Sin EIA En proceso Aprobado ✓
	▶ Riesgo Social	Alto Medio Bajo ✓

Gráfico 1-Criterio y Evaluación para la demanda

Sobre esta evaluación se le asignó una probabilidad de desarrollo según el siguiente gráfico:

Probabilidad de Desarrollo



- Bajo ⇒ Posibilidad de no desarrollo.
- Medio ⇒ Posible desarrollo dentro del período del estudio.
- Alto ⇒ Desarrollo del proyecto dentro del período del estudio

Gráfico 2- Probabilidad de Desarrollo

- Para la estimación de la demanda total del SEIN, también se tomarán en cuenta las pérdidas de transmisión, así como las pérdidas a nivel de transformación de tensión y distribución.
- Las pérdidas de transmisión se obtienen del informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las empresas de electricidad al cuarto trimestre del 2024". A la fecha se tiene disponible el último informe del año 2023.
- Las pérdidas a nivel de transformación de tensión y distribución se obtienen con la información del "BALANCE DE ENERGÍA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN AL CUARTO TRIMESTRE 2024" cuando se tenga disponible y estimar los porcentajes de pérdidas de distribución. A la fecha se tiene disponible el último informe del año 2023.

Para la proyección de la demanda del período de 2024 – 2027 se empleará un Modelo de Corrección de Errores (MCE), tiendo en cuenta la siguiente metodología:

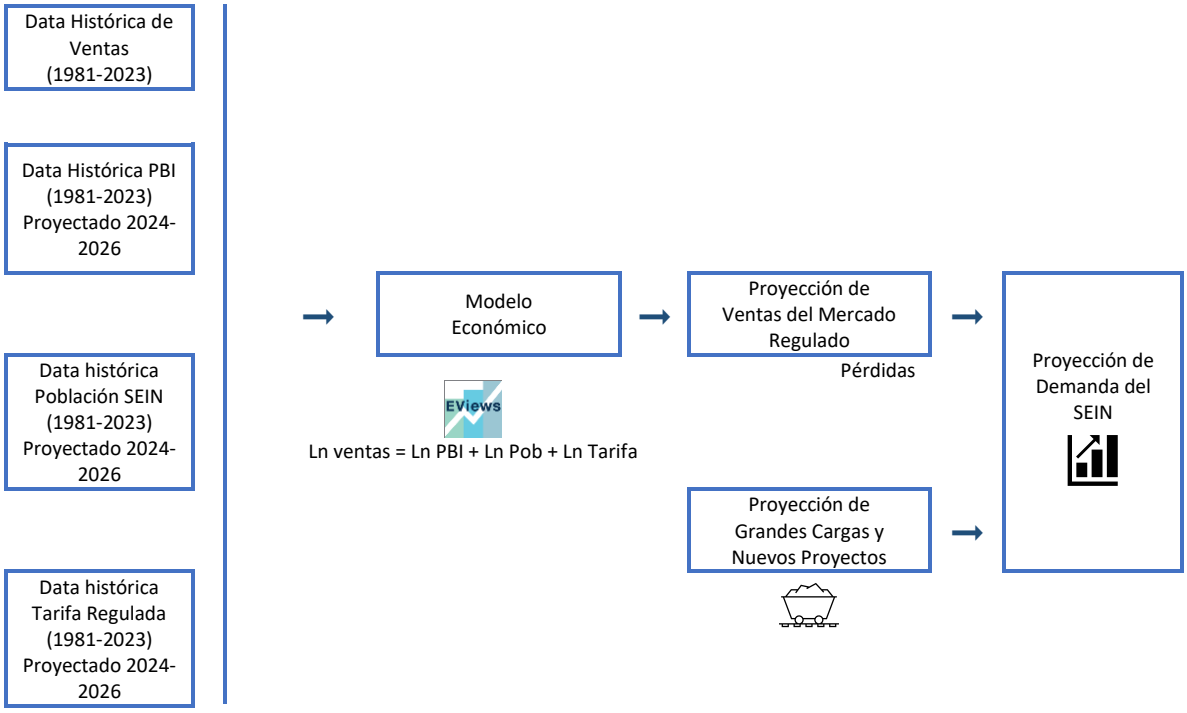


Gráfico 3- Proyección de la demanda del periodo 2024 – 2027

3.2 Programa de obras de generación y transmisión

El programa de obras está conformado por los equipos de generación y transmisión que tienen mayor factor de probabilidad de desarrollo, indicando sus fechas estimadas de inicio de operación comercial, ello dentro del período del estudio a que se refiere el literal b del artículo 47° de la LCE.

La metodología seguida para determinar el programa de obras para el estudio ha sido la siguiente:

- Se consideran los proyectos que se encuentran en construcción según las fechas de ingreso en operación, confirmadas por las propias empresas. Además de ello, se ha tomado como principales fuentes de información a:

  a) Cartera de Proyectos de Inversión Minera del Ministerio de Energía y Minas (2024).

  b) Comunicaciones oficiales de las empresas dueñas de los proyectos mineros que consideramos pueden empezar su operación en los próximos 5 años.

  c) Publicaciones, programas televisivos y portales web especializados del sector minero:

    - Instituciones nacionales: Instituto de Ingenieros de Minas del Perú (IIMP), y Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE).
    - Programas televisivos nacionales: Rumbo Minero y Tierra Adentro.
    - Portales web: Energiminas y Proactivo.
    - Prensa internacional: Agencias de noticias.

  d) Proyección de los dos últimos años elaborada por M&D Consultores.

  e) Revisión de la legislación en el marco de los procedimientos mineros.

- Es importante precisar que para que sea ingresado un proyecto de generación al modelo Perseo se tiene que contar con una ficha técnica o un correo avalado por la empresa de generación.
- Otra fuente información es el Plan de Mediano Plazo del COES de setiembre de 2024, o el último publicado al momento de realizar dicha estimación.
- Se ha excluido los proyectos de generación que se encuentran en un proceso de arbitraje contra el Estado, debido a la poca predictibilidad del inicio de construcción de los mismos.
- Se considerarán otros proyectos del sector privado, sobre la base de lo contemplado en el Plan de Transmisión y la información alcanzada por las empresas responsables de los proyectos involucrados. Analizando la factibilidad de su entrada en operación en el período de estudio en cada caso.

Asimismo, los nuevos proyectos serán cuidadosamente seleccionados a partir de una evaluación objetiva que valore el grado de certidumbre en su implementación, tales como: el avance del proyecto, estudios ambientales, estado de la concesión o autorización, la existencia de contratos de suministro que viabilicen financieramente el proyecto, el sponsor o inversionistas, eventuales controversias, riesgos socioambientales, entre otros.

Nuevos Proyectos	Criterio	Evaluación
	▶ Nivel de Avance ▶ EIA ▶ PPA ▶ Riesgo Social ▶ Concesión ▶ Sponsor	▶ Alto ▶ Medio ▶ Bajo

Gráfico 4- Criterio y Evaluación de los Nuevos Proyectos

Con esta información se estima qué proyectos son más factibles de entrar en operación comercial en el período de evaluación.

3.3 Capacidad de líneas de transmisión y Capacidad del Ducto de Gas

En principio se tomarán en cuenta las restricciones que originarán los proyectos de transmisión, especialmente aquellos derivados de las adendas suscritas entre el MINEM y REP.

En lo referente a los límites de capacidad de ducto de gas, se modelarán las restricciones de transmisión de gas natural que afecten la operación a plena carga de las centrales térmicas.

Se realizará un análisis de sensibilidad que considere el modelamiento de la operación de las centrales que operan con el gas de Camisea con las capacidades contratadas por cada Empresa Generadora, a diferencia del modelamiento que ha venido utilizando en las Fijación de Tarifas anteriores en las cuales se considera la disponibilidad plena de gas a través del ducto y distribuida según un despacho económico sin restricciones de capacidades contratadas. En el modelamiento, se considerará también los mantenimientos en el ducto que hayan limitado el normal abastecimiento de gas, así como el plan de mantenimiento de ducto dentro del plazo simulado.

3.4 Precio Básico de Energía

Se calculará conforme a lo estipulado en el literal d) del artículo 47° de la LCE y el artículo 125° de su Reglamento.

3.5 Precio Básico de Potencia

Para el cálculo del precio básico de la potencia, de acuerdo con el artículo 47° literal e) de la LCE, se determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia al SEIN y se calculó la anualidad de la inversión con una tasa de actualización del 12%. Asimismo, se siguió lo indicado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado por la Resolución OSINERGMIN Nº 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

Los costos asociados para la operación de una central de punta son los siguientes:

- El costo del equipo, incluyendo su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le son aplicables.
- Costos de pruebas y puesta en marcha.
- El costo de instalación y conexión al sistema.
- El costo fijo de personal.
- El costo fijo de mantenimiento.
- Costo de la adquisición del terreno y los costos asociados a la gestión de este.

Para el cálculo se han considerado todos los tributos aplicables que no generan crédito fiscal.

De ello, la anualidad de la inversión se calculó multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con una tasa de actualización del 12% y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para los equipos de conexión.

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN (MRFO), se fijan en 4.18% y 21.41% respectivamente, de acuerdo con la Resolución del OSINERGMIN N° 199-2020-OS/CD.

3.6 Cálculo de los precios en barra

Se comparará el precio teórico con el precio promedio ponderado de las licitaciones, de acuerdo con lo establecido en el "Procedimiento para Comparación de Precios Regulados" que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD. Si este precio teórico difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones, se tendrá que aplicar un Factor de Ajuste a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de ±10% exigido por la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Capítulo 4.- Análisis de la evolución de la Demanda

4.1 Demanda de Energía

A continuación, se presenta un cuadro que muestra las variaciones mensuales en el consumo de energía con respecto al año anterior en los últimos años.

Estas variaciones reflejan un crecimiento sostenido en los últimos 2 años después de la pandemia, con una variación del 4%. Sin embargo, en los últimos nueve meses del 2024 el crecimiento de la energía se ha ralentizado con una variación acumulada del 2.6%, se destaca que el mes enero alcanzó el mayor consumo mensual de energía del año 2024, registrando un total de 5,076 GW.h.

Mes	2021	2022	2023	2024	Variación 2022/2021	Variación 2023/2022	Variación 2024/2023
Enero	4,557	4,684	4,891	5,076	2.8%	4.4%	3.8%
Febrero	4,154	4,321	4,526	4,905	4.0%	4.7%	8.4%
Marzo	4,619	4,719	5,106	5,066	2.2%	8.2%	-0.8%
Abril	4,331	4,435	4,830	4,940	2.4%	8.9%	2.3%
Mayo	4,546	4,605	4,896	4,982	1.3%	6.3%	1.8%
Junio	4,446	4,555	4,773	4,776	2.5%	4.8%	0.1%
Julio	4,486	4,702	4,814	4,981	4.8%	2.4%	3.5%
Agosto	4,580	4,717	4,908	5,057	3.0%	4.0%	3.0%
Setiembre	4,468	4,687	4,826	4,923	4.9%	3.0%	2.0%
Octubre	4,619	4,847	4,962	-	4.9%	2.4%	-
Noviembre	4,537	4,832	4,831	-	6.5%	0.0%	-
Diciembre	4,691	5,013	5,029	-	6.9%	0.3%	-
Total Anual	**54,034**	**56,117**	**58,392**	**44,706**	**3.85%**	**4.05%**	**2.61%**

Cuadro 1 – Variación mensual de la energía (GW.h) de los últimos 4 años.
Fuente: Informes mensual de Operación del COES.
Nota: Los valores energía representa la producción considerando las importaciones y exportaciones.

En el siguiente gráfico se puede observar que la variación mensual de la demanda de energía a setiembre de 2024.

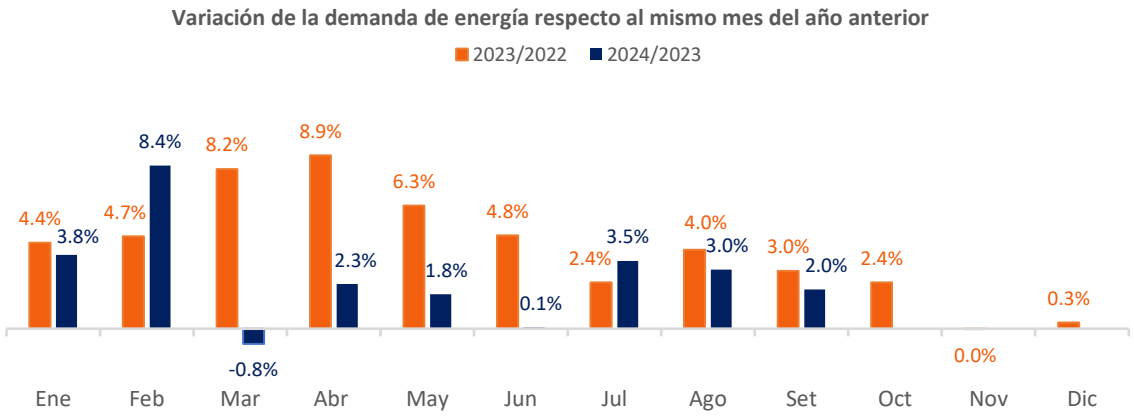


Gráfico 5- Variación mensual de la demanda de energía año 2024 respecto al mismo mes del año 2023
Fuente: Informes mensual de Operación del COES.

Período	Energía Acumulada (GW.h)	Variación (%)
Enero – Setiembre 2022	41,425	
Enero – Setiembre 2023	43,570	5.2%
Enero – Setiembre 2024	44,706	2.6%

Cuadro 2 – Variación acumulada a setiembre de cada año.
Fuente: Informes mensual de Operación del COES.

4.2 Demanda de Potencia

En lo que respecta a la potencia mensual, el valor máximo registrado fue de 7,762 MW, alcanzado durante el mes de febrero del 2024.

Mes	2021	2022	2023	2024	Variación 2022/2021	Variación 2023/2022	Variación 2024/2023
Enero	6,910	7,070	7,294	7,633	2.3%	3.2%	4.6%
Febrero	6,778	7,147	7,397	**7,762**	5.4%	3.5%	4.9%
Marzo	6,833	7,065	7,583	7,550	3.4%	7.3%	-0.4%
Abril	6,809	7,024	7,606	7,548	3.2%	8.3%	-0.8%
Mayo	6,870	6,961	7,343	7,431	1.3%	5.5%	1.2%
Junio	6,904	7,070	7,315	7,347	2.4%	3.5%	0.4%
Julio	6,856	7,114	7,280	7,417	3.8%	2.3%	1.9%
Agosto	6,928	7,076	7,290	7,447	2.1%	3.0%	2.2%
Setiembre	6,905	7,315	7,374	7,581	5.9%	0.8%	2.8%
Octubre	6,973	7,309	7,354	-	4.8%	0.6%	-
Noviembre	7,079	7,427	7,489	-	4.9%	0.8%	-
Diciembre	7,173	7,467	7,545	-	4.1%	1.0%	-
Valor Máximo	**7,173**	**7,467**	**7,606**	**7,762**	**4.1%**	**1.9%**	**2.1%**

Cuadro 3 – Potencia Mensual en (MW) de los últimos 4 años.
Fuente: Informes mensual de Operación del COES.
Nota: La potencia máxima registrada corresponde solo a la demanda en HP.

En el siguiente gráfico se puede observar que la variación mensual de la demanda de potencia está mostrando una recuperación moderada, teniendo como referencia el mismo mes del año 2023:

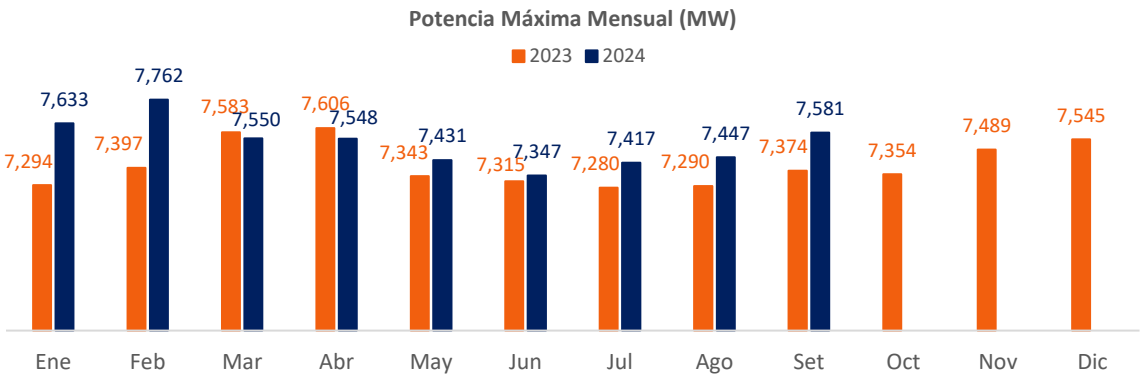


Gráfico 6- Potencia Máxima Mensual (2024 – 2023).
Fuente: Informes mensual de Operación del COES
Nota: La potencia máxima registrada corresponde solo a la demanda en HP.

4.3 Análisis de Consumo

Se ha realizado un análisis de desagregación de la demanda mensual de energía entre cargas especiales y demanda vegetativa para los años 2023 y 2024.

Cargas Especiales

En cuanto a las cargas especiales, la máxima variación se ha registrado en el mes de febrero alcanzando una demanda de energía de 1,669 GW.h en el año 2024 frente a los 1473 GW.h obtenidos en el año 2023, originando una diferencia de 196 GW.h, ver siguiente tabla:

Mes	2023	2024	Diferencia (GW.h)	Variación 2024/2023
Enero	1,727	1,727		0.0%
Febrero	1,473	1,669	196	13.3%
Marzo	1,736	1,767		1.8%
Abril	1,652	1,738		5.3%
Mayo	1,701	1,807		6.2%
Junio	1,706	1,760		3.2%
Julio	1,704	1,829		7.3%
Agosto	1,730	1,850		6.9%
Setiembre	1,727	-		-
Octubre	1,791	-		-
Noviembre	1,673	-		-
Diciembre	1,789	-		-

Cuadro 4 – Variación mensual de Cargas Especiales (GW.h) de los últimos 2 años
Fuente: Transferencias del COES

La máxima variación registrada en el mes de febrero, básicamente se dio por un aumento en el consumo de las siguientes cargas especiales, ver siguiente cuadro:

Ítem	Carga Especial	Feb-23	Feb-24	Diferencia (GW.h)
1	Anglo American Quellaveco	52	101	49
2	Xstrata Tintaya (Antapaccay)	50	85	35
3	Cerro Verde - Socabaya - San José	225	253	28
4	Las Bambas MMG	78	103	24
			Total	**136**

Cuadro 5 – Variación en el mes de Marzo de Cargas Especiales (GW.h) de los últimos 2 años.
Fuente: Transferencias del COES.

Es importante mencionar que estás variaciones no fueron a causa de un crecimiento económico o por nuevas ampliaciones sino fueron por consumos atípicos. Por ejemplo, en el caso de la minera Antepacay, en febrero de 2023 tuvo un mantenimiento largo en días el cual no se dio en febrero de

2024. En el caso de la minera Las Bambas, en febrero 2024 no se dio el efecto de la paralización de la mina a inicios del año 2023. En el caso de Angloamerican se debe tener en cuenta que es un proyecto que entra en operación a mediados del 2022 con lo cual empezó a tomar carga.

Cargas Especiales que No Crecieron en Consumo

En el siguiente cuadro se presentan las cargas que tuvieron una mayor reducción en su demanda.

Item	Carga Especial	Feb-23	Feb-24	Diferencia (GW.h)
1	Refinería de Cajamarquilla	111	96	-15
2	Minera Volcan	20	9	-11
3	Corporación Aceros Arequipa	18	9	-9
4	Unión Andina De Cementos (Atocongo)	31	23	-8
5	Unión Andina De Cementos (Condorcocha)	8	3	-5
			Total	**-48**

Cuadro 6 – Variación en el mes de Marzo de Cargas Especiales que No Crecieron (GW.h) últimos 2 años.
Fuente: Transferencias.

Demanda Vegetativa

En cuanto a la Demanda Vegetativa, la máxima variación se ha registrado en el mes de febrero alcanzando una demanda de energía de 3,236 GW.h en el año 2024 frente a los 3,053 GW.h obtenidos en el año 2023. Sin embargo, el máximo valor alcanzado se da en enero de 2024.

Mes	2023	2024	Variación 2024/2023
Enero	3,164	3,349	5.8%
Febrero	3,053	3,236	6.0%
Marzo	3,370	3,299	-2.1%
Abril	3,177	3,202	0.8%
Mayo	3,194	3,175	-0.6%
Junio	3,067	3,016	-1.7%
Julio	3,101	3,152	1.6%
Agosto	3,175	3,207	1.0%
Setiembre	3,099	-	-
Octubre	3,172	-	-
Noviembre	3,149	-	-
Diciembre	3,240	-	-

Cuadro 7 – Variación mensual de Demanda vegetativa (GW.h) últimos 2 años.
Fuente: Transferencias del COES.

En el siguiente gráfico se presenta las variaciones del consumo de energía vegetativa respecto al año 2023.

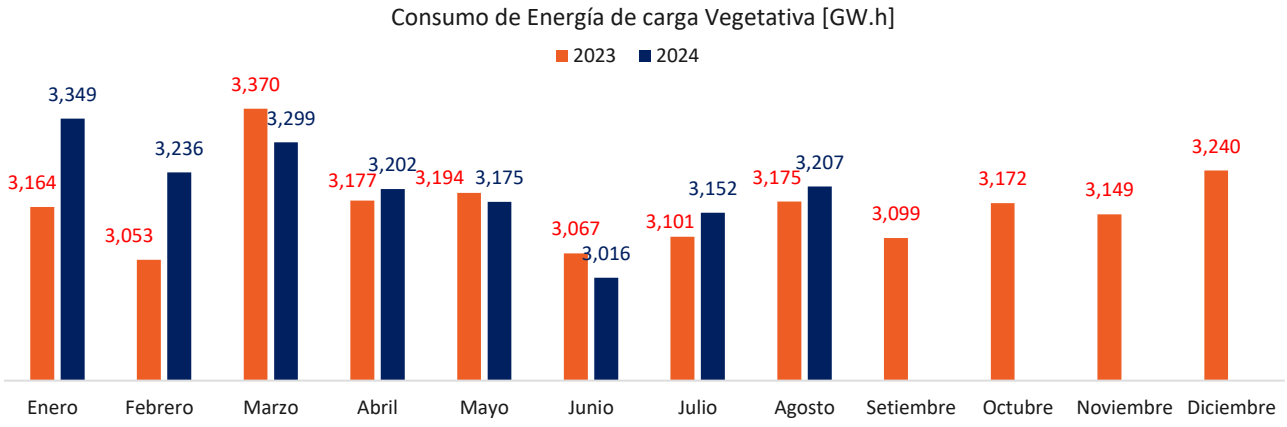


Gráfico 7- Consumo de energía de Carga Vegetativa (GW.h).
Fuente: Transferencias del COES.

4.4 Metodología para el cálculo de la Demanda

Dado que parte de la información de las cargas especiales y nuevos proyectos se encuentran en MW.h y otra parte en MW, es necesario contar con una metodología uniforme que nos permita estimar los factores de carga y de coincidencia a fin de tener la demanda histórica como bases y poder proyectarla.

Esta metodología esta descrita en el **Anexo 1** del presente informe.

Capítulo 5.- Proyección de la Demanda Vegetativa

5.1 Demanda vegetativa (carga regulada)

a) PBI

El Producto Bruto Interno (PBI), dentro del modelo, se comporta como el ingreso económico para la adquisición del bien necesario, considerando que la demanda de energía eléctrica es el bien necesario. Visto de otra manera, el PBI es una variable fundamental que representa la relación directa entre la actividad económica del SEIN, la actividad económica total del país y la actividad económica demanda interconectada.

En ese sentido, se tomará como input la data histórica del PBI (a precios constantes de 2007) de los últimos 39 años. En cuanto a la proyección de esta variable, se ha considerado los valores del BCRP – Analistas Económicos a setiembre del 2024 publicado mensualmente:

Año	Variación PBI %
2024	3.0%
2025	3.0%
2026	3.0%
2027	3.0%

Cuadro 8 – Proyección de la tasa del PBI (%)
Fuente: BCRP – Analistas Económicos (setiembre- 2024)

PBI otras fuentes

Se ha revisado proyecciones publicados por el Ministerio de Economía y Finanzas a través de su Marco Macroeconómico 2025-2028, BCRP-Analistas económicos, Latin Focus Consensus Forecast, JP Morgan, Banco de Crédito del Perú y Macroconsult. Estos valores se presentan en el siguiente gráfico:

Fuente	2024	2025	2026	2027
MEF- MMM 2025-2028 (Ago-24)	3.2%	3.1%	2.9%	3.0%
BCRP Analistas Económicos (Set-24)	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Latin Focus (Set-24)	2.7%	2.8%	2.9%	3.1%
JP Morgan (Set-24)	3.0%	3.0%		
Banco de Crédito del Perú (Set-24)	3.0%	2.8%		
Macroconsult (Ago-24)	2.9%	2.4%		
Máximo	3.2%	3.1%	3.0%	3.1%
Promedio	3.0%	2.9%	2.9%	3.0%
Mínimo	2.7%	2.4%	2.9%	3.0%

Cuadro 9 – Proyección de la tasa del PBI (%)
Fuente: MEF –MMM BCRP- Latin Focus- JP Morgan- BCP- Macroconsult

La proyección del crecimiento del PBI según el Marco Macroeconómico 2025-2028 se ven favorecidos por la recuperación de la demanda interna, impulsada por la inversión en infraestructura y mineros, que permitirá generar empleos e incrementar el consumo privado; además, de la mayor inversión pública asociada a la asignación presupuestal prioritaria, la maduración de carteras de proyectos emblemáticos y la adopción de metodologías eficientes, el crecimiento del PBI estará sostenido.

Respecto a Analistas Económicos del BCRP, actualizado a setiembre del 2024 se estima que la demanda interna será impulsada por la recuperación de las expectativas empresariales, la convergencia de la inflación al rango deseado y la disminución de los costos de financiamiento.

PBI mensual:

Mes	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	3.4%	-1.0%	2.9%	-1.1%	1.5%
Febrero	4.7%	-3.8%	4.8%	-0.6%	3.1%
Marzo	-17.5%	19.8%	3.7%	0.2%	-0.4%
Abril	-39.3%	60.0%	4.0%	0.3%	5.4%
Mayo	-32.7%	48.6%	2.5%	-1.4%	5.2%
Junio	-18.1%	23.5%	3.4%	-0.6%	0.2%
Julio	-11.0%	13.2%	1.8%	-1.3%	4.5%
Agosto	-9.2%	11.9%	2.0%	-0.6%	3.5%
Setiembre	-5.9%	10.0%	2.1%	-1.3%	
Octubre	-3.3%	4.7%	2.3%	-0.8%	
Noviembre	-2.2%	3.5%	2.1%	0.3%	
Diciembre	0.9%	1.8%	1.0%	-0.7%	

Cuadro 10 – Evolución de la actividad productiva (PBI) variación % mensual respecto a mes del año anterior.
Fuente: Indicador mensual de la Producción Nacional (IMPN)

Expectativas de la Economía

A continuación, se muestra la relación de las proyecciones anules del producto bruto interno que ha realizado el BCRP analistas económicos con la revista Latin Focus de manera mensual hasta la fecha de setiembre del 2024. Según gráfico existe una menor diferencia en el último mes de setiembre del 2024 de 0.3%.

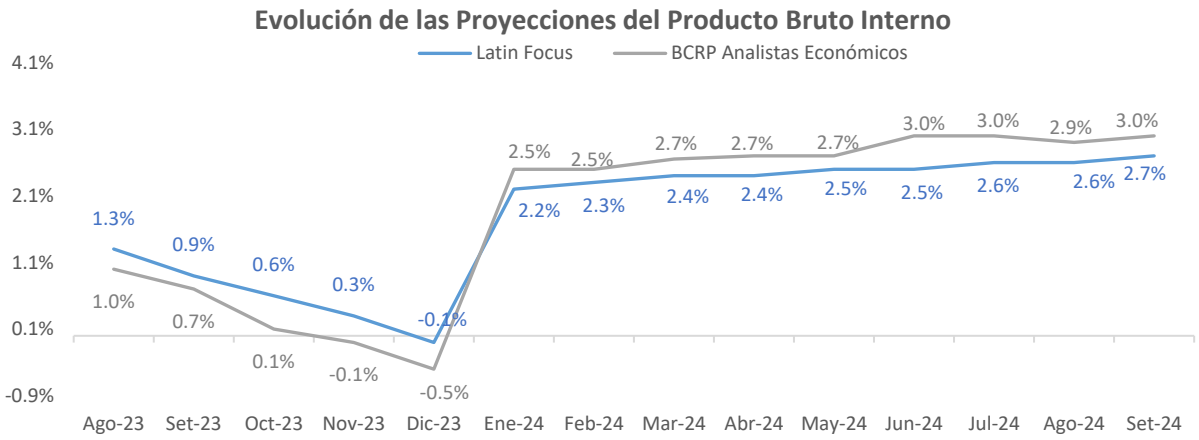


Gráfico 8- Evolución de las proyecciones del PBI.
Fuente: BCRP Analistas Económicos y revista Latin Focus.
Nota: Expectativa del BCRP a setiembre del 2024.

En conclusión, el BCRP incrementó su proyección de crecimiento del PBI para 2024 de 2.5% a 3.0% hasta setiembre, mientras que Latin Focus aumentó de 2.2% a 2.7% en el mismo periodo.

b) Crecimiento población

Como variable explicativa, El crecimiento poblacional (POBLACION), dentro del modelo se comporta como los usuarios que hacen uso del bien necesario, considerando que demanda de energía eléctrica es el bien necesario.

La variable temporal población resulta del tratamiento mecanizado en el tiempo a base de los censos nacionales de 1981 a 2017. Para los años posteriores su crecimiento anual se obtiene aplicando las tasas de crecimiento publicado por el INEI.

Año	Variación (%)
2024	0.93%
2025	0.92%
2026	0.90%
2027	0.86%

Cuadro 11 – Proyección del número de habitantes.
Fuente: INEI (https://webapp.inei.gob.pe:8443/sirtod-series/).

Análisis de los resultados

Los resultados preliminares indican que la proyección de la población para 2024 y 2025 disminuiría en 0.05 y 0.07 puntos porcentuales, respectivamente, en comparación con el FITA anterior. En cambio, para 2026 y 2027 se prevé un aumento porcentual en relación con lo establecido en la regulación anterior.

Año	FITA anterior	INEI 2024
2024	0.98%	0.93%
2025	0.99%	0.92%
2026	0.81%	0.90%
2027	0.82%	0.86%

Cuadro 12 – Análisis de los resultados del crecimiento poblacional.
Fuente: INEI y del Fita 2023

c) Tarifa regulada

La tarifa eléctrica (TARIFA), dentro del modelo se comporta como el precio para la adquisición del bien necesario, considerando que la demanda de energía eléctrica es el bien necesario.

La tarifa eléctrica resulta de la facturación total en miles de soles entre la cantidad de energía en MW.h que fueron registrados en el año 2023, llevado a ctvs. US$/kW.h mediante un promedio del tipo de cambio de los últimos días hábiles del mes durante el año 2023. Este cálculo se muestra a continuación:

Año Cerrado 2023

Tarifa para el año 2023		
Facturación	Miles S/	22,407,145
Energía	MW.h	52,082,672
Promedio TC		3.74
Tarifa	**Ctvs US$/kWh**	**11.51**

Cuadro 13 – Tarifa para el año 2023
Fuente: elaboración propia

Para el 2023, con la información disponible en el sistema de información comercial (SICOM) revisado a 15/09/2024, la tarifa es de 11.51 Ctvs US$/kW.h (once centavos de dólar por cada kW.h).

Año 2024

Ya que, el año 2024 aún sigue en curso, es de mucho interés conocer en cuanto cerrará la tarifa que se utiliza en la proyección de demanda vegetativa, el sistema de información comercial (SICOM) contiene datos al primer trimestre del año 2024, información revisada el 15 de setiembre del año 2024 con el que se ha realizado el cálculo de la tarifa para el primer trimestre del año 2024 la tarifa es de 11.54 Ctvs US$/kW.h (once centavos de dólar por cada kW.h) y el mismo valor es considerado para los años 2024, 2025, 2026 y 2027.

Tarifa en el primer trimestre de año 2024		
Facturación	Miles S/	5,862,707
Energía	MW.h	13,516,266
Promedio TC		3.759
Tarifa	**Ctvs US$/kWh**	**11.54**

Cuadro 14 – Tarifa en el primer trimestre de año 2024
Fuente: elaboración propia

5.2 Modelo econométrico

El análisis estructurado de proyecciones es una técnica que ayuda a cuantificar el futuro comportamiento de las ventas anuales de energía eléctrica. El análisis econométrico es una relación funcional entre una variable dependiente (demanda de energía eléctrica) y variables explicativas o independientes (PBI, POBLACIÓN y TARIFA), bajo el estricto cumplimiento de condiciones estadísticos y econométricos

Condiciones estadísticas

- Las variables participantes deben ser estacionarias.
- El termino de error, debe comportarse como ruido blanco; es decir que la esperanza matemática del término de error sea cero.
- No exista colinealidad entre regresores o variables explicativas
- Los coeficientes de cada variable explicativa deben ser constantes.

Entre las pruebas a realizar para el cumplimento de las condiciones se tienen:

- Bondad o grado de ajuste del modelo, medido por el coeficiente de determinación (R^2).
- Estacionariedad, medido por el estadístico Dickey-Fuller aumentado, ADF.
- Prueba de significancia del modelo, medido por el estadístico t Student
- Contraste de la presencia de autocorrelación serial de primer orden medido por el estadístico Durbin-Watson, DW.

Condiciones de la teoría económica:

Los condicionantes muestran una relación de las variables participantes obedeciendo la teoría económica. La relación económica entre la demanda de energía eléctrica, el producto bruto interno, la población y la tarifa eléctrica, es la siguiente:

- La demanda de energía eléctrica (VENTAS), se comporta como la demanda de un bien necesario.
- El producto bruto interno (PBI), se comporta como el ingreso para la adquisición del bien necesario.
- la población (POBLACION), se comporta como los usuarios finales quienes adquieren y hacen el uso del bien necesario.
- La tarifa eléctrica (TARIFA), se comporta como el precio para la adquisición del bien necesario.

Bajo los criterios establecidos, en modelo econométrico está conformado por la siguiente relación:

$$LNVENTAS = C + B1 * LNPBI + B2 * LNPOBLACION + B3 * LNTARIFAS + \varepsilon$$

Las características matemáticas del modelo econométrico para proyectar la demanda de energía eléctrica, se determina una vez procesado los datos, complido con los supuestos econométricos y estadísticos y la validación de como elemento de proyección.

5.3 Resultados

El análisis estructurado de proyecciones es una técnica que ayuda a cuantificar el futuro comportamiento de las ventas anuales de energía eléctrica. El análisis econométrico es una relación funcional entre una variable dependiente (demanda de energía eléctrica) y variables explicativas o independientes (PBI, Población y Tarifa), bajo el estricto cumplimiento de condiciones estadísticos y econométricos

A partir de las variables explicativas que dan forma al modelo econométrico en la proyección de la demanda vegetativa se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	PBI (millones soles)	Población (miles de habitantes)	Tarifa (Ctvs. US$/kW.h)	Ventas (GW.h-año)	Variación de ventas (%)
2024	578,631	31,233	11.54	36,059	3.41%
2025	595,990	31,520	11.54	37,328	3.52%
2026	613,870	31,803	11.54	38,665	3.58%
2027	632,286	32,076	11.54	40,057	3.60%

Cuadro 15 – resultados del modelo econométrico.
Fuente: Elaboración propia.

Ln Ventas = C + B1*LnPBI + B2*LnPoblacion + B3*LnTarifas + ε

Dependent Variable: LN_VENTAS				
Method: Least Squares				
Date: 10/07/24 Time: 18:05				
Sample: 1981 2023				
Included observations: 43				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.531653	0.46329	-33.52503	0.00000
LN_PBI	0.715899	0.02399	29.83617	0.00000
LN_POBLACIOI	1.612938	0.06859	23.51475	0.00000
LN_TARIFA	-0.070855	0.02170	-3.26591	0.00228
R-squared	0.99830	Mean dependent var		9.52416
Adjusted R-squa	0.99817	S.D. dependent var		0.60296
S.E. of regressio	0.02577	Akaike info criterion		-4.39092
Sum squared res	0.02590	Schwarz criterion		-4.22709
Log likelihood	98.40479	Hannan-Quinn criter.		-4.33050
F-statistic	7,652.355	Durbin-Watson stat		1.35066
Prob(F-statistic)	0.000			

Dependent Variable: D(LN_VENTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 10/07/24 Time: 18:09				
Sample (adjusted): 1982 2023				
Included observations: 42 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.02756	0.00369	7.47938	0.00000
D(LN_PBI)	0.66867	0.05730	11.66971	0.00000
LN_VENTAS(-1	-0.45817	0.14004	-3.27175	0.00228
DUMMY	-0.119396	0.02274	-5.25064	0.00001
R-squared	0.84013074	Mean dependent var		0.04321
Adjusted R-squ	0.82750949	S.D. dependent var		0.05069
S.E. of regressi	0.02105254	Akaike info criterion		-4.79320
Sum squared re	0.01684196	Schwarz criterion		-4.62771
Log likelihood	104.657159	Hannan-Quinn criter.		-4.73254
F-statistic	66.56474	Durbin-Watson stat		1.52225
Prob(F-statistic)	0.000000			

Gráfico 9- Resultado de Proyecciones

5.4 Demanda de cargas especiales

La Carga especial es un cliente libre que se conecta en alta y media tensión. Las cargas que se conectan en media tensión son aquellas que se ubican dentro de la zona de concesión de una distribuidora.

Para la metodología se considera que aquellas cargas especiales de media tensión ya se encuentran incluidas dentro de la demanda vegetativa (ventas de energía).

Las proyecciones de energía y potencia de las cargas especiales para el periodo 2024 al 2027, en primera instancia, se obtienen de lo que informan los agentes.

En segunda instancia, en caso de tener información directa de los agentes se utiliza la información de las transacciones de energía.

En el siguiente cuadro se muestra la proyección del requerimiento de energía de las cargas especiales:

Ítem	Cargas Especiales (GW.h)	2023 (año cerrado)	2024	2025	2026	2027
1	Industrias Cachimayo	166	166	166	166	166
2	Minera Casapalca	119	119	119	119	119
3	Minera Los Quenuales (Yauliyacu)	78	78	78	78	78
4	Doe Run Peru (Ex Cobriza)	48	48	48	48	48
5	Doe Run Peru (Planta De Zinc1)	16	16	16	16	16
6	Minera Volcan	289	289	289	289	289
7	Minera Volcan (Pomacocha)	116	121	127	138	147
8	Sociedad Minera Corona (Unidad Yauricocha)	75	81	91	98	98
9	Compañia Minera Argentum	14	14	14	14	14
10	Empresa Explotadora De Vinchos	0	0	0	0	0
11	Empresa Administradora Chungar	95	95	95	95	95
12	Shougang Hierro Perú	866	841	841	841	841
13	Minera Antamina	1561	1561	1561	1561	1561
14	Antamina (Puerto Antamina)	24	24	24	24	24
15	Southern Perú Cooper Corporación - Botiflaca	771	807	807	807	807
16	Southern Perú Cooper Corporación - Spcc	580	607	607	607	607
17	Southern Perú Cooper Corporación - Toquepala	989	1036	1036	1036	1036
18	Minera Cerro Verde	246	210	210	350	350
19	Minera Tintaya (Tintaya 138)	172	264	264	264	264
20	Minsur (Puno)	213	248	246	246	268
21	Minera Ares 2	7	7	7	7	7
22	Minera Yanacocha	224	244	262	280	467
23	Minera Huaron	107	107	107	107	107
24	Yura	240	240	240	240	240
25	Minera Cerro Verde - Socabaya	1381	1562	1616	1616	1616

Ítem	Cargas Especiales (GW.h)	2023 (año cerrado)	2024	2025	2026	2027
26	Minera Cerro Verde - San José	2145	2239	2239	2239	2239
27	Gold Fields La Cima	152	156	159	163	166
28	Aceros Arequipa	580	598	633	637	678
29	Corporación Aceros Arequipa 5 (Planta Nº 1 Arequipa)	0	0	0	0	0
30	Refinería De Cajamarquilla	605	624	661	665	708
31	Compañía Minera Miski Mayo	103	109	109	109	109
32	Xstrata Tintaya (Antapaccay)	820	860	859	958	954
33	Minera Chinalco Perú (Toromocho)	1204	1184	1320	1380	1440
34	Hudbay Peru	721	728	728	728	728
35	La Arena	36	35	39	41	31
36	Las Bambas Mmg	1311	1310	1340	1428	1489
37	Minera Ares Cotaruse	219	219	219	219	219
38	Minera Suyamarca	0	0	0	0	0
39	Quimpac (Paramonga)	149	151	152	152	153
40	Minera Milpo (Desierto)	277	285	294	302	311
41	Consorcio Minero Horizonte	47	49	52	55	58
42	Minera Aurifera Retamas	111	117	123	124	128
43	Siderperu	307	327	332	332	318
44	Cementos Norte Pacasmayo	183	183	183	183	183
45	Cementos Pacasmayo	111	111	111	111	111
46	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 50 Kv	108	108	108	108	108
47	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 138 Kv	67	67	67	67	67
48	Agroindustrias Paramonga	53	56	59	63	63
49	Sociedad Minera El Brocal	241	241	241	241	241
50	Unidad Minera El Porvenir	122	122	122	122	122
51	Minera Los Quenuales (Iscaycruz) (5)	17	17	17	17	17
52	Unión Andina De Cementos (Atocongo)	332	330	383	408	461
53	Unión Andina De Cementos (Condorcocha)	116	125	146	149	149
54	San Ignacio De Morococha	46	49	50	52	53
55	Compañía De Minas Buenaventura (Uchucchacua/Mallay)	60	60	60	60	60
56	Compañía De Minas Buenaventura (Orcopampa/ Cedemin)	126	126	126	126	126
57	Compañía De Minas Buenaventura (Julcani Y Recuperada)	22	22	22	22	22
58	Inagro - Agrolmos	15	15	16	16	17
59	Minera Barrick Misiquichilca (Alto Chicama)	121	121	121	121	121
60	Minera Mina Justa (Marcobre)	372	370	375	375	447
61	Minera Quellaveco	1015	1015	1015	1041	1067
	Total GW.h-año	**20,310**	**20,915**	**21,352**	**21,862**	**22,431**

Cuadro 16 – Cargas Especiales en GW.h (Requerimiento de energía de cargas especiales 2024-2027 (GW.h-año))

De la misma manera, en el siguiente cuadro, se muestra los requerimientos proyectados de demanda (MW).

Ítem	Cargas Especiales (MW)	2023 (año cerrado)	2024	2025	2026	2027
1	Industrias Cachimayo	3	3	3	3	3
2	Minera Casapalca	13	13	13	13	13
3	Minera Los Quenuales (Yauliyacu)	8	8	8	8	8

Ítem	Cargas Especiales (MW)	2023 (año cerrado)	2024	2025	2026	2027
4	Doe Run Peru (Ex Cobriza)	2	2	2	2	2
5	Doe Run Peru (Planta De Zinc1)	1	1	1	1	1
6	Minera Volcan	30	30	30	30	30
7	Minera Volcan (Pomacocha)	10	10	11	12	13
8	Sociedad Minera Corona (Unidad Yauricocha)	9	10	11	12	12
9	Compañia Minera Argentum	2	2	2	2	2
10	Empresa Explotadora De Vinchos	0	0	0	0	0
11	Empresa Administradora Chungar	4	4	4	4	4
12	Shougang Hierro Perú	106	103	103	103	103
13	Minera Antamina	192	192	192	192	192
14	Antamina (Puerto Antamina)	4	4	4	4	4
15	Southern Perú Cooper Corporación - Botiflaca	88	92	92	92	92
16	Southern Perú Cooper Corporación - Spcc	66	69	69	69	69
17	Southern Perú Cooper Corporación - Toquepala	113	118	118	118	118
18	Minera Cerro Verde	28	24	24	39	39
19	Minera Tintaya (Tintaya 138)	20	30	30	30	30
20	Minsur (Puno)	27	31	31	31	34
21	Minera Ares 2	1	1	1	1	1
22	Minera Yanacocha	21	23	24	26	43
23	Minera Huaron	11	11	11	11	11
24	Yura	18	18	18	18	18
25	Minera Cerro Verde - Socabaya	163	184	191	191	191
26	Minera Cerro Verde - San José	253	264	264	264	264
27	Gold Fields La Cima	18	18	19	19	19
28	Aceros Arequipa	14	15	16	16	17
29	Corporación Aceros Arequipa 5 (Planta Nº 1 Arequipa)	0	0	0	0	0
30	Refinería De Cajamarquilla	54	55	59	59	63
31	Compañía Minera Miski Mayo	13	14	14	14	14
32	Xstrata Tintaya (Antapaccay)	102	107	107	119	119
33	Minera Chinalco Perú (Toromocho)	151	148	165	173	180
34	Hudbay Peru	87	88	88	88	88
35	La Arena	4	4	5	5	4
36	Las Bambas Mmg	158	158	161	172	179
37	Minera Ares Cotaruse	24	24	24	24	24
38	Minera Suyamarca	0	0	0	0	0
39	Quimpac (Paramonga)	8	8	8	8	8
40	Minera Milpo (Desierto)	22	23	24	24	25
41	Consorcio Minero Horizonte	4	4	4	5	5
42	Minera Aurifera Retamas	15	16	16	17	17
43	Siderperu	15	16	16	16	16
44	Cementos Norte Pacasmayo	12	12	12	12	12
45	Cementos Pacasmayo	6	6	6	6	6
46	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 50 Kv	0	0	0	0	0
47	Empresa Administradora Cerro - Paragsha 138 Kv	0	0	0	0	0
48	Agroindustrias Paramonga	8	9	9	10	10
49	Sociedad Minera El Brocal	23	23	23	23	23
50	Unidad Minera El Porvenir	11	11	11	11	11

Ítem	Cargas Especiales (MW)	2023 (año cerrado)	2024	2025	2026	2027
51	Minera Los Quenuales (Iscaycruz) (5)	3	3	3	3	3
52	Unión Andina De Cementos (Atocongo)	6	6	6	7	8
53	Unión Andina De Cementos (Condorcocha)	5	5	6	6	6
54	San Ignacio De Morococha	2	2	2	2	3
55	Compañía De Minas Buenaventura (Uchucchacua/Mallay)	5	5	5	5	5
56	Compañía De Minas Buenaventura (Orcopampa/ Cedemin)	14	14	14	14	14
57	Compañía De Minas Buenaventura(Julcani Y Recuperada)	1	1	1	1	1
58	Inagro - Agrolmos	1	1	1	1	1
59	Minera Barrick Misiquichilca (Alto Chicama)	14	14	14	14	14
60	Minera Mina Justa (Marcobre)	44	44	44	44	53
61	Minera Quellaveco	133	133	133	136	140
	Total MW-año	**2,172**	**2,232**	**2,272**	**2,329**	**2,382**

Cuadro 17 - Cargas Especiales en MW (Requerimiento de potencia de cargas especiales 2024-2027 (MW-año))

Para tener un mejor panorama sobre la evolución de las cargas especiales se presenta en el siguiente cuadro en donde se muestra la evolución de la energía consumida en GW.h

Año	Carga Especiales (GW.h)	variación (%)
2017	16,881	
2018	17,310	2.54%
2019	18,141	4.80%
2020	15,626	-13.86%
2021	18,166	16.26%
2022	19,401	6.80%
2023	20,310	4.68%
2024	20,915	2.98%
2025	21,352	2.09%
2026	21,862	2.39%
2027	22,431	2.60%

Cuadro 18. -Evolución de la energía de cargas especiales en GW.h

La evolución de la potencia de las cargas especiales en MW es la siguiente:

Año	Cargas Especiales (MW)	variación (%)
2017	1,739	
2018	1,829	5.18%
2019	1,807	-1.20%
2020	1,867	3.32%
2021	2,009	7.61%
2022	2,210	10.00%
2023	2,172	-1.74%
2024	2,232	2.76%
2025	2,272	1.79%
2026	2,329	2.51%
2027	2,382	2.28%

Cuadro 19. -Evolución de la potencia de cargas especiales en MW

5.5 Proyectos Nuevos y Ampliaciones del Sector Minería

Para el caso de nuevos proyectos en Minería, se realizó un estudio sobre la estimación de la inversión de la cartera de proyectos mineros con mayores posibilidades de entrar en operación. Este estudio fue realizado en colaboración con la empresa Valor Compartido Consultores.

Se ha tomado como principales fuentes de información a:

- Cartera de Proyectos de Inversión Minera del Ministerio de Energía y Minas (2024).
- Comunicaciones oficiales de las empresas dueñas de los proyectos mineros que consideramos pueden empezar su operación en los próximos 5 años.
- Publicaciones, programas televisivos y portales web especializados del sector minero: Instituciones nacionales: Instituto de Ingenieros de Minas del Perú (IIMP), y Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE).
- Programas televisivos nacionales: Rumbo Minero y Tierra Adentro.
- Portales web: Energiminas y Proactivo
- Prensa internacional: Agencias de noticias.
- Proyección de los dos últimos años elaborada por M&D Consultores.
- Revisión de la legislación en el marco de los procedimientos mineros.

Los resultados de este estudio presentado en el **Anexo 3** del presente informe muestran que los posibles proyectos que puedan entrar en los siguientes años son los siguientes:

	PROYECTOS MINEROS (2024 - 2029)					
	PROYECTO	UBICACIÓN	EMPRESA	PRINCIPAL PRODUCTO	PUESTA EN OPERACIÓN	INVERSIÓN CAPEX (US$ MILLONES)
1	CHALCOBAMBA FASE 1	Apurímac	Minera Las Bambas S.A.	Cobre	1er. Trimestre - 2025	130
2	SAN GABRIEL	Moquegua	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Oro	3er. Trimestre - 2025	470
3	AMPLIACIÓN HUANCAPETÍ	Áncash	Compañía Minera Lincuna S.A.	Zinc	2do. Trimestre - 2026	345
4	MINA JUSTA SUBTERRÁNEA	Ica	Marcobre S.A.C.	Cobre	4to. Trimestre - 2027	500
5	ROMINA	Lima	Compañía Minera Chungar S.A.C.	Zinc	4to. Trimestre - 2027	150
6	INTEGRACIÓN COROCCOHUAYCO	Cusco	Compañía Minera Antapaccay S.A.	Cobre	2do. Trimestre - 2028	1,500
7	ZAFRANAL	Arequipa	Compañía Minera Zafranal S.A.C.	Cobre	3er. Trimestre - 2028	1,263
8	YANACOCHA SULFUROS	Cajamarca	Minera Yanacocha S.R.L.	Cobre	4to. Trimestre - 2028	2,500
9	TÍA MARÍA	Arequipa	Southern Perú Copper Corporation	Cobre	2do. Trimestre - 2029	1,400
10	PAMPA DEL PONGO	Arequipa	Jinzhao Mining Perú S.A.	Hierro	3er. Trimestre - 2029	1,781
11	CORANI	Puno	Bear Creek Mining S.A.C.	Plata	3er. Trimestre - 2029	579

Cuadro 20. Proyectos Mineros con fechas de ingreso en el periodo comprendido del (2024-2029)

Para el caso del estudio tarifario solo se han tomado los proyectos hasta el año 2027 dado qué es el período de regulación exigido por Ley para el cálculo de las tarifas en barra.

Adicionalmente a los proyectos mineros identificados se incorporó el Terminal Portuario de Chancay puesto que dicho proyecto ya se encuentra en etapa de pruebas próximo a inaugurarse.

Una vez determinado los proyectos se estimó su demanda requerida en GW.h de los nuevos proyectos y ampliaciones.

Item	Nuevos proyectos (GW.h)	2025	2026	2027
1	Proyecto San Gabriel (antes Chucapaca) - Buenaventura	79	118	134
2	Proyecto de Expansión de Toromocho	89	95	105
3	Ampliación las Bambas	125	140	147
4	Proyecto Romina - Chungar			25
5	Terminales Portuarios Chancay	276	291	307
	Total GW.h-año	**569**	**644**	**718**

Cuadro 21. Demanda de energía por años de nuevos proyectos y/o ampliaciones en GW.h.

En el siguiente cuadro se detallan los resultados de la demanda requerida en MW de los nuevos proyectos y ampliaciones. Cabe mencionar que la demanda de potencia de los nuevos proyectos está sujetos a un factor de probabilidad.

Ítem	Nuevos Proyectos (MW)	2025	2026	2027
1	Proyecto San Gabriel (antes Chucapaca) - Buenaventura	11	17	19
2	Proyecto de Expansión de Toromocho	13	14	15
3	Ampliación las Bambas	18	20	21
4	Proyecto Romina – Chungar			4
5	Terminales Portuarios Chancay	35	35	35
	Total MW	**77**	**85**	**94**

Cuadro 22. Demanda de potencia por años de nuevos proyectos y/o ampliaciones en MW.

Asimismo, el anuncio de fecha de inicio de operaciones del Mega Puerto de Chancay, por COSCO SHIPPING PORTS CHANCAY PERÚ S.A., consorcio encargado del desarrollo y operación del Terminal Portuario Multipropósito de Chancay, ha confirmado que la puesta en operación sería a finde de enero o primera de semana de febrero del 2025 con una potencia de 35 MW.

5.6 Proyección de Demanda de Energía y Potencia del SEIN

A continuación, se presentan los resultados de la proyección de la demanda.

Año	Vegetativa	Especiales	Nuevos Proyectos	Pérdidas D&T	Importación	Demanda para Perseo
2024	36,059	20,915	-	1,026	-3	57,997
2025	37,328	21,352	569	1,129		60,378
2026	38,665	21,862	644	1,383		62,554
2027	40,057	22,431	718	1,446		64,652

Cuadro 23. Demanda total que entra al Perseo mediante archivo SINAC.dem proyectada para los años de estudio en GW.h

Año	Perseo	Pérdidas Long. y Trans.	Consumo propio CHH	Total Generación	variación (%)
2024	57,997	2,282	106	60,385	3.43%
2025	60,378	2,342	106	62,826	4.04%
2026	62,554	2,463	106	65,123	3.66%
2027	64,652	2,520	106	67,278	3.31%

Cuadro 24. Generación total del SEIN para los años de estudio

Cabe aclarar que las pérdidas longitudinales y transversales se modelan mediante el archivo SINAC.lin, mientras que el consumo propio de las centrales hidroeléctricas se modela mediante archivo SINAC.chh.

Proyección de la demanda de energía

Con la finalidad de comprender la evolución de la demanda de energía Eléctrica a continuación se muestra la evolución de la potencia y energía desde el año 2017 hasta el año 2027.

Año	GW.h	Variación
2017	49,010	
2018	50,838	3.73%
2019	52,949	4.15%
2020	49,223	-7.04%
2021	54,033	9.77%
2022	56,083	3.79%
2023	58,382	4.10%
2024	**60,385**	**3.43%**
2025	**62,826**	**4.04%**
2026	**65,123**	**3.66%**
2027	**67,278**	**3.31%**

Cuadro 25. Evolución de la demanda de energía y su proyección en GW.h.

Proyección de la demanda de potencia

Año	MW	Variación
2017	6,586	
2018	6,868	4.28%
2019	7,001	1.94%
2020	7,110	1.56%
2021	7,153	0.60%
2022	7,467	4.39%
2023	7,605	1.85%
2024	**7,792**	**2.46%**
2025	**8,084**	**3.75%**
2026	**8,363**	**3.45%**
2027	**8,634**	**3.25%**

Cuadro 26. Evolución de la demanda y su proyección en MW.

Proyección de demanda de energía y potencia

A continuación, se muestra los resultados de la proyección de demanda hasta el año 2026.

Año	Máx. Demanda	Consumo Anual	F.C.	Tasa de Crecimiento	
	MW	GWh	%	Potencia	Energía
2024	7,792	60,385	88.5%	2.5%	3.4%
2025	8,084	62,826	88.7%	3.7%	4.0%
2026	8,363	65,123	88.9%	3.4%	3.7%
2027	8,634	67,278	88.9%	3.2%	3.3%

Cuadro 27. Resumen de la proyección de demanda energía y potencia.

5.7 Factores de distribución de demanda

Los factores de distribución de la demanda desempeñan un papel crucial al redistribuir la demanda en cada ubicación de suministro. Estos factores se aplican en diagramas de carga mensual con tres categorías de carga (punta, media y base) para cada uno de los 36 meses del período de análisis. La obtención de estos factores se basa en la información contenida en los archivos de liquidaciones de las transferencias de energía, que se registran en intervalos de 15 minutos. Estos datos están disponibles en el portal del COES.

Se ha procedido a actualizar los factores de distribución utilizando la información de liquidación de las transferencias hasta septiembre de 2024. No obstante, es importante destacar que esta información se encuentra en una etapa preliminar. Durante el análisis de los datos, se ha observado que muchas de las transferencias aún se registran como cero, particularmente en los meses de julio y agosto. Esta circunstancia ha generado ciertas distorsiones en los factores de distribución calculados, lo que resulta en una discrepancia entre la demanda redistribuida y lo que se encuentra registrado.

Para superar estos inconvenientes se ha optado en realizar un escenario alternativo que consiste en ajustar los factores de distribución del año 2023 a la demanda mensual registrada en el 2024.

Capítulo 6.- Programa de Obras

6.1 Parque de Generación

En los siguientes cuadros se muestran los datos técnicos de centrales que actualmente se encuentran en operación, las cuales han sido agrupadas por tipo de tecnología.

Central	Propietario	Potencia Efectiva (MW)	Caudal Turbinable (m3/seg)	Rendimiento (kWh/m3)
C.H. Cahua	Statkraft Perú	45.38	24.31	0.519
C.H. Cañón del Pato	Orazul Energy	265.57	75.58	0.976
C.H. Carhuaquero	Orazul Energy	94.53	21.06	1.247
C.H. Carhuaquero IV	Orazul Energy	9.98	2.56	1.083
C.H. Caña Brava	Orazul Energy	5.67	19.39	0.081
C.H. Mantaro	Electroperú	678.71	106	1.779
C.H. Restitución	Electroperú	226.47	105.56	0.598
C.H. Callahuanca	Orygen Peru	84.38	24.7	0.949
C.H. Huampaní	Orygen Peru	30.85	21.19	0.404
C.H. Huinco	Orygen Peru	277.90	27.17	2.841
C.H. Matucana	Orygen Peru	137.02	15.84	2.403
C.H. Moyopampa	Orygen Peru	69.15	19.32	0.994
C.H. Yanango	Chinango	43.11	20.03	0.598
C.H. Chimay	Chinango	152.34	90.2	0.469
C.H. Malpaso	Statkraft Perú	48.45	80.39	0.167
C.H. Oroya	Statkraft Perú	9.09	6.56	0.385
C.H. Pachachaca	Statkraft Perú	9.95	6.61	0.418
C.H. Yaupi	Statkraft Perú	113.69	29.05	1.087
C.H. Gallito Ciego	Statkraft Perú	35.28	41.11	0.238
C.H. Pariac	Statkraft Perú	4.79	2.7	0.492
C.H. Huanchor	Hidroeléctrica Huanchor (EDF)	19.77	10.93	0.502
C.H. Misapuquio	Statkraft Perú	3.87	2.16	0.498
C.H. Huayllacho	Statkraft Perú	0.21	1.3119	0.045
C.H. Yuncán	Engie	136.69	29.57	1.284
C.H. Santa Rosa I	Eléctrica Santa Rosa	1.12	5.794	0.054
C.H. Santa Rosa II	Eléctrica Santa Rosa	1.63	4.678	0.097
C.H. Poechos II (2)	Sinersa	9.57	60.91	0.044
C.H. Charcani I	Egasa	1.64	10.24	0.044
C.H. Charcani II	Egasa	0.58	6.16	0.026
C.H. Charcani III	Egasa	4.66	10.1	0.128
C.H. Charcani IV	Egasa	15.37	15.04	0.284
C.H. Charcani V	Egasa	146.58	26.2	1.554
C.H. Charcani VI	Egasa	8.91	14.97	0.165
C.H. Aricota I	Egesur	22.09	4.54	1.352
C.H. Machupicchu	Egemsa	168.83	55.83	0.840
C.H. San Gabán	San Gabán	115.73	19.88	1.617
C.H. La Joya (2)	Gepsa	9.08	8.95	0.282
C.H. Santa Cruz I (2)	Hidroeléctrica Santa Cruz	6.64	6.54	0.282
C.H. Santa Cruz II (2)	Hidroeléctrica Santa Cruz	6.50	6.27	0.288
C.H. Roncador (2)	Maja Energía	3.68	8.45	0.121
C.H. Platanal	Celepsa	227.10	40.7	1.550
C.H. Marañon	Celepsa Renovables	19.92	26.41	0.210
C.H. Purmacana (2)	Atria Energía	1.77	2.14	0.230
C.H. Huasahuasi I (2)	Hidroeléctrica Santa Cruz	9.85	6.49	0.422
C.H. Huasahuasi II (2)	Hidroeléctrica Santa Cruz	9.96	6.54	0.423
C.H. Yanapampa (2)	Eléctrica Yanapampa	3.92	19.87	0.055
C.H. Nuevo Imperial (2)	Hidrocañete	3.97	7.46	0.148
C.H. Pizarras (2)	Eléctrica Río Doble	19.20	22.97	0.232
C.H. Huanza	Empresa de Generación Huanza	98.32	16.32	1.673
C.H. Runatullo III (2)	Empresa de Generación Junín	19.97	5.51	1.007
C.H. Runatullo II (2)	Empresa de Generación Junín	19.97	7.17	0.774
C.H. Canchayllo (2)	Empresa de Generación Canchayllo	5.19	6.96	0.207
C.H. Cheves	Statkraft Perú	179.62	34.34	1.453
C.H. Santa Teresa	Inland Energy	89.85	53.07	0.470
C.H. Cerro del Águila	Kallpa Generación	582.51	242.812	0.666
C.H. MCH. Cerro del Águila	Kallpa Generación	10.43	19.18	0.151

Central	Propietario	Potencia Efectiva (MW)	Caudal Turbinable (m3/seg)	Rendimiento (kWh/m3)
C.H. Chancay (2)	Sinersa	20.30	3.48	1.620
C.H. Rucuy (2)	Generación Eléctrica Rio Baños	20.27	3.48	1.618
C.H. Potrero (2)	Agua Azul	20.20	18.4	0.305
C.H. Yarucaya (2)	Huaura Power	18.15	13.48	0.374
C.H. Chaglla	Empresa de Generación Huallaga	470.35	148.37	0.881
C.H. PCH. Chaglla	Empresa de Generación Huallaga	6.39	3.68	0.482
C.H. Renovandes H1 (2)	Santa Ana	20.86	7.57	0.766
C.H. Her I (2)	Orygen	0.68	18.27	0.010
C.H. Angel I (2)	Gepsa	20.05	8.15	0.683
C.H. Angel II (2)	Gepsa	19.99	8.12	0.684
C.H. Angel III (2)	Gepsa	20.08	8.19	0.681
C.H. Carhuac (2)	Andean Power	20.37	14.19	0.399
C.H. El Carmen (2)	Generación Andina	8.58	4.35	0.548
C.H. 8 de Agosto (2)	Generación Andina	20.58	17.55	0.326
C.H. Manta (2)	Peruana de Inversiones en Energías Renovables	20.76	6.00	0.961
C.H. La Virgen	La Virgen	84.00	28.582	0.816
C.H. Quitaracsa	Engie	117.78	15.61	2.096

Cuadro 28 – *Centrales hidroeléctricas operando en el SEIN a setiembre de 2024*

(*) Potencias efectivas actualizadas al 30.9.2024

(2) Centrales hidráulicas adjudicadas de subasta RER

Central	Propietario	Potencia Efectiva (MW)	Combustible	Consumo Específico (Und./kWh)
Turbo Gas Natural Malacas TG6	Enel Generación Piura	49.627	Gas Natural	9.916
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Enel Generación Piura	91.591	Gas Natural	11.190
Turbo Gas +TV Natural Oquendo	SDF Energía	32.184	Gas Natural	9.460
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Orygen Peru	53.71012	Gas Natural	12.682
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Orygen Peru	47.905	Gas Natural	12.890
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Orygen Peru	108.643	Gas Natural	11.321
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7 con agua	Orygen Peru	118.147	Gas Natural	11.609
Turbo Vapor de Shougesa	Shougesa	61.759	Residual 500	0.295
G. Diesel Shougesa	Shougesa	1.061	Diesel B5 S-50	0.232
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	Termoselva	89.513	Gas Natural	11.599
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	Termoselva	89.859	Gas Natural	11.469
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Orygen Peru	214.058	Gas Natural	7.117
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Orygen Peru	226.437	Gas Natural	7.181
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Orygen Peru	216.469	Gas Natural	7.099
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Orygen Peru	228.520	Gas Natural	7.133
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Orygen Peru	191.196	Gas Natural	10.213
Turbo Gas Natural CC Las Flores	Kallpa Generación	321.796	Gas Natural	6.514
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	Egasa	10.277	Diesel B5 S-50	0.222
Chilina TG	Egasa	12.239	Diesel B5 S-50	0.360
Mollendo I GD	Egasa	24.462	Diesel B5 S-50	0.202
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Egesur	23.061	Gas Natural	8.847
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	Termochilca	297.297	Gas Natural	6.977
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Kallpa Generación	274.871	Gas Natural	6.977
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Kallpa Generación	290.657	Gas Natural	6.927
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Kallpa Generación	296.222	Gas Natural	6.783
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	Fenix Power	284.802	Gas Natural	6.708
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	Fenix Power	285.393	Gas Natural	6.691
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Engie	254.917	Gas Natural	6.873
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Engie	250.643	Gas Natural	6.587
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Engie	284.397	Gas Natural	6.902
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	Engie	110.497	Gas Natural	7.163
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	Enel Generación Piura	103.454	Gas Natural	13.112
Reserva Fria Puerto Eten	Planta Reserva Fría Eten	225.055	Diesel B5 S-50	0.237

Central	Propietario	Potencia Efectiva (MW)	Combustible	Consumo Específico (Und./kWh)
NEPI	Engie	618.600	Diesel B5 S-50	0.230
Reserva Fria Ilo	Engie	502.763	Diesel B5 S-50	0.230
Reserva Fría Pucallpa	I&E del Perú	44.054	Diesel B5 S-50	0.260
Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Perú	17.416	Diesel B5	0.254
Puerto Bravo	Samay I	723.441	Diesel B5 S-50	0.234
Recka TG1	Minera Cerro Verde	179.373	Diesel B5 S-50	0.240
C.Tumbes	Electoperu	17.343	Diesel B5 S-50	0.180

Cuadro 29 *–Centrales termoeléctricas operando en el SEIN a setiembre de 2024*
GD: Grupos diésel
TV: Turbinas a vapor
TG: Turbinas de Gas operando con Diesel B5 o B5 S-50
Und: Kg. para el Diesel B5 o B5 S-50, Residual. MBTU para el Gas Natural.

Central	Propietario	Fuente de Energía	Potencia (MW)	Energía Anual Adjudicada (GWh)
C.T. Cogeneración Paramonga I	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Biomasa	14.733	97.75
C.T. Huaycoloro	Petramas S.A.C.	Biomasa	4.453	28.3
C.T. Biomasa La Gringa V	Petramas S.A.C.	Biomasa	2.917	14.02
C.T. Doña Catalina	Petramas S.A.C.	Biomasa	1.929	14.5
C.T. Callao	Petramas S.A.C.	Biomasa	1.957	14.5
C.T. Maple	Agroaurora S.A.C.	Biomasa	20.691	
C.T. San Jacinto	Agroindustrias San Jacinto S.A.	Biomasa	8.325	
C.T. Caña Brava	Bioenergía del Chira S.A.	Biomasa	11.593	
C.T. Refinería Talara	GM Operaciones	Nafta Liviana Hidrotratada (NLH)	100.88	
C.E. Marcona	Cobra Perú -Perú Energía Renovable	Eólica	32.000	148.38
C.E. Cupisnique	Energía Eólica S.A.	Eólica	83.150	302.95
C.E. Talara	Energía Eólica S.A.	Eólica	30.860	119.67
C.E. Wayra I	Orygen Perú S.A.A.	Eólica	132.300	573
C.E. Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Eólica	97.150	415.76
C.E. Huambos (*)	GR Paino S.A.C.	Eólica	18.370	
C.E. Dunas (*)	GR Taruca S.A.C.	Eólica	18.370	
C.E. Punta Lomitas	Engie	Eólica	260.000	
C.S. Repartición Solar 20T	Repartici[on Arcus S.A.C.	Solar	20.000	37.44
C.S. Majes Solar 20T	Majes Arcus S.A.C.	Solar	20.000	37.63
C.S. Tacna Solar 20T	Tacna Solar S.A.C.	Solar	20.000	47.2
C.S. Panamericana Solar 20TS	Panamericana Solar S.A.C.	Solar	20.000	50.68
C.S. Moquegua FV	Moquegua FV S.A.C.	Solar	16.000	43
C.S. Rubí	Orygen Perú S.A.A.	Solar	144.480	415
C.S. Intipampa	Engie	Solar	40.500	108.4
C.S. Yarucaya	Colca Solar S.A.C.	Solar	1.295	
C.E. Punta Lomitas Expansión	Engie	Eólica	36.400	
C.E. San Juan	Energía Renovable del Sur S.A.	Eólica	129.800	
C.E. Wayra Extensión	Orygen Perú S.A.A.	Eólica	177.000	
C.S. Carhuaquero	Kondu S.A.C.	Solar	0.550	
C.S. Clemesí	Orygen Perú S.A.A.	Solar	114.930	
C.S. Matarani	GR Cortarama S.A.C.	Solar	80.000	

Cuadro 30 *–Centrales que usan recursos energéticos renovables no convencional y de cogeneración operando en el SEIN a setiembre de 2024*
(*) Mediante Oficios N° 318-2021-MINEM/DGE y 320-2021-MINEM/DGE, se informó que dicho Ministerio decidió resolver los Contratos RER suscritos.
(**) No tiene energía adjudicada.
Para las centrales eólicas y solares se considera la Potencia Instalada Nominal

6.2 Programa de obras de generación del 2024 al 2027

Para establecer el programa de obras de generación se ha considerado la información brindada por las empresas integrantes del COES, la informada por COES utilizada para Estudios, la suministrada por empresas titulares de concesiones y autorizaciones, y finalmente información utilizada en la última Fijación de Tarifas en Barra.

El programa de obras presentado en el siguiente cuadro también considera proyectos mencionados en la última actualización del documento de OSINERGMIN sobre la supervisión de contratos de proyectos de generación de agosto 2024.

Fecha de ingreso	Proyecto	Potencia (MW)	Titular
Ene-25	CH Centauro I-II (Etapa 1)	12.5	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A.
Jun-25	CH San Gabán III	209	HYDRO GLOBAL PERÚ S.A.C.
Dic-25	CS Sunny	204	KALLPA GENERACIÓN S.A.
Ene-26	CH Anashironi	20	VARI ENERGÍA S.A.C.
Ene-26	CS San Martín	252	JOYA SOLAR S.A.C.
Ene-26	CS Solimana	250	ECORER S.A.C.
Mar-26	CS Characato	30	KALLPA GENERACIÓN S.A.
Jun-26	CS Sunny II	105	KALLPA GENERACIÓN S.A.
Jul-26	CE Caraveli	220	IBEREOLICA CARAVELI S.A.C. (Celsia)
Ago-26	CS Wayra	94	ORYGEN PERÚ
Ene-27	CS Extensión Intipampa	51.7	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.
Feb-27	C.H. Aricota 3 G2	5.1	EGESUR
Mar-27	C.H. Moquegua 1	15.3	EGESUR
Mar-27	C.H. Moquegua 3	18.7	EGESUR
Abr-27	CH Centauro I-III (Etapa 2)	12.5	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A.
Abr-27	CE Shougang	302	SHOUGESA
Jul-27	CS Ruta del Sol	323	ORYGEN PERÚ
Jul-27	CE Morrope	224	ORYGEN PERÚ
Oct-27	C.H. Aricota 3 G1	4.5	EGESUR
Nov-27	CS Hanaqpampa	300	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.
Dic-27	CE Bayovar	250	FENIX POWER
Dic-27	CS Algarrobal	251	FENIX POWER

Cuadro 31 –*Programa de obras de generación*
Para las centrales RER no convencionales se muestran las Potencias Nominales

El resumen de ingreso de potencia por año y acumulado total se muestra en los siguientes gráficos y cuadros.

Año	Fotovoltaica (MW)	Eólica (MW)	Hidráulica (MW)	Térmica (MW)	Total (MW)
2024	-	-	-	-	-
2025	204.0	-	221.5	-	425.5
2026	731.0	220.0	20.0	-	971.0
2027	925.7	776.0	56.1	-	1,757.8
Total	1,860.7	996.0	297.6	-	3,154.3

Cuadro 32 –*Potencia anual del Programa de obras de generación*

Para las centrales RER no convencionales se muestran las Potencias Nominales

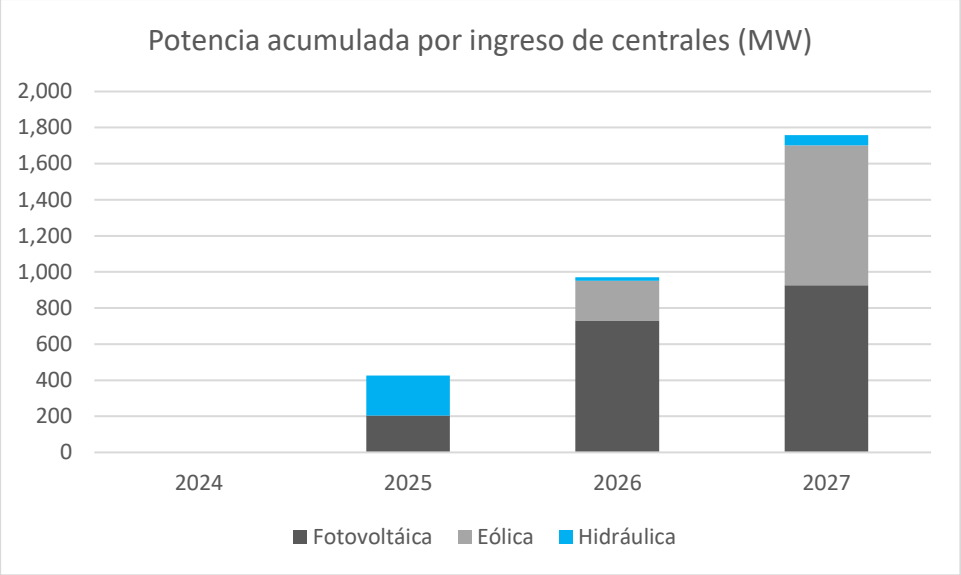


Gráfico 10- Potencia acumulada del Programa de obras de generación

Cabe resaltar que las centrales que entrarán en operación comercial después de mediados de un mes (15 días) fueron considerados en el modelo PERSEO en el mes siguiente de ingreso.

6.3 Programa de obras de transmisión

Tomando como base la **información que proporcionó el COES** respecto al Programa de obras de transmisión 2024-2027 que utiliza como referencia para Estudios y la información señalada en el documento de supervisión de contratos de proyectos de generación de agosto 2024 elaborado por OSINERGMIN, se consideró el siguiente plan de obras:

FECHA	PROYECTO
Ene-25	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes
Ene-25	Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabayllo 250 MVA
Ene-25	Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas
Feb-25	Enlace 220 kV Chilca REP - Independencia (Tercer circuito)
Mar-25	Enlace 500 kV La Niña - Piura
Jun-25	Ampliación S.E. Poroma 500/220 kV (2do transformador)
Jun-25	Ampliación S.E. Montalvo 500/220 kV (2do transformador)
Ene-26	Enlace 220 kV Cajamarca - Caclic - Moyobamba (Segundo circuito)
Mar-26	Enlace 220 kV Montalvo - Moquegua (2do circuito)
Abr-26	Enlace 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero
Abr-26	SE Nueva Carhuaquero 220 kV
Set-26	Repotenciación a 1000 MVA de la LT 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo
Nov-26	LT 220 kV Tingo Maria - Aguaytía (2da terna)
Set-27	ITC Enlace Cáclic – Jaén Norte 220 kV
Oct-27	Enlace San José – Yarabamba 500 kV

Cuadro 33 *–Plan de Obras de Transmisión.*

Capítulo 7.- Costos Variables

Los costos variables de las centrales termoeléctricas están conformados por dos componentes: (i) Costos Variables Combustibles (CVC) y (ii) Costos Variables No Combustibles (CVNC). Con lo cual, en esta sección del documento, se indicarán los valores de ambos costos para cada una de las centrales térmicas de generación.

7.1 Costo variable combustible (CVC)

El CVC es el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad térmica para producir una unidad de energía. Dicho costo resulta del producto del costo del combustible por el consumo específico de la unidad termoeléctrica (eficiencia expresada en kJ/kW.h o su equivalente en otras unidades).

7.2 Costo de los Combustibles Líquidos

En lo relativo al CVC, el precio que se utiliza para los combustibles líquidos (diésel B5 de alto y bajo azufre, residual N.º 6 y residual N.º 500) considera la alternativa de abastecimiento en el mercado local, incluyendo el flete de transporte hasta la central de generación.

Con base en lo establecido en el artículo 124 del Reglamento de la LCE, se considera como precios de combustibles líquidos a los fijados por Petroperú (publicada en su lista de precios) en las diversas plantas de ventas que posee a nivel nacional, siempre y cuando no supere los precios de referencia ponderados que publica el OSINERGMIN.

a) Precios ex planta Petroperú

Se consideró los precios disponibles en la web de Petroperú vigentes a partir del 4/10/2024 https://www.petroperu.com.pe/productos/lista-de-precios-en-nuestras-plantas/

Plantas de abastecimiento	Diesel B5 S50 S/ Galón	Diesel B5 S/ Galón	Residual 6 S/ Galón	Residual 500 S/ Galón
Talara	11.2800	-	8.2800	
Piura	11.4500			
Eten	11.5300			
Salaverry	11.5500			
Chimbote	11.5200		8.5450	8.3950
Supe	11.4100			
Callao	11.2800			
Conchán	11.2800		8.0500	7.8800
C. de Pasco		11.0800		

Plantas de abastecimiento	Diesel B5 S50 S/ Galón	Diesel B5 S/ Galón	Residual 6 S/ Galón	Residual 500 S/ Galón
Pisco	11.5800			
Mollendo	11.8500			8.4050
Juliaca	12.2600			
Cusco	12.3500			
Ilo	12.0000			
El Milagro	12.5800			
Tarapoto		12.7050		

Cuadro 34 –*Precios internos Petroperú (A partir del 4/10/2024- Lista de precios 49-2024) sin impuestos*

Para las plantas de abastecimiento que se encuentran en la zona de influencia de la Ley de Promoción de la Inversión de la Amazonía, tenemos:

Plantas de abastecimiento	Diesel B5 S50 S/ Galón	Diesel B5 S/ Galón	Residual 6 S/ Galón	Residual 500 S/ Galón
Yurimaguas		12.2800	9.0400	-
Iquitos		11.8600	9.0600	-
Pucallpa		11.8500		-
Puerto Maldonado	14.0800			-

Cuadro 35 –*Precios de la Amazonía*

b) Precios de referencia OSINERGMIN

Se consideró los precios disponibles en el portal web de OSINERGMIN actualizado al 30 de setiembre de 2024.

https://www.osinergmin.gob.pe/42esoluc/institucional/Paginas/VisorPreciosReferencia.aspx?Codigo=2024

Plantas de abastecimiento	Diesel B5 S50 S/ Galón	Diesel B5 S/ Galón	Residual 6 S/ Galón	Residual 500 S/ Galón
Talara	8.96		6.89	
Piura	9.14			
Eten	9.14			
Salaverry	9.22			
Chimbote	9.14			7.00
Supe	8.96			
Callao	8.96		6.75	6.67
Conchán	8.96		6.75	6.67
C. de Pasco		9.22		
Pisco	9.14			
Mollendo	9.40			7.00
Juliaca	9.58			
Cusco	9.58			
Ilo	9.40			

Plantas de abastecimiento	Diesel B5 S50 S/ Galón	Diesel B5 S/ Galón	Residual 6 S/ Galón	Residual 500 S/ Galón
El Milagro	9.22			
Tarapoto		9.31		

Cuadro 36 –*Precios Ponderados publicados por OSINERGMIN (actualizado al 30 de setiembre de 2024)*

Plantas de abastecimiento	Diesel B5 S50 S/ Galón	Diesel B5 S/ Galón	Residual 6 S/ Galón	Residual 500 S/ Galón
Yurimaguas		9.76		
Iquitos		9.76	7.70	
Pucallpa		9.58		
Puerto Maldonado	10.75			

Cuadro 37 –*Precios Ponderados de la Amazonia*

7.3 Costo de los Combustibles gas natural

Según el artículo 124 del Reglamento de la LCE, los precios del combustible deben ser aquellos precios que corresponden al mercado interno. No obstante, mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, expedida el 25 de noviembre de 1998, se precisó que, para la fijación de las tarifas de energía en barra, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por el OSINERGMIN.

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 Reglamento de LCE, lo siguiente:

1. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea (Lote 88), el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea (boca de pozo) más el 90% del costo del transporte y de distribución, según corresponda (Ver Anexo 5).

   Precios de suministro de gas de Camisea

   Se considera la información de web U.S. Bureau of Labor Statistics (https://data.bls.gov/) de los indicadores WPU1191 y WPU05, del periodo diciembre 2023 a agosto 2024

Mes	WPU1191 i	*WPU1191 j*	WPU05 i	*WPU05 j*
Dic-23	256.033	128.000	217.245	101.075
Ene-24	260.320	128.000	220.831	101.075
Feb-24	260.320	128.000	230.889	101.075
Mar-24	260.32	128.000	230.625	101.075
Abr-24	260.32	128.000	235.745	101.075
May-24	260.32	128.000	226.291	101.075
Jun-24	261.416	128.000	228.382	101.075

Mes	WPU1191 i	*WPU1191 j*	WPU05 i	*WPU05 j*
Jul-24	261.416	128.000	234.208	101.075
Ago-24	261.416	128.000	227.872	101.075

	WPU1191 i	*WPU1191 j*	WPU05 i	*WPU05 j*	*FA GN*
2024	260.209	128.000	228.010	101.075	2.1221

Cuadro 38 – *Indicadores WPU1191 y WPU05*
Se considera promedio de los meses diciembre 2023 a agosto 2024

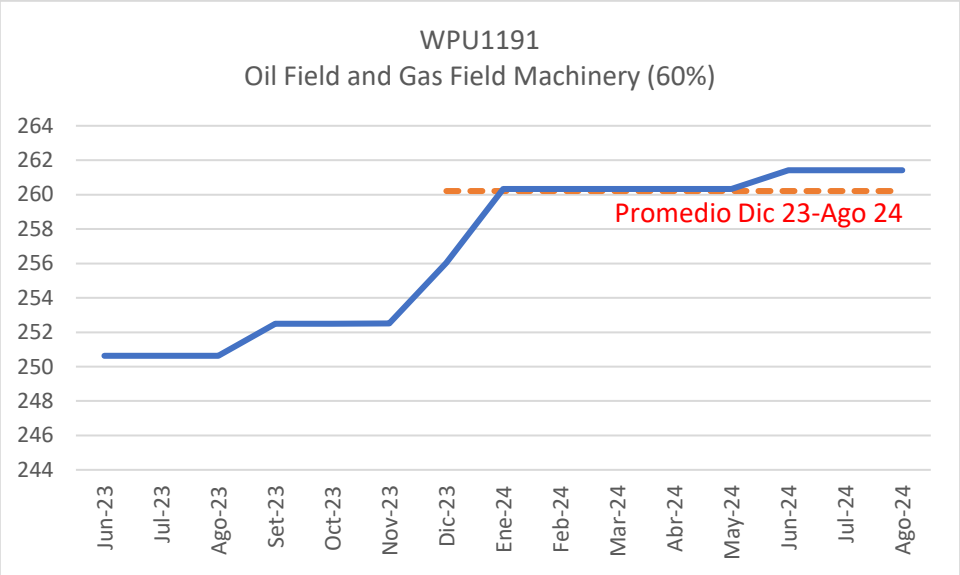


Gráfico 11- Indicador WPU1191

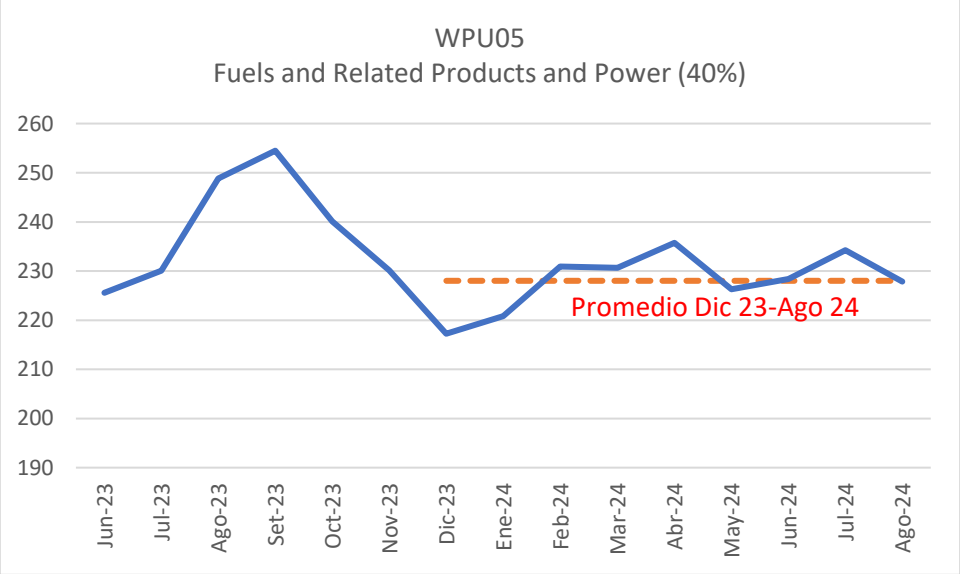


Gráfico 12- Indicador WPU05

El precio de boca de pozo (USD/MMBTU) tiene un incremento de 0.15% respecto al valor utilizado en FITA de mayo 2024 a abril 2025.

Precio Boca de Pozo (USD/MMBTU)	
Fita Mayo 2024-Abril 2025 (datos a ene.2024)	2.1190
Propuesta (datos diciembre 2023 a agosto 2024)	2.1221
Variación	**0.15%**

Cuadro 39 – *Precio en Boca de Pozo gas de Camisea*

Precios de transporte de gas de Camisea

Se considera la información de web U.S. Bureau of Labor Statistics (https://data.bls.gov/) de los indicadores WPSFD4131 disponibles a agosto 2024.

Mes	WPSFD4131 i	WPSFD4131 o
Ene-24	250.078	149.8
Feb-24	250.98	149.8
Mar-24	251.479	149.8
Abr-24	251.83	149.8
May-24	252.4	149.8
Jun-24	252.597	149.8
Jul-24	252.864	149.8
Ago-24	253.704	149.8

	WPSFD4131 a	*WPSFD4131 o*	*FA 1*
2025	253.704	149.8	1.6936

Cuadro 40 – *Indicador WPSFD4131*

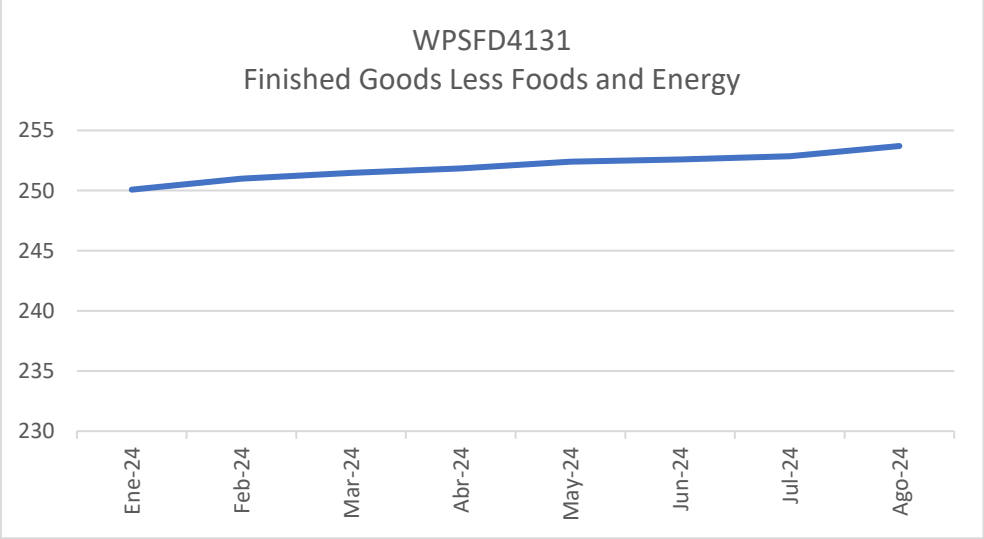


Gráfico 13- Indicador WPSFD4131

Se ha considerado el Factor de Descuento Aplicable para la Red Principal de Transporte (FAD) con valor 0.95477 y Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) con valor 1.0096 vigentes a la fecha.

El precio transporte considerando el factor de descuento de 90% para tarifas (USD/MMBTU) tiene una disminución de 1.14% respecto al valor utilizado en FITA de mayo 2024 a abril 2025.

Precio de Transporte (USD/MMBTU)	PPI	Precio (FAT, FAD y 90% descuento)
Fita Mayo 2024-Abril 2025 (dato de enero 2024)	250.161	1.2377
FDA: 0.9915 y FAT: 1.0336		
Propuesta (dato de setiembre 2024)	253.704	1.2236
FDA: 0.95477 y FAT: 1.0096		
Variación		**-1.14%**

Cuadro 41 – *Precio en Transporte gas de Camisea*
Precios referenciales para C.T. Ventanilla

Precios de distribución de gas de Camisea

Se consideran los precios publicados por Calidda, aplicables a octubre 2024:

- Margen fijo de comercialización 0.3149 S/./(Sm3/día)
- Margen fijo de distribución 2.1777 S/./(Sm3/día)
- Margen variable de distribución 81.92096 S/./millar m3

El precio distribución considerando el factor de descuento de 90% para tarifas (USD/MMBTU) resulta con un valor de 0.5194 USD/MMBTU, que significa una reducción de 6.78% respecto al valor utilizado en FITA de mayo 2024 a abril 2025 (precio referencial para C.T. Ventanilla).

Precio de Distribución (USD/MMBTU)	Precio (con 90% descuento)
Precio a febrero 2024	0.5572
Propuesta (dato a octubre 2024)	0.5194
Variación	**-6.78%**

Cuadro 42 – *Precio en Distribución gas de Camisea*
Nota: Tipo de cambio: 3.76 correspondiente al valor venta del 9/10/2024 (www.sbs.gob.pe)

Precio total de gas de Camisea

El precio total de gas de Camisea resulta con un valor de 3.8651 USD/MMBTU, que significa una reducción de 1.25% respecto al valor utilizado en FITA de mayo 2024 a abril 2025 (precio referencial para C.T. Ventanilla).

Precio (USD/MMBTU)	FITA 2024	A octubre 2023	Variación
Suministro	2.1190	2.1221	0.15%
Transporte	1.2377	1.2236	-1.14%
Distribución	0.5572	0.5194	-6.78%
Total	3.9139	3.8651	-1.25%

Cuadro 43 – *Precio total gas de Camisea*

2. Para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea (como Aguaytía y centrales en el noroeste), el precio a considerar será el precio único que se obtenga como

resultado del PR-31, 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 OSINERGMIN.

El detalle del cálculo del costo del gas natural en el que incurren las diferentes centrales térmicas del SEIN se muestra a continuación (cabe indicar que estos valores se actualizarán cuando se tengan los consumos de gas de todo el año 2024 y el precio a boca de pozo para el año 2025, el cual se actualiza el 1 de enero de cada año):

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca 1	Chilca 2	Kallpa	Independencia	Las Flores	Oquendo	Termochilca	Fenix
Precio Boca de pozo	USD/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual (1)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Factor B: Por Take or Pay (2)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Descuento Pluspetrol (3)		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Precio Boca de Pozo	USD/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor de Actualización (octubre-2024) (4)		2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador – Productor)	USD/MMBTU	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Estado – Productor) – 2020	USD/MMBTU	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221	2.1221
Precio Boca de Pozo actualizado	**USD/MMBTU**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**	**2.1221**
Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	**US/$millar m³**	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384
Factor por adelanto del GRP		0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477
Factor de Aplicación Tarifaria (FAT)		1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960
Factor de ajuste al transporte (PPIa / PPIo)		1.6936	1.6936	1.6936	1.6936	1.6936	1.6936	1.6936	1.6936	1.6936	1.6936	1.6936
PPIo (Ene-2003)		149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8
PPIa (Octubre-2024)		253.7	253.7	253.7	253.7	253.7	253.7	253.7	253.7	253.7	253.7	253.7
Precio Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US/$millar m³	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699	51.34699
Factor de conversión	PC/m³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Precio Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US/$millar PC	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540	1.4540
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.0694	1.0694	1.0694	1.0687	1.0687	1.0700	1.0694	1.0700	1.2375	1.0696	1.0693
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Precio de Transporte	**USD/MMBTU**	1.2236	1.2236	1.2236	1.2244	1.2244	1.2230	1.2237	1.2230	1.0575	1.2234	1.2238
tarifa promedio de Distribución (OSINERGMIN)	US/$millar m³	21.79	21.79	21.79	21.79	21.79	21.79	0.00	21.79	21.79	21.79	21.79
Capacidad Contratada Diaria Mensual (CC)	(m3/d)	2,100,000	0	0	2,986,911	955,404	3,710,000		973,317	264,811	1,275,000	2,380,000
Capacidad Reservada Diaria (CRD)	(m3/d)			2,100,000				3,942,315		4,683,317		4,683,317
CC/CRD		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000		1.0000	#¡DIV/0!	1.0000	1.0000
FCC		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000		1.0000	#¡DIV/0!	1.0000	1.0000
Volumen consumido (promedio mensual set-2023)	m3-mes	45,260,635	3,461,545	7,672,277	85,055,030	7,340,367	90,573,613	1,399,022	32,420,421	2,145,367	21,489,588	56,085,979
Tarifa 48esol de Distribución (OSINERGMIN):												
Margen Fijo de Comercialización (oct-2024) (6)	USD/(Sm3/d)-mes	0.0838	0.0838	0.0838	0.0838	0.0838	0.0838		0.0838	0.0838	0.0838	0.0838
Margen Fijo de Distribución (oct-2024) (6)	USD/(Sm3/d)-mes	0.5792	0.5792	0.5792	0.5792	0.5792	0.5792		0.5792	0.5792	0.5792	0.5792
Margen Variable de Distribución (oct-2024) (6)	US/$millar m3	21.7875	21.7875	21.7875	21.7875	21.7875	21.7875		21.7875	21.7875	21.7875	21.7875
Costo de Distribución (OSINERGMIN)	US/$millar m³	21.79	21.79	21.79	21.79	21.79	21.79		21.79	21.79	21.79	21.79
Factor de conversión	PC/m³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467		35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Precio Red de Distribución (OSINERGMIN)	US/$millar PC	0.6172	0.6170	0.6170	0.6172	0.6172	0.6172		0.6171	0.6170	0.6172	0.6172
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.0695	1.0695	1.0695	1.0687	1.0687	1.0702		1.0693	1.2375	1.0689	1.0693
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Precio Distribución	**USD/MMBTU**	0.5194	0.5192	0.5192	0.5197	0.5197	0.5190		0.5194	0.4487	0.5196	0.5194
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)		3.8651	3.8649	3.8649	3.8662	3.8662	3.8641	3.3458	3.8645	3.6283	3.8651	3.8653

Cuadro 44 *– Costo de gas natural para los diferentes generadores termoeléctricos a setiembre de 2023*

(1), (2) No se aplican factores de descuento A y B al Precio Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural del Consorcio Camisea

(3) Descuento extraordinario aplicado por Pluspetrol.

(4) Factor de Ajuste del precio de Gas en Boca de Pozo según Contrato de Licencia del Lote 88 y modificaciones (D.S. N° 064-2006-EM, D.S. N° 023-2014-EM).

(5) Los poderes 48resolución48 superiores corresponde a los informados por los Generadores de acuerdo con el PR-31 del COES-SINAC (a setiembre 2024).

(6) Conforme lo dispuesto por las 48resolución Osinergmin N° 079-2022-OS/CD y N° 138-2022-OS/C

7.4 Costos Variables No Combustibles (CVNC)

Se ha tomado la información pública disponible del COES de los costos variables no combustibles (CVNC) de las centrales térmicas, considerando también el documento COES/D-571-2023 con el cual se actualizaron los CVNC de las centrales termoeléctrica, con fecha de vigencia desde el 1/07/2023, en aplicación de la Segunda Disposición Transitoria del Procedimiento Técnico N° 34 del COES.

7.5 Canon del Agua

Se considera el 1% de la tarifa de energía fuera de punta vigente al 4 de octubre del 2024.

Barra Lima	PEMF ctm. S/./kW.h	Tipo de cambio S//USD	Canon USD/MW.h
al 4/10/2024	22.18	3.76	**0.5899**

Cuadro 45 – *Valor del canon de agua*
Tipo de cambio del 9/10/2024

7.6 Consumos específicos, poderes caloríficos, entre otros

Se ha tomado la información pública disponible en el Portal del COES de consumos específicos, poderes caloríficos, costos de transporte y tratamiento químico, densidades, entre otros, por cada modo de operación de las centrales termoeléctricas modelado en PERSEO.

7.7 Costos Variables Totales

El resultante de los CVC y CVNC considerados se muestran en la siguiente tabla.

Centrales Térmicas	Pot. Efectiva	Combustible	Precio	Consumo Específico	COSTO VARIABLE: USD/MW.h		
	MW		(*)	(**)	CVC	CVNC	CVT
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49.627	Gas Natural	2.5465	9.9160	25.25	0.1731	25.424
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	91.591	Gas Natural	2.5499	11.1899	28.53	1.4988	30.033
Turbo Gas Natural Oquendo	32.184	Gas Natural	3.6283	9.4602	34.32	4.4673	38.791
Turbo Gas Oquendo con DB5	22.195	Diesel B5 S-50	857.5188	0.2762	236.886	4.4363	241.322
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	53.71012	Gas Natural	3.8649	12.6819	49.01	7.8951	56.909
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6	46.787	Diesel B5 S-50	868.8634	0.2985	259.355	7.8951	267.250
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	47.905	Gas Natural	3.8649	12.8902	49.82	6.8909	56.710
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-5	44.805	Diesel B5 S-50	868.8634	0.2976	258.539	6.8909	265.430
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	108.643	Gas Natural	3.8649	11.3207	43.75	4.4051	48.158
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7_h2o	118.147	Gas Natural	3.8649	11.6088	44.87	5.5931	50.460
Turbo Vapor de Shougesa	61.759	Residual 500	556.2799	0.2950	164.126	3.0516	167.178
G. Diesel Shougesa	1.061	Diesel B5 S-50	857.5188	0.2324	199.291	2.2511	201.542
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	89.513	Gas Natural	2.9999	11.5991	34.80	0.0476	34.844
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	89.859	Gas Natural	2.9999	11.4690	34.41	1.5251	35.931
G. Diesel Tumbes Nueva	17.343	Diesel B5 S-50	891.9246	0.1802	160.692	5.9938	166.686
Turbo Gas Diesel Ventanilla 3	142.441	Diesel B5 S-50	868.7395	0.2379	206.691	1.2763	207.967
Turbo Gas Diesel Ventanilla 4	137.279	Diesel B5 S-50	868.7395	0.2395	208.079	1.2801	209.359
Turbo Gas Natural Ventanilla 3	150.655	Gas Natural	3.8651	10.2927	39.78	1.2763	41.058
Turbo Gas Natural Ventanilla 4	153.392	Gas Natural	3.8651	10.2565	39.64	1.2801	40.922
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	214.058	Gas Natural	3.8651	7.1175	27.51	1.7906	29.301
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	226.437	Gas Natural	3.8651	7.1813	27.76	1.8552	29.611
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	216.469	Gas Natural	3.8651	7.0992	27.44	1.7938	29.233
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	228.520	Gas Natural	3.8651	7.1329	27.57	1.8588	29.428
Turbo Gas Natural Chilca TG1	173.528	Gas Natural	3.8662	10.1120	39.10	2.1281	41.223
Turbo Gas Natural Chilca TG2	170.565	Gas Natural	3.8662	9.8356	38.03	2.0748	40.101
Turbo Gas Natural Chilca TG3	191.218	Gas Natural	3.8662	10.4485	40.40	1.4565	41.853
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	185.694	Gas Natural	3.8641	10.4172	40.25	1.6091	41.862
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	179.237	Gas Natural	3.8641	10.7332	41.47	1.3334	42.807
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	186.240	Gas Natural	3.8641	10.5780	40.88	1.3415	42.217
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	191.196	Gas Natural	3.8649	10.2134	39.47	2.3347	41.809
Turbo Gas Natural Las Flores	214.142	Gas Natural	3.8645	9.7599	37.72	1.1672	38.884

Centrales Térmicas	Pot. Efectiva	Combustible	Precio	Consumo Específico	COSTO VARIABLE: USD/MW.h		
	MW		(*)	(**)	CVC	CVNC	CVT
Turbo Gas Natural CC Las Flores	321.796	Gas Natural	3.8645	6.5139	25.17	1.0052	26.178
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	10.277	Diesel B5 S-50	914.0529	0.2224	203.324	3.8098	207.134
Chilina TG	12.239	Diesel B5 S-50	914.0529	0.3596	328.671	17.4446	346.116
Mollendo I GD	24.462	Diesel B5 S-50	901.7783	0.2017	181.863	2.0248	183.888
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	23.061	Gas Natural	3.3458	8.8472	29.60	3.5171	33.118
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CS)	197.524	Gas Natural	3.8651	10.6095	41.01	1.7579	42.765
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	297.297	Gas Natural	3.8651	6.9768	26.97	1.4377	28.404
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	274.871	Gas Natural	3.8641	6.9773	26.96	1.1155	28.077
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	290.657	Gas Natural	3.8641	6.9268	26.77	0.9320	27.698
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	296.222	Gas Natural	3.8641	6.7831	26.21	0.9368	27.147
Turbo Gas Natural Fenix TG11	177.094	Gas Natural	3.8653	10.2380	39.57	1.8323	41.405
Turbo Gas Natural Fenix TG12	178.837	Gas Natural	3.8653	10.1982	39.42	1.9123	41.331
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	284.802	Gas Natural	3.8653	6.7085	25.93	1.8715	27.802
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	285.393	Gas Natural	3.8653	6.6910	25.86	1.9245	27.788
Turbo Gas CC Fenix - D5	546.099	Diesel B5 S-50	892.6686	0.169	150.499	1.8976	152.397
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	254.917	Gas Natural	3.8662	6.8733	26.57	1.5482	28.122
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	250.643	Gas Natural	3.8662	6.5866	25.47	1.4909	26.956
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	284.397	Gas Natural	3.8662	6.9015	26.68	1.0719	27.755
Turbo Gas Natural CT Chilca 2 TG41	74.216	Gas Natural	3.8662	10.6912	41.33	1.8321	43.166
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	110.497	Gas Natural	3.8662	7.1630	27.69	1.5552	29.248
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	184.875	Diesel B5 S-50	871.6996	0.2311	201.437	4.0000	205.437
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	103.454	Gas Natural	2.8148	13.1118	36.91	4.0000	40.907
Reserva Fria Puerto Eten	225.055	Diesel B5 S-50	877.4946	0.2373	208.270	4.0000	212.270
NEPI	618.600	Diesel B5 S-50	896.2672	0.2300	206.119	2.2306	208.350
Reserva Fria Ilo	502.763	Diesel B5 S-50	939.2094	0.2304	216.438	4.0000	220.438
Reserva Fría Pucallpa	44.054	Diesel B5	844.6812	0.2602	219.824	21.7868	241.611
Reserva Fría Puerto Maldonado	17.416	Diesel B5 S-50	891.6487	0.2540	226.434	21.6401	248.074
Puerto Bravo	723.441	Diesel B5 S-50	893.7751	0.2338	208.961	6.7125	215.674
Recka TG1	179.373	Diesel B5 S-50	880.5881	0.2398	211.190	3.9996	215.190

Cuadro 46 – *Costos Variables totales por Centrales Térmicas*

(*) Unidades: 1) Líquidos en US$/Ton y 2) Gas en US$/MMBTU

(**) Unidades: 1) Líquidos en Ton/MWh y 2) Gas en MBTU/KWh

Capítulo 8.- Hidrología

Conforme a lo establecido en el inciso b) del artículo 47[1] de la LCE y el inciso a) del artículo 124[2] del RLCE, se debe de tomar en cuenta la información hidrológica histórica para representar el comportamiento hidrológico para el período de análisis, considerando modelos matemáticos basados en probabilidades.

La información disponible que ha considerado el presente Estudio es la siguiente:

a) Las series hidrológicas que comprenden el periodo 1965 – 2022, utilizadas en la Fijación de Tarifas en Barra del mayo 2024-abril 2025
b) La serie hidrológica del año 2023 considerando los estudios hidrológicos que fuera informada por COES y por los Generadores para fines del presente Estudio.

En los referentes de los volúmenes iniciales de agua de los embalses, se consideró los valores al 1 de enero de 2024 (en hm^3) informada por COES y las empresas Generadoras.

Asimismo, se tuvo en consideración la siguiente información brindada por ELECTROPERÚ:

- Volumen operativo de la presa Tablachaca en 2692.5 hm^3.
- En lo referente a los límites del lago Junín, se tiene en consideración la RD N° 0955-2024-ANA-AAA.MAN (del 09/09), , derivados de la RD inicial (RD N° 002-2010-ANA/DEPHM) y su ampliación mediante la RD 1045-2024-ANA-AAA-MAN hasta el 08.12.2024. Por esta razón, luego de ese mes se restringen los límites con la RM N° 149-98-AG.

En el análisis de sensibilidad mencionado en el numeral 3.5, se considerará también una mejor información histórica de caudales que la represente de mejor manera el año hidrológico 2024.

[1] "b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: ***las series hidrológicas históricas***, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79 de la presente Ley." (*el resaltado es nuestro*)

[2] "El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47 de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:
a) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, ***tomando en cuenta la estadística disponible***;
(…)" (*el resaltado es nuestro*)

Capítulo 9.- Restricciones consideradas en la simulación

9.1 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

Para las centrales de generación con potencia mayor a 10 MW y que no son de tecnología RER eólica o fotovoltaica, se consideró la Resolución OSINERGMIN N°203-2023-OS/CD en la cual establece el Margen de Reserva Rotante para RPF del SEIN en 2.1% para los meses de avenida del año 2024 (enero a mayo y diciembre) y 2.5% para los meses de estiaje del año 2024 (junio a noviembre). Se hizo extensivo dichos valores para los años 2024 en adelante.

Conforme a lo considerado por COES en los programas diarios de operación y programa de mediano plazo de noviembre 2023, se consideró que las siguientes centrales térmicas realizan el servicio de RPF mediante su Equipo para RPF, por lo cual el valor de reserva asignada para dichas centrales será de 0%:

- C.T. Ventanilla
- C.T. Chilca 1
- C.T. Chilca 2
- C.T. Kallpa (agosto de 2024, conforme a lo informado por COES referente a la Información referencial para Estudios).

9.2 Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

Los valores de Reserva Asignada a Subir (en MW) se tomó en consideración las magnitudes de Reserva total requerida para la RSF para los meses de avenida y estiaje de los años 2024 y 2025 por bloques horarios, que figuran en los informes COES/D/DO/SEV-INF-020-2023 y COES/D/DO/SEV-INF-030-2024 respectivamente y sus equivalentes en bloques de demanda modeladas en PERSEO.

RSF total a subir (MW)

Periodo	Punta (MW)	Media (MW)	Base (MW)
Avenida 2024	199.3	217.5	190.8
Estiaje 2024	205.9	222.7	181.1
Avenida 2025	157.9	187.1	176.5
Estiaje 2025	165.9	177.0	180.8

Cuadro 47 – *Reserva Asignada a Subir total por RSF – Estudios COES*

En lo referente a la reserva asignada durante el 2024 se debe mencionar que las siguientes URS se encuentran indisponibles para el servicio RSF:

- La CH Cañon del Pato según comunicación 25.05.2024.
- La unidad G2 de la CH Chimay según comunicación del 07.06.2024
- La CT Chilca 1 según comunicación del 05.03.2024

- La CT Fenix según carga FX 716.24 del 11.10.2024
- La CT Las Flores según correo del 13.02.2024

Asimismo, se consideró las potencias de Reserva Asignada a Subir de cada Unidad de Regulación Secundaria (URS) determinadas por COES en el último año (octubre del 2023 a setiembre del 2024) y que fueran utilizadas en las liquidaciones mensuales de Servicios Complementarios. La potencia asignada fue determinada por cada URS, en periodos mensuales y por bloques de punta, media y base.

a) Periodo enero a setiembre del 2024:

Se tomó en consideración las potencias de Reserva Asignada a Subir ejecutadas de cada URS, las mismas que fueron utilizadas en las liquidaciones mensuales realizadas por COES.

RSF total a subir (MW)

Año	Mes	Bloque		
		Punta	Media	Base
2024	1	196.2	212.5	187.4
2024	2	198.3	214.5	189.4
2024	3	199.0	216.5	188.6
2024	4	198.8	215.3	188.8
2024	5	195.0	212.6	183.3
2024	6	201.0	217.0	174.4
2024	7	202.7	217.0	174.1
2024	8	201.7	216.4	175.7
2024	9	204.2	219.9	175.2

Cuadro 48 – *Reserva Asignada a Subir total por RSF – Ejecutada enero a setiembre 2024*

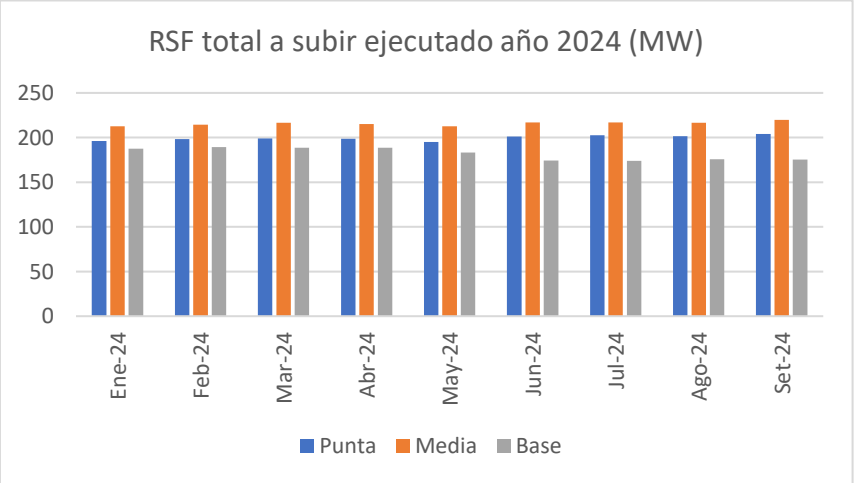


Gráfico 14- Reserva Asignada a Subir total por RSF – Ejecutada enero a setiembre 2024

b) Periodo octubre a diciembre del 2024:

Se considera que las indisponibilidades para brindar el servicio RSF, antes mencionadas, se mantendrán hasta diciembre del 2024. Por lo cual, se toma como referencia las potencias asignadas registradas en el mes de setiembre 2024 para proyectar las potencias de Reserva Asignada a Subir de cada URS en el periodo octubre a diciembre del 2024, multiplicadas por un factor de corrección que lleven a obtener los valores totales requeridos para los meses de estiaje y avenida del 2024, conforme a lo señalado en el informe COES/D/DO/SEV-INF-020-2023.

c) Periodo enero a diciembre del 2025:

Debido a que en el año 2024 se registran indisponibilidades para brindar el servicio RSF importantes, se consideran los registros de potencias asignadas de cada URS del año 2023, multiplicadas por factores de corrección que lleven a obtener los valores totales requeridos para los meses de estiaje y avenida del 2025, conforme a lo señalado en el informe COES/D/DO/SEV-INF-030-2024.

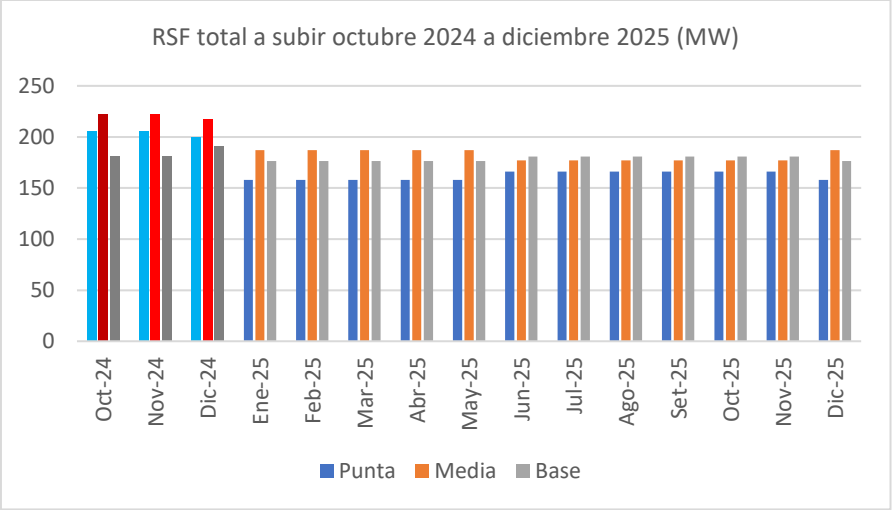


Gráfico 15- Reserva Asignada a Subir total por RSF – Proyectada de octubre 2024 a diciembre 2025

d) <u>Para los años 2026 y 2027:</u>

Las potencias de Reserva Asignada a Subir total mensual fueron estimadas con base a la metodología de los Informes COES/D/DO/SEV-INF-020-2023 y COES/D/DO/SEV-INF-023-2024, la cual considera desviaciones estándar por errores de pronósticos de la demanda y de generación RER, con un nivel de confianza del 90%, y las tasas de crecimiento de la demanda y del parque de generación RER determinadas por cada año en el presente Informe.

Para determinar las potencias de Reserva Asignada a Subir de cada URS de los meses de enero 2026 a diciembre 2027 se consideró las potencias asignadas en el año 2023, multiplicadas por un factor de corrección que lleven a obtener los valores totales obtenidos conforme a lo indicado anteriormente.

N (0,1) p = 90% 1.645
Nivel de confianza 90%

Mes	Periodo	Desviación estándar por errores en el pronóstico				Reserva Secundaria de Frecuencia (MW)					
		Demanda (MW)		Generación RER (MW)		Errores en pronóstico demanda		Errores en pronóstico RER		Total	
		σ+ (d)	σ- (d)	σ+ (RER)	σ- (RER)	bajar	subir	bajar	Subir	bajar	subir
Avenida 2026	6:00 - 11:00	77.2	74.2	49.6	71.7	127.0	122.1	117.9	81.5	245	204
	11:00 - 19:00	73.2	65.1	47.9	62.0	120.5	107.0	102.1	78.8	223	186
	19:00 - 22:00	66.2	53.4	37.3	52.0	108.9	87.8	85.5	61.3	194	149
	22:00 - 06:00	67.4	66.5	39.3	59.6	110.9	109.4	98.1	64.7	209	174
Estiaje 2026	6:00 - 11:00	78.7	68.8	49.0	49.0	129.5	113.2	80.5	80.5	210	194
	11:00 - 19:00	72.9	64.6	42.1	46.1	119.9	106.3	75.9	69.2	196	176
	19:00 - 22:00	64.0	54.3	44.9	32.3	105.3	89.3	53.1	73.9	158	163
	22:00 - 06:00	72.1	59.9	50.7	48.4	118.6	98.6	79.7	83.3	198	182
Avenida 2027	6:00 - 11:00	80.0	76.9	87.9	127.1	131.5	126.4	209.1	144.6	341	271
	11:00 - 19:00	75.8	67.4	85.0	110.0	124.8	110.9	181.0	139.8	306	251
	19:00 - 22:00	68.6	55.3	66.1	92.2	112.8	90.9	151.7	108.7	264	200
	22:00 - 06:00	69.9	68.9	69.8	105.8	114.9	113.3	174.0	114.7	289	228
Estiaje 2027	6:00 - 11:00	81.5	71.3	86.8	86.8	134.1	117.2	142.8	142.8	277	260
	11:00 - 19:00	75.5	66.9	74.6	81.8	124.2	110.1	134.6	122.7	259	233
	19:00 - 22:00	66.3	56.2	79.6	57.2	109.0	92.5	94.2	131.0	203	224
	22:00 - 06:00	74.7	62.1	89.8	85.9	122.8	102.1	141.3	147.8	264	250

RSF a subir total (MW)

Periodo	Punta (MW)	Media (MW)	Base (MW)
Avenida 2026	161.4	191.2	180.6
Estiaje 2026	169.4	181.0	184.6
Avenida 2027	215.5	256.8	237.6
Estiaje 2027	230.7	241.0	252.2

Cuadro 49 – *Reserva Asignada a Subir total por RSF – Proyectada años 2026 y 2027*

9.3 Programa de mantenimientos

a) Periodo enero a setiembre del 2024

Para los meses de enero a setiembre del año 2024, se ha incluido los mantenimientos ejecutados y que están disponibles en el portal de COES, Información que se encuentra en el Anexo 9. Se debe mencionar que se han excluido aquellos mantenimientos esporádicos que tienen una duración menor a 1 día.

b) Periodo octubre del 2024 a junio del 2025

Se consideró el programa anual de mantenimiento aprobado por el COES mediante informe COES/D/DO/SPT-IT-IPAI-S2-2024.

Se debe resaltar que en el programa de intervenciones de equipos de generación en calidad de fuera de servicio, del mes de abril de 2025 muestra las siguientes intervenciones importantes:

Central	Potencia (MW)	Días	Observación
CT Santa Rosa TG7	108.6	30	Incremento de altura de chimenea
CT Chilca 1 TG2	254.9	30	INSPECCION DE 33000 EOH (HOT GAS PATH)
CT Ventanilla TG3	226.4	19	Turbine Hot Gas Path Inspection + Generator Major Inspection
CT Fenix - Central	570.2	21	BOROSCOPIA DE TURBINAS DE GAS, MANTENIMIENTO A EQUIPOS AUXILIARES DE PLANTA
CH Huanza - 1GER	49.2	24	CAMBIO DE VÁLVULA ESFERICA EN GRUPO G1*
CH Huanza - Central	98.3	6	

Cuadro 50 – *Programa de intervenciones de equipos de generación.*

c) Periodo julio del 2025 a diciembre del 2027

Se consideró la información de mantenimientos de centrales que fuera proporcionada por los titulares de generación para fines de elaboración del presente Estudio.

Para aquella información de mantenimientos faltantes se consideró el siguiente criterio:

- En el caso de las centrales hidroeléctricas se consideró:

  1. Meses julio a diciembre del 2025: Se replica el programa de mantenimiento del año 2020 que figura en la Fijación de Tarifas mayo 2021-abril 2022
  2. Meses enero a diciembre del 2026: Se replica el programa de mantenimiento del año 2021 que figura en la Fijación de Tarifas mayo 2022-abril 2023.
  3. Meses enero a diciembre del 2027: Se replica el programa de mantenimiento del año 2022 que figura en la Fijación de Tarifas mayo 2023-abril 2024.

- En el caso de las centrales termoeléctricas se consideró:

  1. Se consideró los trabajos de mantenimiento con base al número de horas equivalentes de operación y esquemas tradicionales de planificación del mantenimiento.
  2. Se evitó la simultaneidad de mantenimientos, reprogramando en lo posible por periodos de uno a tres meses.
  3. Para definir el plan de mantenimiento se ejecutaron tres simulaciones.

9.4 Restricciones de capacidad de transmisión del enlace centro – sur

Respecto a la restricción de la capacidad de transmisión del enlace centro – sur, comprendido por los dos enlaces de 500 kV Colcabamba-Poroma-Yarabamba y Chilca-Poroma-Ocoña-San José-Montalvo; y los dos enlaces de 220 kV Campo Armiño-Cotaruse-Socabaya, se consideró los valores del Estudio de Estabilidad 2024-2027, conforme a lo siguiente:

Tabla 2: Límites de Transmisión determinados para el enlace Centro – Sur

Periodo	Escenario de Demanda	Límite de Transmisión (MW)
Estiaje 2024 (BCS L-2051/L-2052 E/S)	Máxima	1072
	Media	1005
	Mínima	1119
Estiaje 2024	Máxima	1423
	Media	1455
	Mínima	1418
Avenida 2025	Máxima	1431
	Media	1448
	Mínima	1414
Estiaje 2025	Máxima	1453
	Media	1397
	Mínima	1391
Avenida 2026	Máxima	1472
	Media	1462
	Mínima	1449
Estiaje 2026	Máxima	1249
	Media	1355
	Mínima	1439
Avenida 2027	Máxima	1407
	Media	1369
	Mínima	1383
Estiaje 2027	Máxima	1599
	Media	1514
	Mínima	1634

9.5 Restricciones en la disponibilidad de gas natural

Respecto a las restricciones de disponibilidad de gas natural, conforme a lo comunicado por COES en lo referente a las restricciones en la operación, se ha considerado lo siguiente:

a) Restricción de 15.1 MMPCD para abastecer a las centrales Malacas 1, Malacas 2 y Reserva Fría de Generación Talara, en simultáneo.
b) Restricción de 25 MMPCD para abastecer a la central Aguaytía.

9.6 Modelamiento de energía generada por Centrales eólicas, fotovoltaicas, cogeneración e hidráulicas menores

Las energías generadas de las centrales fueron consideradas con valores predefinidos en el archivo SINAC.FZD, de la siguiente manera:

a) Periodo enero a setiembre del 2024:

Se consideró los registros de energía ejecutados de cada central de generación de dichos meses por bloques de demanda punta, media y base, considerando los registros de mediciones de energía cada quince minutos de cada mes.

b) Periodo octubre del 2024 a diciembre del 2027:

Se consideró las energías promedio histórico generadas de cada central de generación en cada mes calendario por bloques de demanda punta, media y base; dichos valores fueron obtenidos con base a los registros de mediciones de energía cada quince minutos históricos del periodo enero del 2018 a setiembre del 2024.

c) Energía estimada de centrales del Plan de Obras de generación

Para determinar la energía de las centrales del Plan de Obras, que correspondan a centrales de generación RER eólicas y fotovoltaicas, se consideró los factores de planta promedio histórico por mes calendario en bloques de demanda punta, media y base de centrales de generación de similar tecnología y ubicación, multiplicadas por la potencia nominal de cada central proyectada.

9.7 Restricciones por temperatura

Se consideró las disminuciones de la capacidad de generación de centrales térmicas a gas por efecto de la temperatura para centrales que usan gas de Camisea y la central Aguaytía. Dichas disminuciones fueron consideradas como mantenimientos.

9.8 Restricciones por sólidos en suspensión

Se consideró la información proporcionada por Statkraft respecto a indisponibilidades de las centrales CH Cahua y CH La Oroya debido a la alta concentración de sólidos en suspensión en periodos de avenida. Dichas indisponibilidades fueron consideradas como mantenimientos.

Capítulo 10.- Despacho de Generación y Costos Marginales

El despacho de generación y Costos Marginales fueron determinados mediante la simulación en el programa PERSEO. Los resultados mostrados a continuación representan el promedio aritmético de las 59 secuencias hidrológicas.

10.1 Modelamiento Despacho de Generación

En los siguientes gráficos se muestra la producción de energía por periodos anual y mensual

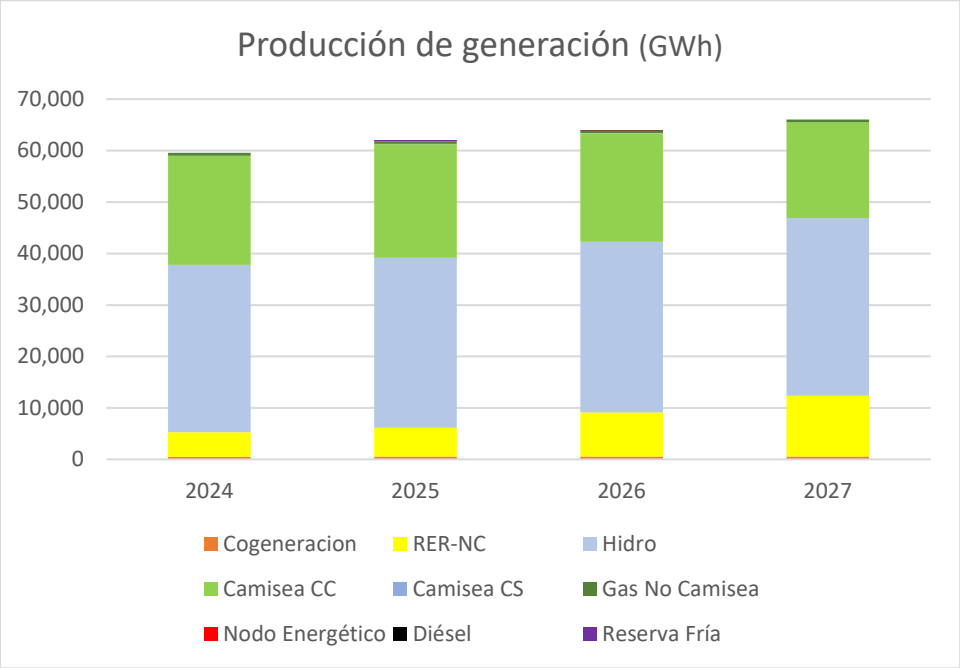


Gráfico 16- Producción de energía anual por tipo de tecnología

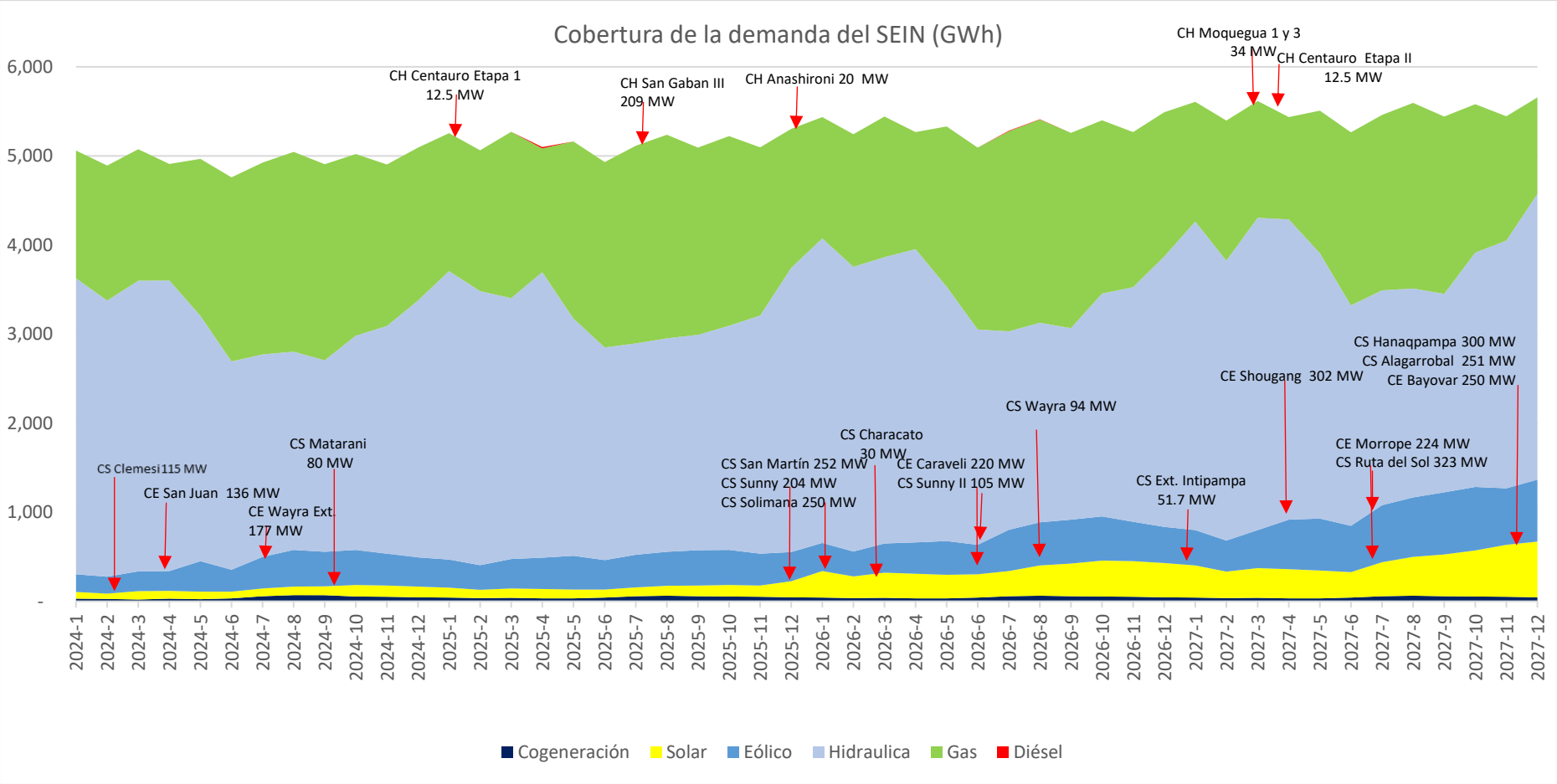


Gráfico 17- Producción de energía mensual por tipo de tecnología

En el siguiente gráfico se muestra el Requerimiento de potencia a ser abastecida con Centrales Termoeléctricas en Horas de Punta, comparándola con la capacidad disponible de potencia de centrales termoeléctricas que operan con gas natural. Dicha capacidad disponible se muestra en tres niveles:

i) Disponibilidad a Potencia Efectiva.
ii) Disponibilidad que considera el descuento por Reserva Rotante, tasas de indisponibilidad fortuita y mantenimientos.
iii) Disponibilidad considerando el punto ii), más las limitaciones de gas natural en las Centrales de Aguaytía y Talara.

En el gráfico se muestra que, debido a los mantenimientos programados para el mes de abril 2025 y mencionados en el numeral 9.3, la capacidad de generación térmica eficiente resulta insuficiente para abastecer a la demanda requerida a ser atendida con centrales termoeléctricas, que se debe reflejar mediante el despacho de centrales térmicas con diésel y por tanto en Costos Marginales altos en dicho mes.

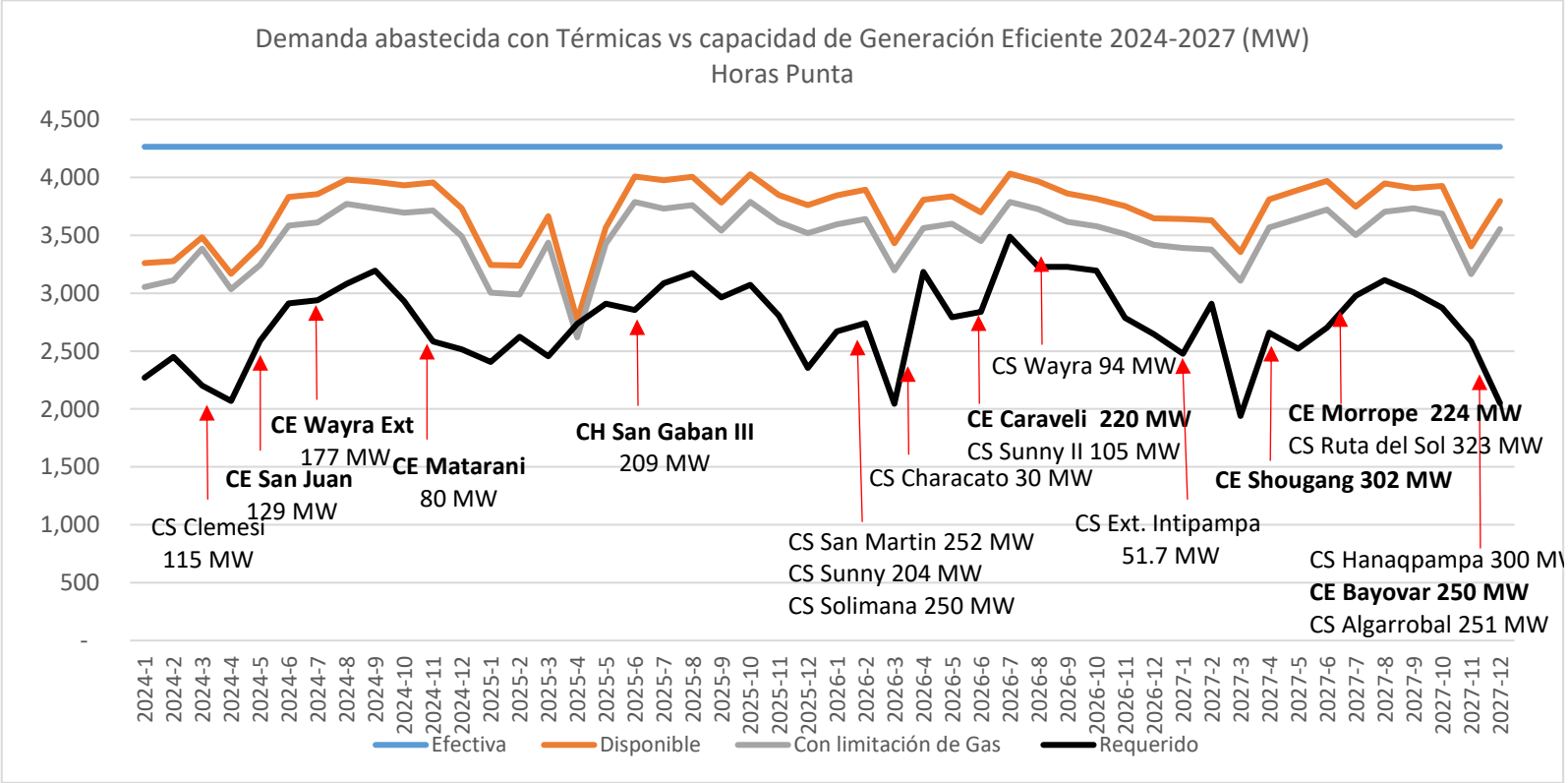


Gráfico 18- Demanda abastecida con centrales térmicas vs capacidad de generación disponible de centrales eficientes – Horas Punta

10.2 Costos Marginales

Los Costos Marginales obtenidos muestran valores altos para el mes de abril de 2025 debido a los mantenimientos programados dicho mes, mencionados en el numeral 9.3, que representa la operación de centrales con combustible diésel.

Asimismo, en el estiaje del 2026 se muestra un incremento en los Costos Marginales de las barras del área sur del SEIN, debido a presencia de congestión.

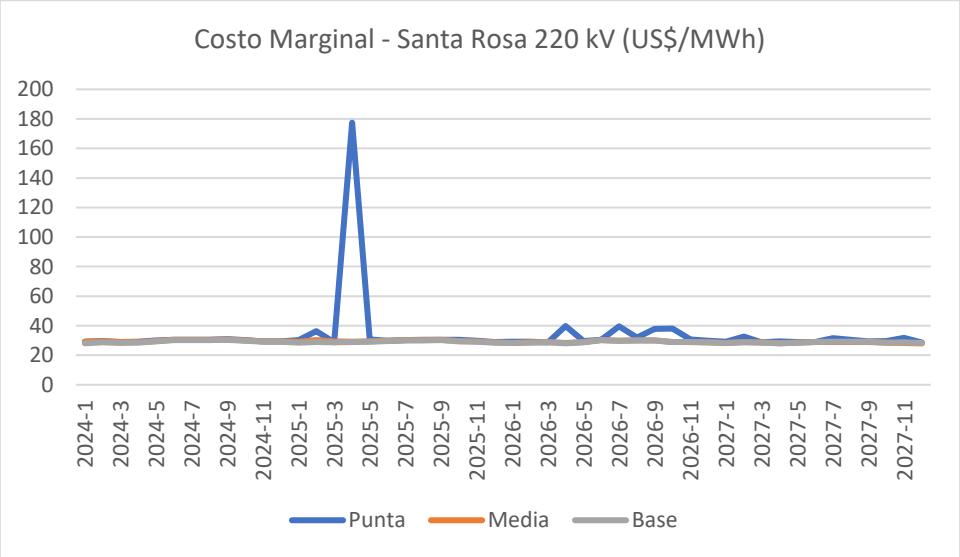


Gráfico 19- Costo Marginal Santa Rosa 220 kV

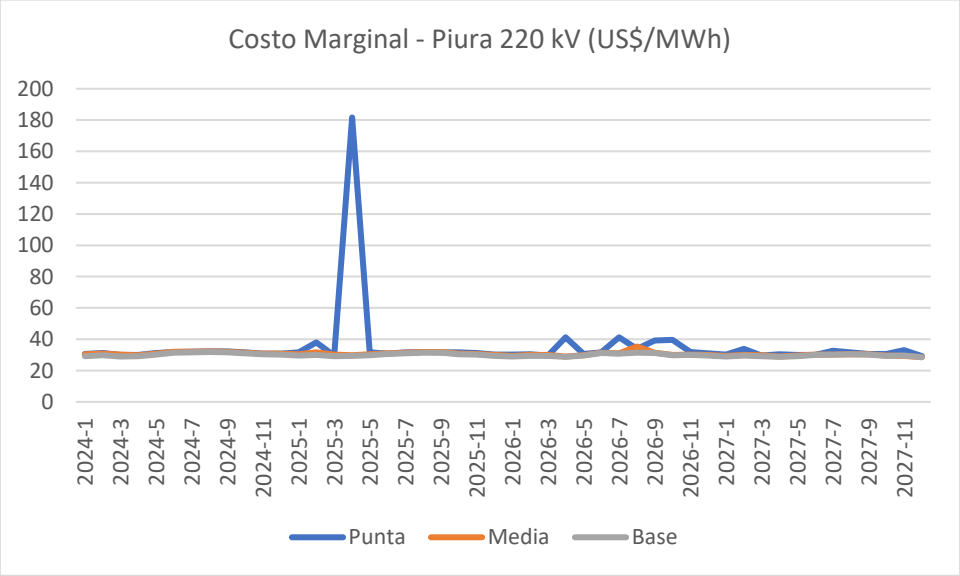


Gráfico 20- Costo Marginal Piura 220 kV

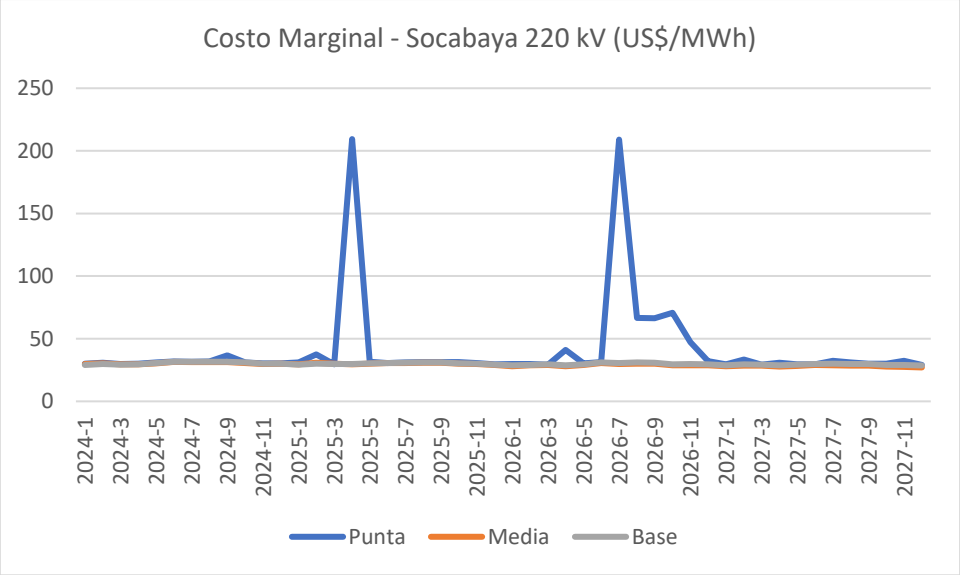


Gráfico 21- Costo Marginal Socabaya 220 kV

Capítulo 11.- Precio básico de energía

El precio básico de energía en la barra base de Lima, Santa Rosa 220 kV, fue calculado mediante la simulación en el modelo PERSEO.

A este costo se le denomina precio teórico de la energía con el fin de ser comparado con el precio resultante de las licitaciones.

Los datos de entrada y salida de la simulación se encuentran en el anexo 15 que corresponde a los archivos fuente.

A partir de los costos marginales se calculó un precio básico de 30.53 USD/MW.h. Cabe indicar que el precio de energía en horas punta y fuera de punta es de 35.53 USD/MW.h y 29.41 USD/MW.h, respectivamente.

Año	Mes	USD/MW.h		
		Punta	Fuera de Punta	Total
2025	Mayo	35.53	29.41	30.53

Cuadro 51 – *Precio Básico de Energía.*

Año	Mes	Punta	F.Punta
2025	Mayo	18.29%	81.71%

Cuadro 52 – *Participación de la energía.*

11.1 Actualización del precio de energía

Las fórmulas de reajuste para energía y potencia se han calculado de acuerdo con un análisis de sensibilidad de los respectivos precios básicos. En el Anexo 16 se detalla el cálculo de las fórmulas de reajuste propuestas.

El precio básico de energía se ajusta con la siguiente formula:

$$PI/P0=d + e*FD2 + f*FR6 + g*FPGN$$

Componente	Punta	F.Punta	Total	Factor
Diesel Nº2	13.73%	0.01%	3.04%	e
Residual 500	-0.46%	0.00%	-0.10%	f
Gas Natural	81.23%	97.81%	94.13%	g
Constante	5.50%	2.18%	2.93%	d
Total	100.00%	100.00%	100.00%	

Cuadro 53 – Coeficientes de actualización del precio básico de Energía.

Dónde:

- FD2 = PD2 / PD20

- FR5 = PR5 / PR50
- FPGN = PGN / PGNo
- FCB = (PCB / PCBo) * FTC
- FD2 = Factor del precio del petróleo Diesel N°2.
- FR5 = Factor del precio del petróleo Residual 500.
- FPGN = Factor del gas natural.
- PO = Precio marginal de barra en nuevos soles / kWh inicial.
- P1 = Precio marginal de barra en nuevos soles / kWh nuevo.

Capítulo 12.- Precio básico de potencia

12.1 Metodología

El cálculo del Precio Básico de la Potencia (PBP), utilizado en la fijación de las tarifas para el periodo mayo 2025 – abril 2026, se basa en la selección de la unidad generadora más eficiente para suministrar potencia adicional durante las horas de mayor demanda anual en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Este cálculo se basa en la norma publicada por OSINERG Nº 260-2004-OS-CD que aprueba el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia.

Para determinar este precio, se computa la anualidad de la inversión necesaria de la unidad de punta, teniendo en cuenta los costos para la central de punta, conexión y los costos fijos de operación y mantenimiento.

Todo esto se hace considerando una tasa del 12% de acuerdo con el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

Los costos reconocidos para la central de punta son los siguientes:

- El costo del módulo de generación (FOB_{TG}), incluyendo sus repuestos iniciales, fletes, transporte y todo costo asociado con el proceso de despacho aduanero.
- El costo de adquisición de combustible para las pruebas y puesta en marcha de la central de punta.
- El costo de adquisición del terreno y costos asociados a la gestión de este.
- El costo fijo de personal, incluyendo los beneficios sociales.
- El costo fijo de mantenimiento y operación.
- El costo de conexión e instalación eléctrica al sistema.

Para el cálculo de la Capacidad Estándar de la Unidad de Punta (CE_{ISO}), se calcula la Capacidad nominal ISO, en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314 ($CCBGN_{ISO}$), obtenida como el promedio aritmético de las últimas cinco ediciones disponibles de la revista GTWH.

Asimismo, se utilizó el Factor de Corrección por Tipo de Combustible (FCTC) y el Factor de Corrección por Condiciones de Servicio (FCCS) los cuales tienen un valor de 0.9804 (utilizado para el petróleo diésel N°2) y 0.9876 (productos de los factores por pérdidas en filtros de aire, factor por pérdida de presión en escape, factor por consumo de servicios auxiliares y factor por pérdidas en el transformador) respectivamente.

La siguiente expresión relaciona cada variable mencionada:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} * (FCTC * FCCS)$$

Además, se hace uso del Factor de Corrección por Condiciones de Ubicación (FCCU) para determinar la Potencia Efectiva de la unidad de punta (PEF).

Este factor tiene un valor de 0.9518 (utilizado para la ciudad de Lima) y se relaciona de la siguiente manera:

$$P_{EF} = CE_{ISO} * FCCU$$

La anualidad de la inversión se calculó multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con la tasa de actualización del 12% y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para los equipos de conexión eléctrica.

Cabe destacar que para el cálculo de la PBP se debe tener actualizada la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN, los cuales son 21.41% y 4.18% respectivamente.

Los valores de las variables TIF y MRFO corresponden a los publicados en la Resolución OSINERGMIN N° 199-2020-OS/CD; los cuales tienen vigencia desde el 01 de mayo de 2021 hasta el 30 de abril de 2025.

Estos valores se fijan cada 4 años, de acuerdo con los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la LCE y el RLCE.

12.2 Parámetros Generales

Los principales parámetros para el cálculo del PBP son los siguientes:

Parámetro	Valor	Comentario
Tasa de actualización	12%	Obtenido del artículo 79 de la LCE
Vida Útil Generador (años)	20	Obtenido del artículo 126 de la LCE
Vida Útil Conexión (años)	30	Obtenido del artículo 126 de la LCE
MRFO	21.41%	Obtenido de la Resolución N° 199-2020 OS/CD
TIF	4.18%	Obtenido de la Resolución N° 199-2020 OS/CD
FCTC*	0.9804	En caso se modifique el combustible D2 se deberá cambiar el factor.
FCCS*	0.9876	En caso se modifique la unidad TG se deberá cambiar el factor.
FCCU*	0.9518	En caso se modifique la unidad TG se deberá cambiar el factor.

Cuadro 54 *–Parámetros generales para el cálculo básico de potencia*
**Los valores son obtenidos de la norma OSINERG Nº 260-2004-OS-CD "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia".*

12.3 Costos de inversión de la Central Termoeléctrica

El Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT}) se determina a partir del precio del módulo de generación (FOB_{TG}) y se expresará en miles de dólares americanos. El precio FOB_{TG}, será obtenido de la revista especializada GTWH.

12.3.1 Determinación de la Capacidad ISO y Precio FOB

Para determinar la capacidad ISO de la turbina a gas, se calculó el rango de potencia que debe abarcar la capacidad de la unidad en punta. Dicho rango se encuentra delimitado por un mínimo de 156.5 MW y un máximo de 206.5 MW los cuales corresponden a la TG41 de la CT NEPI.

En el contexto de este estudio, el límite inferior representa el 75% de la potencia efectiva de la unidad TG41 de la CT NEPI (206.5 MW), mientras que el límite superior equivale al 100%.

En el proceso, se consultó la edición más reciente de la revista GTHW correspondiente al año 2024 para identificar unidades turbogas que se encuentren dentro de este rango establecido.

Utilizando la revista GTHW se identificaron dos turbinas que tienen la capacidad ISO dentro del rango las cuales son los modelos SGT5-2000E y AE94.2. Cabe precisar que según el procedimiento las turbinas deben ser de 60 HZ; sin embargo, en la revista GTW no se encuentran turbinas de 60 Hz sino de 50 Hz.

A partir de ello, se ha determinado que la capacidad $CCBGN_{ISO}$ de la unidad es de 183.6 MW con un precio FOB_{TG} de 44,125 miles de dólares. El detalle de dicho cálculo se muestra en el siguiente cuadro.

EDICIÓN REVISTA GTWH	SGT5-2000E		AE94.2	
	Precio (Miles USD)	Potencia Base ISO (MW)	Precio (Miles USD)	Potencia Base ISO (MW)
GTWH 2020	42,000	187	41,500	190
GTWH 2021	42,000	187	41,000	190
GTWH 2022	44,000	187	42,500	190
GTWH 2023	47,000	187	45,700	190
GTWH 2024	48,300	198	47,250	190
Número de publicaciones	5		5	
Promedio	44,660	189.2	43,590	190

CE_{ISO}	183.6	MW

Valor FOB_{TG}	44,125	Miles USD

Cuadro 55 –*Turbinas de gas usadas para determinar la capacidad ISO y el precio FOB de la turbina de la central de punta. Fuente: Gas Turbine World 2024 handbook*

Según la Revista GTW, el precio FOB de la turbina de gas cubre el alcance estándar de suministro para unidades generadoras empaquetadas, que generalmente incluye auxiliares mecánicos y eléctricos, además de ciertos elementos del balance de planta como la chimenea corta con silenciador.

Sin embargo, según nuestra revisión, **la revista GTW no incluye completamente todos los componentes** necesarios de la unidad de punta y por tal no refleja costos asociados de un sistema de generación. Igualmente, cabe indicar nuevamente que la revista GTW ha quedado desactualizada desde varios años atrás, no presentan o muestran máquinas de 60 Hz que cumplan con el rango de capacidad establecido en la regulación. Para cumplir con el procedimiento se tienen que tomar máquinas a 50 Hz, frecuencia que no es utilizada en el Perú.

En esta revisión mencionada y para esta oportunidad se ha utilizado el sistema GT-Pro para cuantificar los costos de los componentes necesarios de la unidad de punta que no fueron incluidos en la revista GTW.

GT-Pro es un software especializado en el diseño y simulación de centrales termo eléctricas, optimizado para turbinas de gas y ciclos combinados. Este programa permite desarrollar modelos detallados que calculan el rendimiento, el balance de masa y energía, así como los costos de inversión actualizados, adaptados al contexto local (para más detalles, consultar Thermoflow).

Por tal, para abordar esta limitación del GTW se está utilizando el GT-Pro para complementar los componentes adicionales no contemplados en el precio FOB que son esenciales para el funcionamiento de la planta y, por tanto, deben ser incluidos en la inversión. Estos elementos son:

a) Costo de la grúa de turbina e instrumentación de planta.
b) Costo de las barras del generador e interruptores del circuito.

12.3.2 Costos No Incluidos en la Revista GTW

a) Costo de la grúa de turbina e instrumentación de planta

De manera similar, la grúa de turbina y la instrumentación general de la planta no se incluyen en el precio FOB ni en la normativa vigente. Estas partidas son igualmente críticas para la operación segura y eficiente de la planta.

A partir del estudio desarrollado con GT-Pro, se ha calculado un costo estimado de 921 mil USD, cuyo valor se explica con más detalle en el Anexo 4.

b) Costo de las barras del generador e interruptores del circuito.

El precio FOB de la turbina de gas, obtenido de la Revista GTW, no incluye ciertos componentes críticos como las barras del generador y los interruptores del circuito, que son esenciales para la infraestructura interna de la planta. Dado que estos elementos no están contemplados en la normativa vigente, el análisis realizado con el software GT-Pro ha permitido calcular un valor estimado para cubrir este costo adicional.

El costo estimado de las barras del generador e interruptores del circuito es de 3,173 mil USD, cuyo valor se explica con más detalle en el Anexo 4.

12.3.3 Costo de repuestos iniciales

En línea con las mejores prácticas de gestión de activos y mantenimiento, se considera que el costo de los repuestos iniciales para unidades de generación debe representar entre el 1% y el 2.5% del valor FOB de la unidad. En este estudio, se ha decidido aplicar un porcentaje del 2.5%.

12.3.4 Transporte marítimo y seguros

Durante 2024, los costos de flete experimentaron fluctuaciones notables, con incrementos significativos seguidos de una tendencia hacia la estabilización en los últimos meses. Por ejemplo, el

Índice Mundial de Contenedores (WCI) y el Índice de Fletes de Carga Contenerizada de Shanghái (SCFI) mostraron variaciones importantes, aunque las tarifas se han acercado a un nivel más estable.

Considerando este comportamiento reciente y para mantener consistencia con las cifras establecidas en estudios anteriores, se ha optado por conservar un valor del 4% del costo FOB para el transporte marítimo y seguros.

12.3.5 Gastos de desaduanaje

Costos asociados con el proceso de despacho aduanero, que incluye la presentación de documentación, la revisión de la mercancía, los trámites legales y administrativos.

El valor adecuado para estimar este costo es el 0.8% del precio CIF (suma del precio FOB, los repuestos iniciales, barras del generador e interruptores de circuito, grúa turbina e instrumentación, y el transporte marítimo y seguros).

12.3.6 Costo de adquisición del terreno

En línea con lo que ha venido presentando y sustentando el SCG en los informes técnicos-económicos de los anteriores procesos de fijación tarifaria, sobre la importancia de incluir el costo de la adquisición de terreno, reiteramos la importancia de la inclusión de esta partida dentro del CAPEX de un proyecto de generación.

Al respecto, la observación de la inclusión de este concepto dentro del procedimiento para la determinación del precio básico de la potencia fue realizado por el COES, al indicar que la partida de adquisición del terreno para la central y su subestación son costos de inversión omitidos.

Dicho aporte por parte del COES fue presentado por el OSINERGMIN en su informe GART/DGT N° 071-2004, como parte de los comentarios recibidos por los agentes al procedimiento para la determinación del precio básico de la potencia.

Al respecto, el comentario del COES sobre este ítem fue el siguiente:

"Costos de Inversión Omitidos"

"En la relación de rubros asociados a la inversión de la Central Termoeléctrica, ***no aparecen*** *los rubros supervisión de la importación****, adquisición de terreno para la central y su subestación****, obras preliminares y cerco, utilidades del contratista; tal como se ha venido considerando en las fijaciones tarifarias."*

Al respecto, en el informe sustentatorio de dicho procedimiento se indica que las subestaciones más adecuadas para ubicar esta central son zonas cercanas a las subestaciones de 220 kV Ventanilla, Zapallal y San Juan, siendo la más ventajosa la subestación de San Juan.

De ello, debido a que la zona más ventajosa para el desarrollo de la central se ubica en la zona sur de Lima, se ha tomado data estadística brindada y publicada por la empresa consultora Colliers Internacional.

Debido a que esta publicación, no publica el costo del terreno industrial en San Juan de Miraflores, se ha tomado en cuenta el costo del terreno en los distritos cercanos a la subestación San Juan. Este reporte, informa que el valor de los terrenos para uso industrial en la zona sur son los siguientes:

- La Zona Sur 1 está compuesta por los distritos de Chorrillos, Villa El Salvador y Lurín, donde se encuentran los corredores del mismo nombre.
- Para terrenos en venta, en el corredor Villa El Salvador, la oferta identificada registra un precio promedio de USD 377/m2.
- Con respecto a la oferta encontrada en el corredor Lurín, los terrenos industriales registran un precio promedio de USD 182/m2.
- Finalmente, para el corredor Chorrillos no se registraron terrenos en venta ni en renta.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el desarrollo del presente estudio se hará uso de un valor ajustado acorde del mercado actual de 252 USD/m2 por valor de adquisición del terreno.

El área necesaria para la construcción de la central de punta y subestación será de 14,000 m^2, está área fue obtenida de la información publicada por OSINERGMIN en los recursos de reconsideración del cálculo del CUCSS, específicamente en la "Matriz de costos de inversión aplicable a centrales térmicas de ciclo simple".

Por tanto, para el presente estudio, se incluye el costo de adquisición del terreno y las gestiones de adquisición (actualizado con el factor de ajuste); obteniendo lo siguiente:

Concepto	Precio (USD/m^2)	Área (m^2)	Total (Miles USD)
Adquisición de terreno	252	14,000	3,528

Cuadro 56 –Costo de adquisición de terreno

Concepto	Valor fijo	Factor de actualización	Total (Miles USD)
Gestiones de adquisición de terreno (incluye subestación)	327	0.998	326.06

Cuadro 57 –Costo de gestiones de adquisición de terreno

12.3.7 Costo de adquisición de combustible para las pruebas y puesta en marcha

Este ítem trata de reflejar el costo incurrido por un generador al llevar a cabo las pruebas necesarias para entrar en operación comercial; al respecto, para estimar dicho valor se tomó en cuenta el promedio de tiempo de pruebas operativas de unidades de reciente ingreso al SEIN que tengan una potencia efectiva cercana a la unidad de punta. Para lo cual se hizo uso de la información disponible en el COES y OSINERGMIN.

Central	Fecha de Prueba
Ilo RF	Mar-13
Recka	Ago-15
Puerto Bravo	Feb-16

Cuadro 58 –Fecha de inicio de pruebas

Teniendo en cuenta lo anterior, en el cuadro siguiente se muestra el resumen del tiempo de pruebas:

Central	Unidad	Tiempo de prueba (min)	Promedio de potencia (MW)	Potencia efectiva (MW)	Porcentaje de potencia usada
Ilo RF	TG1	6,120	114.69	167.13	68.62%
Ilo RF	TG2	3,885	113.32	165.65	68.41%
Ilo RF	TG3	4,320	135.76	166.35	81.61%
Recka	TG1	4,755	123.99	178.78	69.35%
Puerto Bravo	TG1	6,450	99.71	156.28	63.80%
Puerto Bravo	TG2	6,630	130.53	159.55	81.81%
Puerto Bravo	TG3	5,880	141.01	159.18	88.59%
Puerto Bravo	TG4	5,100	135.24	156.81	86.24%
Valor Promedio		5,393			76.06%

Cuadro 59 –Tiempo de pruebas. Fuente: Reporte de medidores del COES

De lo cual, el tiempo promedio de pruebas es de 5,393 minutos, es decir aproximadamente 90 horas.

Para estimar el costo de adquisición de combustible para las pruebas, se multiplicó la Potencia Efectiva de la unidad de punta por el porcentaje de uso de potencia (76.06%) y por el tiempo medio de pruebas, con lo cual a partir de la determinación de la energía se calculó el volumen de combustible requerido para las pruebas.

Adicionalmente, se consideró el ingreso por venta de energía en el mercado spot, el cual es restado al gasto total de las pruebas.

Los valores descritos se muestran en el siguiente cuadro:

Concepto	Valor
Potencia ISO unidad de punta (MW)	183.6
Potencia efectiva de la unidad de punta (MW)	174.7
Potencia usada en pruebas (MW)	132.9
Tiempo de prueba (Horas)	89.9
Energía producida en las pruebas (MW.h)	11,943.6
Rendimiento de turbomáquina operando con Diesel 2	0.4
Poder calorífico Diesel 2 (MBTU/kg)	40.5
Densidad (kg/Gln)	3.2
Poder calorífico Diesel 2 (MBTU/Gln)	131.6
Poder calorífico Diesel 2 (kWh-t/Gln)	38.6
Rendimiento de la turbina (kWh-e/Gln)	13.9
Cantidad de combustible usado (Gln)	856,483.6
Precio del Diesel DB5 precio de referencia (USD/Gln)	3.25
Costo total de adquisición de combustible para las pruebas operativas (USD)	1,777,222.7
Precio medio en el mercado spot (USD/MW.h)	31.0

Concepto	Valor
Ingresos por venta de energía en el mercado spot (USD)	370,251.6
Costo total de adquisición de combustible para las pruebas (USD)	**2,413,320.2**

Cuadro 60 –Valores del cálculo de costo de adquisición de combustible

12.3.8 Gastos generales – Utilidad contratistas

Se estima como un porcentaje de las obras ejecutadas por el contratista local, establecidas en las partidas correspondientes al transporte local, las obras civiles, el suministro local de los sistemas complementarios y el montaje electromecánico.

Según el procedimiento, para la estimación de los gastos generales y utilidades del contratista es el 10% sobre los montos de las partidas ejecutadas. Se mantiene el mismo criterio al reconocido en los costos de la conexión eléctrica.

12.3.9 Intereses durante la construcción

Corresponde a los gastos financieros incurridos durante la etapa de construcción, desde el primer desembolso hasta la puesta en operación de la planta y conexión al sistema.

Para su cálculo se ha empleado la tasa TAMEX vigente al 30 de setiembre de 2024 de 10.78% publicada por el Banco Central de Reserva del Perú.

El valor usado de interés durante la construcción fue de 6.92%.

12.3.10 Otras partidas

Respecto del “Montaje electromecánico, Transporte local, Supervisión, Obras preliminares y cerco, Obras Civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio”, se ha considerado ajustar los valores reconocidos en el estudio del periodo mayo 2024 - abril 2025.

Para ello, se tuvo en cuenta la variación del índice WPSFD4131 entre setiembre 2024 y setiembre 2024 para ajustar los costos en moneda extranjera y para el caso de los costos en moneda nacional, se ajustaron los costos considerando la variación del Índice del Precio al por Mayor (IPM) y del tipo de cambio entre setiembre 2024 y setiembre 2024.

Factor IPM	Valor
Moneda Extranjera (M.E)	1.024
Moneda Nacional (M.N)	0.998

Cuadro 61 –Factores de ajuste en M.E y M.N

12.4 Inversión total de la central térmica (CTI_{CT})

Para calcular el costo total de inversión de la central termoeléctrica se siguió lo detallado en la norma sobre el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia.

A continuación, se detallan los costos considerados para la inversión total de la central térmica:

Central Termoeléctrica	Tasa	Total (Miles USD)
Precio FOB_{TG}		44,125.00
Grúa de Turbina e Instrumentación de planta		920.85
Barras del generador e interruptores del circuito		3,173.36
Repuestos iniciales	2.50%	1,103.13
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1,765.00
Gastos de desaduanaje	0.80%	408.70
Transporte local		225.74
Montaje electromecánico		1,958.82
Pruebas y puesta en marcha		2,413.32
Supervisión		889.20
Adquisición de terreno		3,528.00
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye subestación)		326.06
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)		134.12
Obras civiles		1,978.15
Suministro de sistema de combustible (incluye monitore continuo de emisiones)		1,521.93
Suministro de sistema contra incendio		208.47
Gastos Generales - Utilidad Contratista		1,344.82
Intereses Durante la Construcción	6.92%	4,569.28
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		**70,593.95**

Cuadro 62 –Costo de la inversión total de la central termoeléctrica

12.5 Costos de la conexión eléctrica

12.5.1 Precio FOB_{CE}

Para el cálculo del precio FOB_{CE} se está considerando la actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, con costos del año 2023 fijada con Resolución N°012-2024-OS/CD, publicada el 30 de enero de 2024 en el diario El Peruano.

Equipos de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})	Precio Unitario (USD)
Transformador De Potencia	2,342,158
Interruptor De Potencia	36,551
Seccionador De Línea	13,471
Transformador De Tensión	8,193
Transformador De Corriente	9,745
Pararrayos	3,288

Cuadro 63 –Inversión de la conexión eléctrica

12.5.2 Transporte marítimo y seguros

Representa el costo por el transporte marítimo y seguros del suministro importado de equipo y materiales para la subestación de conexión eléctrica al sistema.

Se establece un porcentaje del 4% del costo FOB de igual manera que para los módulos de generación de la Central Térmica.

12.5.3 Otras partidas

Respecto del "Montaje, Ingeniería, Transporte local, Pruebas y puesta en servicio, suministro local, Obras Civiles, Supervisión", se ha considerado ajustar los valores reconocidos en el estudio del periodo mayo 2024 - abril 2025 de acuerdo con los siguientes factores:

Factor IPM	Valor
Moneda Extranjera (M.E)	1.024
Moneda Nacional (M.N)	0.998

Cuadro 64 –Factores de ajuste en M.E y M.N

12.6 Inversión total de la conexión eléctrica (CTI_{CE})

Para hallar los costos totales de inversión de la conexión eléctrica se agregaron al precio FOB_{CE}, el costo de transporte marítimo, el gasto de desaduanaje, el costo de transporte local, el costo de obras civiles, el costo de montaje electromecánico, el costo de supervisión y finalmente se adicionaron los gastos generales y utilidades del contratista y los intereses de construcción.

A continuación, se muestran los costos considerados para la inversión de la conexión eléctrica:

Conexión Eléctrica	Tasa	Total (Miles USD)
Precio FOB_{CE}		2 785.90
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	111.44
Gastos de desaduanaje	0.80%	23.18
Transporte local		21.00
Obras civiles		41.29
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local		149.34
Supervisión		53.92
Gastos Generales - Utilidad Contratista		26.55
Intereses Durante la Construcción	6.92%	222.33
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		**3,434.95**

Cuadro 65 –Costo de la inversión de la conexión eléctrica

12.7 Anualidad de inversión del CTI_{CT} y del CTI_{CE}

La anualidad de la inversión de la central y la conexión eléctrica se muestra en el siguiente cuadro:

Central Termoeléctrica	Valor
Vida Útil (años)	20
Factor de Recupero de Capital	13.39%
Anualidad del Costo Total de la inversión de la Central Térmica (Miles USD/año)	**9,451.03**

Cuadro 66 –Anualidad de inversión de la central térmica

Conexión Eléctrica	Valor
Vida útil (años)	30
Factor de Recupero de Capital	12.41%
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (Miles USD/año)	**426.43**

Cuadro 67 –Anualidad de la inversión de conexión eléctrica

12.8 Costo fijo de personal y otros

El costo fijo mensual del personal se ha mantenido constante respecto a los estudios de los últimos 5 periodos de fijación tarifaria.

Adicionalmente, se mantiene el 30% correspondiente a los gastos generales que incluye todos los demás costos de las diversas áreas de apoyo a la operación y mantenimiento.

Para el seguro multirriesgo, se considera el 5% del costo total de la inversión en la central de punta y conexión al sistema.

A continuación, mostramos los valores considerados para el costo fijo de personal:

Descripción	Cantidad	Sueldo bruto (USD/mes)	Sueldo bruto (USD/año)
Gerente de planta o jefe de planta	1	3,902	46,828
Gerente de Operaciones	1	2,963	35,559
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2,963	35,559
Jefe de turno	2	2,414	57,944
Operadores (dos turnos)	4	1,310	62,868
Supervisor mecánico	1	2,414	28,972
Supervisor eléctrico e Instrumentación y Control	1	2,414	28,972
Personal de mantenimiento	4	1,310	62,868
Seguridad industrial	1	1,200	14,400
Personal de seguridad	11	500	66,000
Total anual			439,970
Leyes sociales	43.75%		192,487
Gastos generales	30%		131,991
Seguros Multirriesgo			364,905
Total anual			**1,129,352**

Cuadro 68 –Costo fijo de personal

12.9 Costo fijo de operación y mantenimiento

Al ser la Capacidad ISO de la turbina cercana a la hallada en la fijación tarifaría del año 2024, se mantuvieron los mismos criterios para el presente estudio. En ese sentido, se empleó la fórmula de cálculo de las Horas de Operación Equivalente (EOH) y la tabla de frecuencias de mantenimiento establecidas para la unidad V84.3A:

$$EOH = a * OBLOH + HOD + c * NAN$$

Donde:

- a=1
- b=0.068
- c=10
- HEO= Horas de operación equivalente
- OBLOH=NAN*HOA= Horas de operación en carga base
- HOD = b*OBLOH = Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas
- equivalentes)

- NAN = Numero de arranques normales = 200
- HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios

Usándose la siguiente tabla de frecuencia de mantenimientos;

Mantenimientos	HEO
Combustor	8,000
Ruta de gases calientes	24,000
Mayor	48,000

Cuadro 69 –Tabla de frecuencia de mantenimiento

Asimismo, se ha procedido a actualizar los costos de materiales de mayo 2004 a setiembre 2024 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a setiembre 2024, mediante la aplicación de los índices de la serie WPSFD4131 y CUUR0000SAO del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del CFOyM resultante igual a 866.01 miles de USD por año, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

PEfectiva = **183.6** MW
Tasa = **12%** Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

HEO Costo KUS$
HPM = 8,000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores a = 1
b = 0.068
c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
OBLOH Horas Operación carga base
HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
NAN: Numero de Arranques
b: Factor de carga punta
a: Factor de operación carga base
c: Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	2,400	2,600	2,800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2,214	2,427	2,641	2,854	3,068	3,281	3,495	3,708	3,922	4,135	4,349	4,562	4,776	4,990
APM	3.614	3.296	3.030	2.803	2.608	2.438	2.289	2.157	2.040	1.935	1.840	1.753	1.675	1.603
Resultados														
Total Actual (KUS$)	7,033	9,305	10,272	11,332	12,227	13,303	14,140	16,350	17,285	18,333	19,212	20,202	21,026	23,570
Anualidad (KUS$)	942	1,246	1,375	1,517	1,637	1,781	1,893	2,189	2,314	2,454	2,572	2,705	2,815	3,155
Energía Anual (MWh)	36,716	73,432	110,147	146,863	183,579	220,295	257,010	293,726	330,442	367,158	403,874	440,589	477,305	514,021
Mant. Unitario (Mills/KWh)	25.64	16.96	12.48	10.33	8.92	8.08	7.37	7.45	7.00	6.69	6.37	6.14	5.90	6.14

CFNC Fijo (KUS$/año) **866.01**

Gráfico 22- Cálculo del FCNC de Mantenimiento para Turbogases.

12.10 Costo fijo anual de operación y mantenimiento estándar

El costo fijo anual de operación y mantenimiento se calcula mediante la suma de los Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO) y los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM), dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta.

Estos cálculos se resumen en el siguiente cuadro:

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento	Valor	Unidad
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)	1,134.59	Miles USD / año
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)	866.01	Miles USD / año
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)	**10.90**	**USD / kW-año**

Cuadro 70 –Costo fijo anual de operación y mantenimiento

12.11 Precio Básico de Potencia

El precio básico de potencia se muestra en el siguiente cuadro:

Concepto	Valor	Unidad
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	53.80	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	64.70	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	67.98	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	86.13	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	**319.90**	**S/. / kW-año**

Cuadro 71 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-año.

12.12 Precio de la Potencia Punta mensual (PBP)

Finalmente, para calcular el Precio Base de Potencia en Punta, se multiplica el PBP anual en dólares por el factor mensual 0.0791 y de esta manera obtenemos los siguientes resultados:

Concepto	Valor	Unidad
Factor mensual	0.0791	-
PBP	6.81	USD / kW-mes
PBP	25.30	S/./ kW-mes

Cuadro 72 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-mes
*TC = 3.714 S/./USD (30/09/2024)

12.13 Revisión de otras fuentes de información para el cálculo del precio básico de potencia

El informe titulado “Cálculo del Precio Básico de Potencia a partir de la simulación con el software GT-Pro,” incluido en el Anexo 4, documenta un análisis detallado realizado en colaboración entre M&D Consultores y Siemens Energy. Este análisis surgió de la necesidad de revisar y complementar las limitaciones de la revista Gas Turbine World, cuyas estimaciones se han quedado desactualizadas y no reflejan todos los costos reales necesarios para proyectos firmes de generación termoeléctrica. En particular, la revista solo ofrece precios para un alcance

estándar de suministro, dejando de lado elementos críticos que deben ser considerados en un proyecto completo.

La falta de inversiones recientes en centrales termoeléctricas en el Perú evidencia la necesidad de un enfoque más preciso y adaptado a la realidad actual. Por esta razón, se ha empleado el software GT-Pro para desarrollar un escenario alternativo que captura de manera más integral los costos de inversión, abarcando aspectos que el precio FOB del sistema de generación calculado a partir de la revista no contempla. Este enfoque también permitió abordar las discrepancias relacionadas con las especificaciones de frecuencia (50 Hz) de los modelos de turbinas y evaluar adecuadamente los conceptos de inversión basados en un proyecto real de una central de punta.

El objetivo de este análisis es proporcionar una base más sólida para determinar el Precio Básico de Potencia en Punta (PBP) aplicable al periodo mayo 2025 - abril 2026. Los resultados obtenidos con GT-Pro se comparan con las estimaciones incluidas en esta propuesta del SCG para el FITA 2025-2026.

Capítulo 13.- Cálculo del Precio en Barra

Con la finalidad de cumplir con lo establecido en la normativa vigente, se compara el precio básico de energía teórica con el promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes, ya que la energía contratada mediante licitaciones representa más del 90% de la energía destinada al mercado regulado. Se ha considerado las licitaciones firmadas al 04/oct/2024.

Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), al 4 de octubre de 2024, el precio promedio ponderado de las licitaciones es de 28.74 céntimos de S/./kWh.

Cabe precisar que dicho cálculo lo determina y lo publica OSINERGMIN.

La relación entre el precio del promedio ponderado de licitaciones y el precio de la energía teórica resulta 52.87%. esta relación muestra que el precio teórico defiere en más del 10% del precio ponderado de las licitaciones, por lo que se tienen que aplicar un factor de ajuste de 1.9076.

Concepto	PPM S/./kW	PEMP ctm S/./kW.h	PEFP ctm S/./kW.h	PPM+PEMP+PEFP ctm S/./kW.h
Precio de Licitación	29.70	28.33	23.13	**28.74**
Precio Teórico	25.30	13.36	11.06	**15.45**
			Precio teórico / Precio de Licitación	**0.5375**
			Factor de Ajuste	**1.9076**

Cuadro 73 – Comparación de precio ponderado de licitación vs precio de energía teórica.

Resultado Final

Una vez aplicado el factor de ajuste, se obtienen los precios de energía definitivos.

Concepto	Hora Punta	Hora Fuera de Punta	Total
Precio Ajustado mayo 2025 [USD/MW.h]	**67.78**	**56.11**	**58.24**
Precio Ajustado mayo 2025 [ctm S/./kW.h]	25.48.	21.10	21.90

Cuadro 74 – Precio Básico de Energía con factor de reajuste

Anexo 1: Metodología para el cálculo de la demanda

Metodología para el cálculo de la demanda

La presente metodología propone determinar la demanda eléctrica de potencia a partir de la demanda de energía eléctrica, y viceversa, para la demanda existente de grandes usuarios (Cargas Especiales) y demanda de Nuevos Proyectos.

i. Antecedentes

El Modelo de demanda total realizado por el Osinergmin tiene tres componentes i) demanda vegetativa, ii) cargas especiales y iii) nuevos proyectos. Actualmente el Osinergmin no tiene un criterio uniforme para la determinación de la demanda en potencia, tal es así que para cada uno de los componentes que conforman la demanda, los MW se han calculado de acuerdo con lo siguiente:

Demanda Vegetativa o Ventas de Energía: Para esta componente de demanda se emplea información de la demanda en unidades de energía y se convierte en unidades de potencia, mediante la aplicación de un factor de carga.

Demanda de Cargas Especiales: La demanda de energía se obtiene a partir de las proyecciones proporcionadas por los agentes. Para determinar la demanda de potencia, se convierte la energía en unidades de potencia, utilizando para ello el número de horas en un año, el factor de carga y el factor de simultaneidad.

Demanda de Nuevos Proyectos: Para la determinación de la demanda de potencia de esta componente se aplica una metodología distinta a las dos anteriores. A partir de la demanda de potencia informada por los Agentes al inicio del periodo de regulación, y luego aplicar a esta demanda un factor de probabilidad de realización del proyecto y además un factor de carga, se tiene como resultado un volumen de energía.

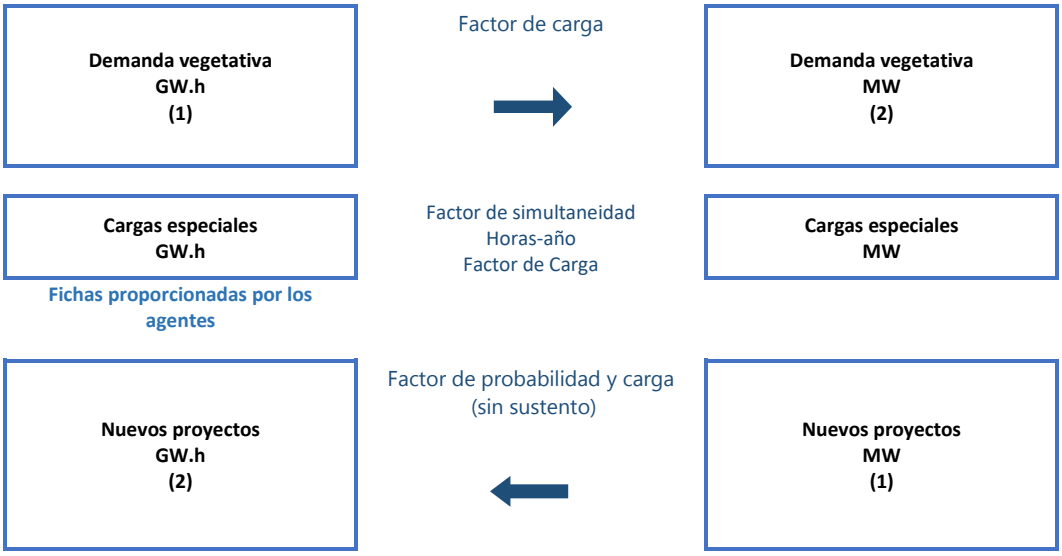


Gráfico 23- Determinación de la Demanda

Debido a que no existe uniformidad en el cálculo de demanda, se propone a continuación una metodología de cálculo.

ii. Metodología de Cálculo

La metodología que se propone para obtener la demanda será de acuerdo con lo indicado en la siguiente gráfica:

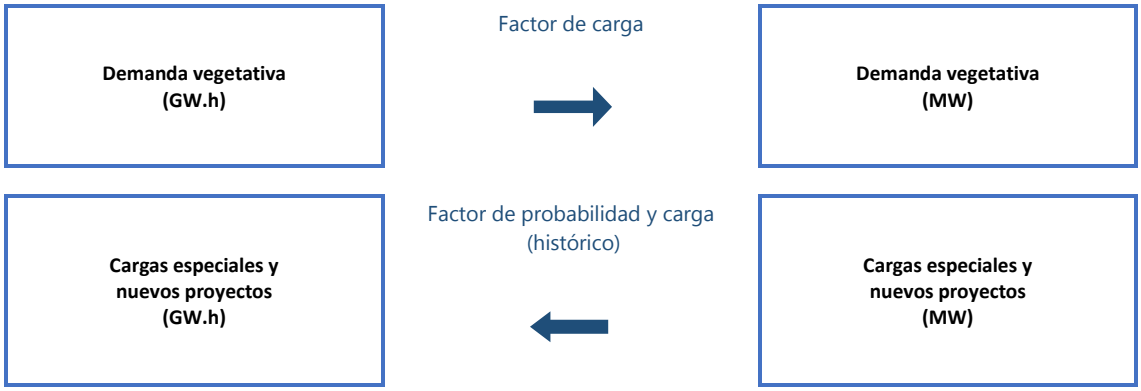


Gráfico 24- Metodología de Cálculo

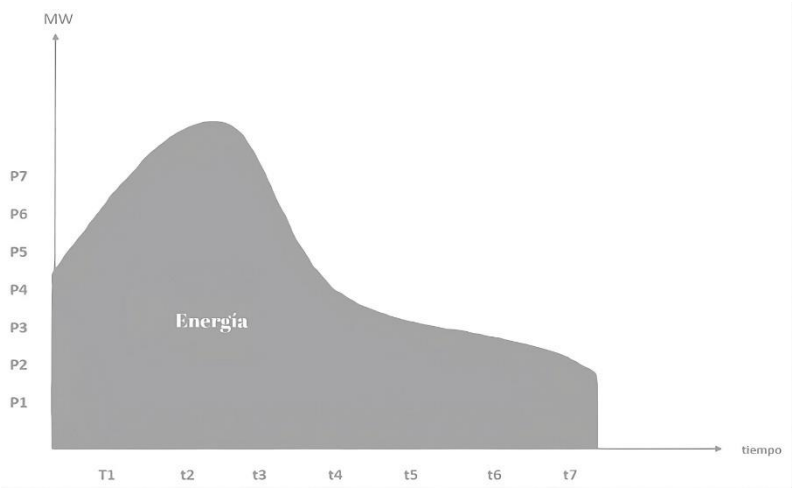
A continuación, se desarrolla la metodología de cálculo.

1. Definiciones

Potencia Máxima ($P_{Máx}$): Es el valor máximo de potencia registrado en un periodo de tiempo. Para la presente metodología el periodo de tiempo será 1 año.

Potencia Coincidente (P_{Coin}): Es la potencia registrada coincidente con la ocurrencia de la demanda máxima de potencia del SEIN.

Energía (E): Es igual al producto de la potencia (P) en MW por el tiempo (t) en horas; es decir, gráficamente es el área bajo la curva de potencia versus el tiempo, tal como se muestra en la siguiente gráfica.



$$E(P,t) = \sum_{i=1}^{n} (P_i x\ t_i)$$

Gráfico 25- Energía Determinada

La energía determinada será anual y expresada en MW.h.

Número de Horas (NH): Es la cantidad de horas en un determinado periodo. Se considera 8,760 horas al año.

Bloques Horarios: Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema

Factor de coincidencia (F_{coin}): Es el factor que se determina mediante el cociente entre la potencia coincidente y la potencia máxima.

$$F_{coin} = \frac{P_{coin}}{P_{máx}}$$

Considerando la información de los clientes libres, se muestra el diagrama promedio del mes de diciembre del 2022 y abril del 2023, mes en el que ocurrió la máxima demanda en HP del SEIN para cada año.

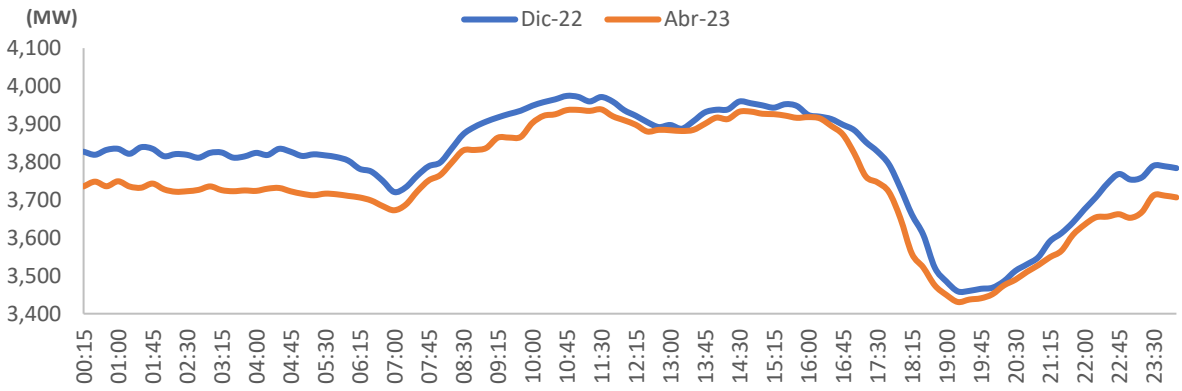


Gráfico 26- Diagrama de Carga promedio Mercado Libre – diciembre 2023 y 2022
Fuente: Boletín Clientes Libres - Osinergmin

Considerando el diagrama de carga representativo de los clientes libres se tiene que la potencia máxima (P_{max}) para abril del 2023 fue de 3,939 y la potencia coincidente (P_{coin} a las 19:00 horas) es de 3,449 MW. Con ello el factor de coincidencia del mercado libre es de 0.88.

Cabe indicar que la máxima demanda en HP del SEIN ocurrió el 11/04/2023 a las 19:00 horas.

2. Revisión del factor de carga por actividad económica

Para determinar el factor de carga por actividad económica se utilizó el boletín mensual de Osinergmin de todo el año 2023.

La segmentación por actividad económica ha sido realizada de la siguiente manera:

Actividad Económica	Grupo por Capacidad	Capacidad (Potencia Contratada)
Agroindustria, Cementeros, Fundición, Hidrocarburos, Industria Metalúrgica, Minería, Papel, Químicos, Transporte, Vidrios, cauchos y plásticos	Grupo 1	Mayores a 100 MW
	Grupo 2	Entre 10 MW y 100 MW
	Grupo 3	Menores a 10 MW

Cuadro 75 – Clasificación de revisión.

Por otro lado, el factor de carga agrupado por actividad económica es un promedio que se ha ponderado con la energía.

También se han determinado los factores de carga ponderados máximos y mínimos a fin de utilizarlos en la explicación de la metodología de la determinación de la potencia máxima dos clientes.

Factores de Carga de Clientes Libres Pmáx ≥ 100 MW

Actividad Económica	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Set-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Promedio Ponderado
Industria Metalúrgica	0.61	0.63	0.66	0.66	0.65	0.64	0.59	0.66	0.61	0.64	0.55	0.60	0.63
Minería	0.78	0.69	0.81	0.79	0.82	0.82	0.84	0.79	0.84	0.84	0.83	0.87	0.81

Cuadro 76 – Factores de Carga (Grupo 1).

Actividad Económica	FC Mín Año 2023	FC Prom Año 2023	FC Máx Año 2023
Industria Metalúrgica	0.55	0.63	0.66
Minería	0.69	0.81	0.87

Cuadro 77 – Factores de Carga (Grupo 1).

El factor de carga promedio respecto al año 2022 fue el mismo de 0.66 y 0.87 para la industria metalúrgica y la minería respectivamente, es decir no presentó variaciones significativas.

Factores de Carga de Clientes Libres 100 MW > Pmáx ≥ 10 MW

Actividad Económica	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Set-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Promedio Ponderado
Agroindustria	0.61	0.78	0.71	0.49	0.53	0.46	0.60	0.60	0.71	0.65	0.57	0.47	0.62
Cementos	0.70	0.63	0.59	0.63	0.59	0.64	0.65	0.65	0.66	0.68	0.69	0.71	0.65
Fundición	0.42	0.64	0.57	0.63	0.63	0.65	0.65	0.64	0.64	0.65	0.67	0.64	0.63
Hidrocarburos	0.63	0.71	0.73	0.78	0.71	0.79	0.63	0.74	0.77	0.71	0.80	0.92	0.76
Industria Metalúrgica	0.77	0.75	0.75	0.74	0.74	0.78	0.75	0.76	0.83	0.87	0.70	0.80	0.77
Minería	0.82	0.86	0.83	0.84	0.83	0.87	0.83	0.87	0.86	0.84	0.85	0.88	0.85
Papel	0.71	0.77	0.77	0.76	0.71	0.71	0.64	0.69	0.82	0.73	0.76	0.53	0.72
Químicos	0.73	0.73	0.84	0.86	0.81	0.84	0.76	0.82	0.81	0.65	0.82	0.84	0.80
Transporte	0.85	0.79	0.81	0.83	0.74	0.79	0.72	0.75	0.68	0.78	0.85	0.83	0.79
Vidrios, cauchos y plásticos	0.66	0.68	0.66	0.69	0.74	0.80	0.74	0.75	0.70	0.74	0.77	0.69	0.72

Cuadro 78 – Factores de Carga (Grupo 2).

Actividad Económica	FC Mín Año 2023	FC Prom Año 2023	FC Máx Año 2023
Agroindustria	0.46	0.62	0.78
Cementos	0.59	0.65	0.71
Fundición	0.42	0.63	0.67
Hidrocarburos	0.63	0.76	0.92
Industria Metalúrgica	0.70	0.77	0.87
Minería	0.82	0.85	0.88
Papel	0.53	0.72	0.82
Químicos	0.65	0.80	0.86
Transporte	0.68	0.79	0.85
Vidrios, cauchos y plásticos	0.66	0.72	0.80

Cuadro 79 – Factores de Carga (Grupo 2).

Factores de Carga de Clientes Libres Pmáx < 10 MW

Actividad Económica	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Set-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Promedio
Agroindustria	0.55	0.56	0.51	0.50	0.50	0.51	0.51	0.52	0.51	0.54	0.53	0.53	0.52
Alimentos	0.59	0.62	0.61	0.59	0.59	0.59	0.60	0.60	0.60	0.59	0.60	0.54	0.59
Bancos y financieras	0.55	0.56	0.56	0.55	0.57	0.60	0.57	0.62	0.59	0.59	0.58	0.54	0.57
Bebidas	0.62	0.66	0.66	0.64	0.61	0.62	0.59	0.64	0.63	0.64	0.63	0.63	0.63
Cables	0.55	0.59	0.60	0.47	0.54	0.51	0.45	0.53	0.53	0.53	0.52	0.48	0.53
Cementos	0.68	0.70	0.72	0.66	0.61	0.64	0.67	0.69	0.65	0.55	0.63	0.63	0.65
Cerámicos	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.66	0.73	0.73	0.66	0.65	0.64	0.72
Comercio	0.60	0.62	0.63	0.61	0.62	0.62	0.59	0.61	0.61	0.61	0.61	0.59	0.61
Construcción	0.59	0.68	0.62	0.58	0.60	0.57	0.56	0.59	0.58	0.57	0.57	0.56	0.59
Fundición	0.49	0.55	0.59	0.56	0.55	0.53	0.50	0.58	0.54	0.52	0.50	0.51	0.53
Hidrocarburos	0.60	0.58	0.56	0.59	0.57	0.54	0.49	0.47	0.48	0.56	0.52	0.60	0.55
Industria Metalúrgica	0.52	0.56	0.56	0.54	0.55	0.49	0.47	0.49	0.45	0.46	0.56	0.51	0.52

Actividad Económica	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Set-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Promedio
Minería	0.77	0.77	0.77	0.77	0.78	0.79	0.78	0.79	0.78	0.78	0.77	0.77	0.78
Otros	0.60	0.62	0.60	0.60	0.61	0.61	0.60	0.61	0.61	0.61	0.60	0.58	0.60
Papel	0.73	0.78	0.78	0.74	0.71	0.72	0.73	0.73	0.75	0.75	0.75	0.69	0.74
Pesquería	0.50	0.65	0.63	0.56	0.58	0.52	0.52	0.41	0.53	0.44	0.48	0.43	0.53
Químicos	0.65	0.66	0.71	0.64	0.64	0.64	0.59	0.66	0.64	0.64	0.67	0.56	0.64
SALUD	0.67	0.70	0.70	0.68	0.70	0.70	0.69	0.71	0.70	0.69	0.69	0.67	0.69
Saneamiento	0.70	0.70	0.73	0.71	0.73	0.73	0.75	0.75	0.76	0.78	0.80	0.75	0.74
Textiles	0.69	0.72	0.71	0.65	0.68	0.68	0.60	0.67	0.71	0.70	0.70	0.56	0.68
Transporte	0.63	0.58	0.57	0.56	0.57	0.57	0.56	0.56	0.60	0.57	0.58	0.57	0.58
Vidrios, cauchos y plásticos	0.66	0.67	0.68	0.64	0.66	0.66	0.62	0.68	0.68	0.66	0.67	0.61	0.66

Cuadro 80 – Factores de Carga (Grupo 3).

Actividad Económica	FC Mínimo Año 2023	FC Promedio Año 2023	FC Máximo Año 2023
Agroindustria	0.50	0.52	0.56
Alimentos	0.54	0.59	0.62
Bancos y financieras	0.54	0.57	0.62
Bebidas	0.59	0.63	0.66
Cables	0.45	0.53	0.60
Cementos	0.55	0.65	0.72
Cerámicos	0.64	0.72	0.75
Comercio	0.59	0.61	0.63
Construcción	0.56	0.59	0.68
Fundición	0.49	0.53	0.59
Hidrocarburos	0.47	0.55	0.60
Industria Metalúrgica	0.45	0.52	0.56
Minería	0.77	0.78	0.79
Otros	0.58	0.60	0.62

Actividad Económica	FC Mínimo Año 2023	FC Promedio Año 2023	FC Máximo Año 2023
Papel	0.69	0.74	0.78
Pesquería	0.41	0.53	0.65
Químicos	0.56	0.64	0.71
Salud	0.67	0.69	0.71
Saneamiento	0.70	0.74	0.80
Textiles	0.56	0.68	0.72
Transporte	0.56	0.58	0.63
Vidrios, cauchos y plásticos	0.61	0.66	0.68

Cuadro 81 – Factores de Carga (Grupo 4).

3. Factor de Carga (FC)

El Factor de Carga (FC) indica la cantidad de energía eléctrica utilizada durante un período de tiempo en comparación con cuánta energía podría haber sido utilizada considerando la máxima demanda registrada. Se determina de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{FC} = \frac{Energía}{P_{máx}\ x\ NH} \text{...fórmula}$$

4. Determinación de la Potencia Máxima (Pmáx)

De la fórmula 1, se puede obtener la potencia máxima ($P_{máx}$) en función de la energía, factor de carga y número de horas.

$$P_{máx} = \frac{Energía}{FC\ x\ NH} \text{...fórmula 2}$$

Con esta fórmula se propone determinar la Potencia Máxima para las Cargas Especiales.

5. Determinación de la Energía (E)

De la fórmula 1, se puede obtener energía (E) en función de la potencia máxima, factor de carga y número de horas.

$$Energía = (P_{máx}\ x\ FC\ x\ NH) \text{ ...fórmula 3}$$

Con esta fórmula se propone determinar la energía para las Cargas Especiales y Nuevos Proyectos.

6. Aplicación de la Metodología

A continuación, se compara la potencia máxima real con la obtenida mediante la fórmula 2.

Minera Xstrata Tintaya (Antapaccay)

La Unidad Minera Xstrata Antapaccay tuvo un consumo eléctrico de 1,018,212 MW.h en el año 2023.

Mes	Energía (MW.h)	$P_{máx}$ (MW)	P_{coin} (MW)	F_{coin}
Ene-23	69,737	112	98	0.88
Feb-23	36,309	113	95	0.84
Mar-23	78,380	113	109	0.96
Abr-23	66,179	113	102	0.91
May-23	74,084	110	94	0.85
Jun-23	71,440	109	100	0.91
Jul-23	70,562	109	84	0.77

Mes	Energía (MW.h)	$P_{máx}$ (MW)	P_{coin} (MW)	F_{coin}
Ago-23	74,357	108	97	0.90
Sep-23	67,767	104	88	0.84
Oct-23	70,976	103	92	0.90
Nov-23	63,829	106	102	0.96
Dic-23	76,210	111	104	0.93
Total	**819,832**	**113**	**97**	**0.89**

Cuadro 82 – Consumo de Minera Antapaccay.

El factor de coincidencia (Fcoin) del año 2023 de la Minera Xstrata Antapaccay será igual al cociente de la potencia coincidente (Pcoin) y su potencia máxima (Pmax), dando como resultado el valor de 0.89. Este valor difiere del factor de coincidencia calculado para el mercado libre (0.87).

Asimismo, considerando los factores de carga (FC) para la actividad económica "Minería" de la tabla 2 ($P_{máx} \geq 100$ MW) y aplicando la fórmula 2, se tiene las siguientes potencias máximas teóricas:

Caso	Descripción	Energía Anual (MW.h)	Número de Horas	Factor de Carga Ponderado (FC)	$P_{máx}$ Teórico (MW)	$P_{máx}$ Real (MW)	Variación
Con factor de carga mínimo	Resultado 1 (FC_{min})	819,832	8,760	0.6921	135	113	-20%
Con factor de carga promedio	Resultado 2 (FC_{prom})	819,832	8,760	0.8130	115	113	-2%
Con factor de carga máximo	Resultado 3 (FC_{max})	819,832	8,760	0.8725	107	113	5%

Cuadro 83 – Potencia máxima de Minera Antapacay.

De la tabla anterior se tiene que la menor desviación (-2%) se obtiene considerando el factor de carga promedio (FCprom) y el cual será considerado para los cálculos.

Cabe indicar que para el cálculo del promedio del factor de carga se utilizó 08 empresas mineras (consumos mayores a 100 MW) las cuales presentan similar comportamiento de consumo eléctrico.

Aris Industrial

Aris Industrial se dedica a la fabricación y comercialización de productos textiles, tuvo un consumo eléctrico de 20,606 MW.h en el año 2023.

Mes	Energía (MW.h)	$P_{máx}$ (MW)	P_{coin} (MW)	F_{coin}
Ene-23	1,721.81	3.40	2.24	0.66
Feb-23	1,663.16	3.31	2.18	0.66
Mar-23	1,868.35	3.46	2.15	0.62
Abr-23	1,647.86	3.25	2.00	0.61
May-23	1,813.59	3.18	1.59	0.50
Jun-23	1,688.58	3.32	2.11	0.64

Mes	Energía (MW.h)	$P_{máx}$ (MW)	P_{coin} (MW)	F_{coin}
Jul-23	1,659.23	3.06	1.73	0.57
Ago-23	1,788.79	3.06	2.08	0.68
Sep-23	1,691.93	2.99	2.02	0.67
Oct-23	1,758.25	3.03	1.88	0.62
Nov-23	1,680.61	3.40	1.81	0.53
Dic-23	1,623.92	3.46	1.97	0.57
Total	**20,606**	**3.46**	**1.98**	**0.61**

Cuadro 84 – Consumo Aris Industrial

El factor de coincidencia (F_{coin}) del año 2023 de Aris Industrial será igual al cociente de la potencia coincidente (P_{coin}) y la potencia máxima (P_{max}), dando como resultado el valor de 0.61. Este valor difiere en respecto del valor calculado para el mercado libre (0.87).

Asimismo, considerando los factores de carga (FC) para la actividad económica "Textiles" de la tabla 7 ($P_{máx}$ < 10 MW) y aplicando la fórmula 2, se tiene las siguientes potencias máximas teóricas:

Descripción	Energía Anual (MW.h)	Número de Horas	Factor de Carga (FC)	$P_{máx}$ Teórico (MW)	$P_{máx}$ Real (MW)	Variación
Resultado 1 (FC_{min})	20,606	8,760	0.56	4.24	3.46	-22%
Resultado 2 (FC_{prom})	20,606	8,760	0.68	3.48	3.46	-1%
Resultado 3 (FC_{max})	20,606	8,760	0.72	3.27	3.46	5%

Cuadro 85 – Potencia máxima Aris Industrial

De la tabla anterior se tiene que la menor desviación (-1%) se obtiene considerando el factor de carga promedio (FC_{prom}) y el cual será considerado para los cálculos.

Cabe indicar que para el cálculo del promedio del factor de carga se utilizó 129 empresas textiles (consumos menores a 10 MW) las cuales presentan diferente comportamiento de consumo eléctrico.

Anexo 2: Sensibilidad

PROPUESTA ALTERNATIVA

Como propuesta alternativa que plantea una simulación que tenga considerandos que aproximen en mayor grado a la generación ejecutada, para ello se ha considerado dos planteamientos fundamentales:

a) Modificación de la hidrología a ser utilizada para el año 2024
b) Considerar disponibilidad contractual de gas natural de Camisea.

Capítulo 8.- Hidrología para el año 2024

Conforme a lo establecido en el inciso b) del artículo 473 de la LCE y el inciso a) del artículo 1244 del RLCE, se debe de tomar en cuenta la información hidrológica histórica para representar el comportamiento hidrológico para el período de análisis, considerando modelos matemáticos basados en probabilidades.

8.1 Metodología utilizada en Estudios de Fijación de Tarifas anteriores

En los Estudios de Fijación de Tarifas en Barra anteriores se ha venido considerado la simulación de despachos económicos de cada año (años N-1 al N+2, donde N corresponde al año de inicio de vigencia de la fijación de tarifas) con cada una de las secuencias hidrológicas históricas (1965 al año N-2), y el resultado final de despacho económico y sus correspondientes Costos Marginales ha correspondido al promedio simple aritmético aplicadas todas las secuencias. Por consiguiente, se debe entender que, al no tener información disponible de las series hidrológicas de los años N-1 al N+2, se ha considerado que todas las hidrologías históricas de los años 1965 al N-2 tienen la misma probabilidad de ocurrencia.

Despachos económicos	Año de Despacho			
	N-1	N	N+1	N+2
Despacho 1	1965	1966	1967	1968
Despacho 2	1966	1967	1968	1969
Despacho 3	1967	1968	1969	1970
Despacho 4	1968	1969	1970	1971
…	…	…	…	…
Despacho M-1	N-3	N-2	1965	1966
Despacho M	N-2	1965	1966	1967
Despacho Económico Final	Promedio simple M despachos	Promedio simple M despachos	Promedio simple M despachos	Promedio simple M despachos

Serie Hidrológica considerada

N: Año que empieza la vigencia de las Tarifas en Barra (mayo del año N).
M: Cantidad de años entre 1965 y N-2.
Cuadro 86 – Considerando en Fijaciones de Tarifas en Barra anteriores

8.2 Información disponible

[3] "b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: ***las series hidrológicas históricas***, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79 de la presente Ley." (*el resaltado es nuestro*)

[4] "El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47 de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:
b) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, ***tomando en cuenta la estadística disponible***;
(…)" (*el resaltado es nuestro*)

Al respecto, la información disponible con la que se cuenta para el presente Estudio es la siguiente:

a) Las series hidrológicas que comprenden el periodo 1965 – 2022, utilizadas en la Fijación de Tarifas en Barra del mayo 2024-abril 2025
b) La serie hidrológica del año 2023 (año N-2) considerando los estudios hidrológicos que fuera informada por COES y por los Generadores para fines del presente Estudio.
c) Registros de la serie hidrológica de enero a agosto de 2024 de las principales cuencas, informada por COES y ELECTROPERU.
d) Información reportada por ELECTROPERU al COES donde se señala que el año hidrológico 2023/2024 concluido (integrando los meses de enero a agosto de 2024) muestra resultados que preverían un recurso hídrico con similitud con el año hidrológico 2016/2017, siendo la excedencia hidrológica de 2017 de 18.97% (extremadamente húmeda)
e) Carta N°00479-2024-C enviado a COES por parte de ELECTROPERU en la cual se indica que el año hidrológico setiembre 2024 a agosto 2025 ha iniciado deficitariamente y con la tendencia al año hidrológico 2008/2009 de 66.1% de excedencia, es decir del tipo seco.

8.3 Información a utilizar

Considerando la información antes mencionada y como propuesta de mejora en los considerandos utilizados en las Fijaciones de Tarifas en Barra, en el presente Estudio se realizó el despacho económico del año 2024 (año N-1) con la información hidrológica que mejor lo represente. Esto es, se ha considerado lo siguiente:

- Meses de enero a agosto de 2024:

Información del item c) al ser también información histórica a la fecha y por tanto con una probabilidad de ocurrencia al 100% al corresponder a los mismos meses simulados, en contraste de considerar series hidrológicas de los años 1965 al 2023 que no tienen correlación alguna los meses mencionados. Debemos resaltar que este considerando es similar al de los Mantenimientos de centrales, en el cual se considera también la información real ejecutada.

Para aquellos caudales que no se tiene información disponible, se considera la registrada para el mes equivalente del año 2017, haciéndose extensivo lo presentado en la cuenca Mantaro -item d) hacia el resto de cuencas, por tener mayor semejanza con el año 2024 como año hidrológico, a diferencia de los años 1965 al 2023 que no tienen correlación alguna con los meses a simular.

- Meses de setiembre a diciembre de 2024:

Se considera los caudales registrados para el mes equivalente del año 2008, por tener mayor semejanza con el año 2024 como año hidrológico, a diferencia de los años 1965 al 2022 que no tienen correlación alguna con los meses a simular.

Meses	Enero-Agosto	Setiembre-Diciembre
Cuenca A	Información 2024 (disponible)	Información 2008
Cuenca B	Información 2017	Información 2008

Cuadro 87 –Información hidrológica considerada para el año 2024

Notas:
Cuenca A: Aquella que tiene información disponible de registros de caudales de enero a agosto 2024
Cuenca B: Cualquier otra cuenca que no es Cuenca A.

8.4 Consideraciones en la simulación

Ahora bien, para que en el modelo PERSEO 2.0 se considere siempre la información ingresada para el año hidrológico 2024 (N-1) como fija y no utilizar los años históricos de 1965 al 2023, se ha identificado dos métodos, que son equivalentes:

a) Ejecutar el modelo PERSEO 2.0 por cada secuencia hidrológica (60 en total, incluyendo el año 2024) considerando sólo una (1) secuencia hidrológica por vez y con el primer año N-1 con la información de la hidrología 2024.

De manera similar a lo implementado en el modelo Gams de PERSEO 2.0, el resultado final de despachos, costos marginales, entre otros, corresponderá al promedio aritmético simple de todas las secuencias hidrológicas ejecutadas. Este método no modifica EN ABSOLUTO el modelo Gams de PERSEO 2.0.

Despachos económicos	Año de Despacho			
	N-1	N	N+1	N+2
Despacho 1	2024	1966	1967	1968
Despacho 2	2024	1967	1968	1969
Despacho 3	2024	1968	1969	1970
Despacho 4	2024	1969	1970	1971
…	…	…	…	…
Despacho M-1	2024	N-2	1965	1966
Despacho M	2024	1965	1966	1967
Despacho Económico Final	Promedio simple M despachos	Promedio simple M despachos	Promedio simple M despachos	Promedio simple M despachos

Serie Hidrológica considerada

N: Año que empieza la vigencia de las Tarifas en Barra (mayo del año N).
M: Cantidad de años entre 1965 y N-2.

Cuadro 88 – Hidrologías consideradas en propuesta alternativa

b) Agregar una línea adicional al modelo Gams (PERSEO_2.0.gms) que sistematice el método anterior.

```
Loop((a,m),sc_Afluentes(sc,n,t)$(ord(t)=12*(ord(a)-1)+ord(m))= sum(ah$(series(sc,a)=ord(ah)),hidras(ah,n,m)));
```

Agregar a continuación:

```
Loop((a,m),sc_Afluentes(sc,n,t)$((ord(t)=12*(ord(a)-1)+ord(m)) and (ord(t)<=12))= sum(ah$(ord(ah)=60),hidras(ah,n,m)));
```

Como se mencionó anteriormente, la propuesta alternativa llevaría a un mejor cumplimiento de la Normativa establecida, debido a que se estaría tomando en cuenta la información hidrológica histórica para representar el comportamiento hidrológico para el año 2024 (N-1) con la información exacta y la

de mayor probabilidad, y no con el promedio aritmético simple de las hidrologías históricas presentadas de los años 1965 al 2023. Para su implementación, no resulta necesario modificar el modelo Gams de PERSEO 2.0 y opcionalmente se puede agregar una línea adicional a dicho modelo para su sistematización. Debe mencionarse también, que la alternativa planteada se refiere al uso de la información y no representa un cambio en la formulación matemática del modelo utilizado.

Capítulo 9.- Consideración de disponibilidad contractual de gas natural de Camisea

En los Estudios de Fijación de Tarifas en Barra anteriores se considera gas ilimitado disponible para la operación de las centrales que utilizan gas natural de Camisea. Sin embargo, en la operación del SEIN existen contratos de suministro, transporte y distribución entre los Productores – Transportistas y los titulares de generación que consideran volúmenes de gas en calidad a firme e interrumpibles; asimismo, no existe una entidad Gestora de Gas que tenga la finalidad de administrar el gas para un uso más eficiente entre todas las centrales de generación.

Por lo anteriormente mencionado, se ha realizado como propuesta alternativa considerar dichas restricciones de disponibilidad de gas natural de Camisea tomando en cuenta la información de Capacidad contratada diaria a Firme (CCD) de los titulares de generación con el concesionario distribuidor de gas, información disponible en el Portal del COES respecto a los Reportes de Indisponibilidad del mes de setiembre de 2024, los cuales fueron utilizados en las valorizaciones de Transferencias de Potencia de dicho mes. Asimismo, considerando que la normativa [5] reconoce el uso eficiente de la Capacidad Reservada Diaria (CRD) del conjunto de generadores para no obligar a la contratación de CRD que respalden el 100% de sus Potencias Efectivas para posibilitar la instalación de nuevas unidades de generación térmicas a gas natural o para que la industria la utilice en otros procesos productivos, se reconoce también los volúmenes de transporte de gas que no son a firme y que en la práctica logran suministrar gas natural a las centrales de generación ante los requerimientos de despacho económico.

Centrales	Volumen MMPCD
Santa Rosa I UTI5 y UTI6, Westinghouse TG7, Santa Rosa II TG8, Ventanilla TG3 y TG4	176.92
Chilca I TG1, TG2 y TG3, Chilca II TG4	139.22
Kallpa TG1. TG2 y TG3, Las Flores	180.96
Independencia	4.59
Santo Domingo de Olleros	45.03
Fenix TG1,TG2	84.05

Cuadro 89 – Restricciones en disponibilidad de gas natural – centrales que usan gas de Camisea
CCD: Capacidad contratada diaria a firme con concesionario distribuidor de gas

[5] Mediante el Procedimiento Técnico COES N°25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad e Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” se establece un Factor de Referencia de Contratación.

Capítulo 10.- Despacho de generación y Costos Marginales - Propuesta Alternativa

El despacho de generación y Costos Marginales fueron determinados mediante la simulación en el programa PERSEO. Los resultados mostrados a continuación representan el promedio aritmético de las 59 secuencias hidrológicas, considerando la hidrología del año 2024 fija.

10.1 Despacho de generación – Propuesta Alternativa

En el siguiente gráfico se muestra la producción de energía por periodos anual y mensual apreciándose la operación de centrales con combustible diésel para diversos periodos del año 2025 y 2026.

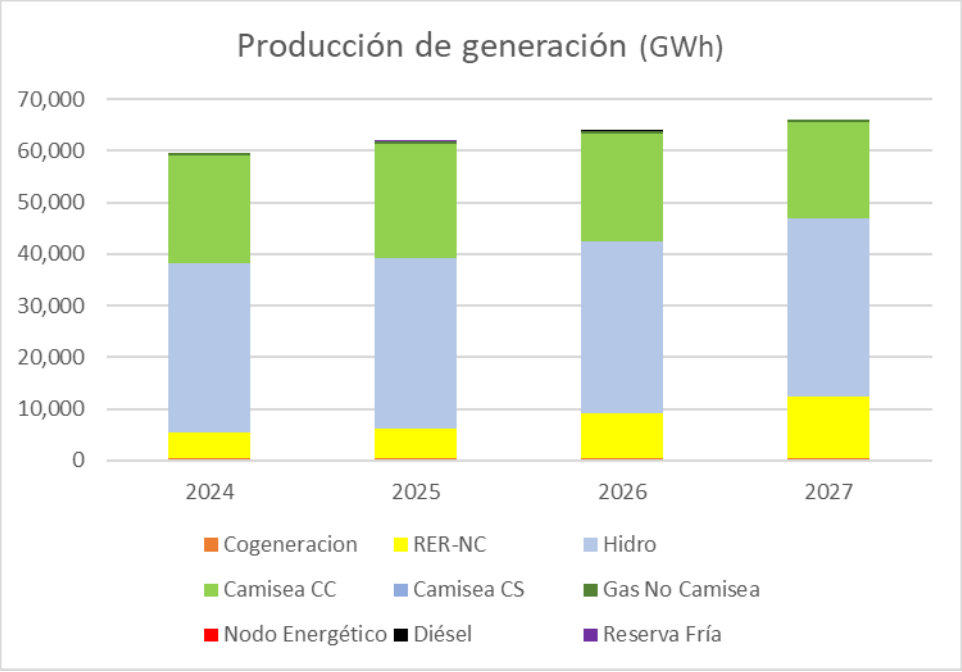


Gráfico 27- Producción de energía anual por tipo de tecnología

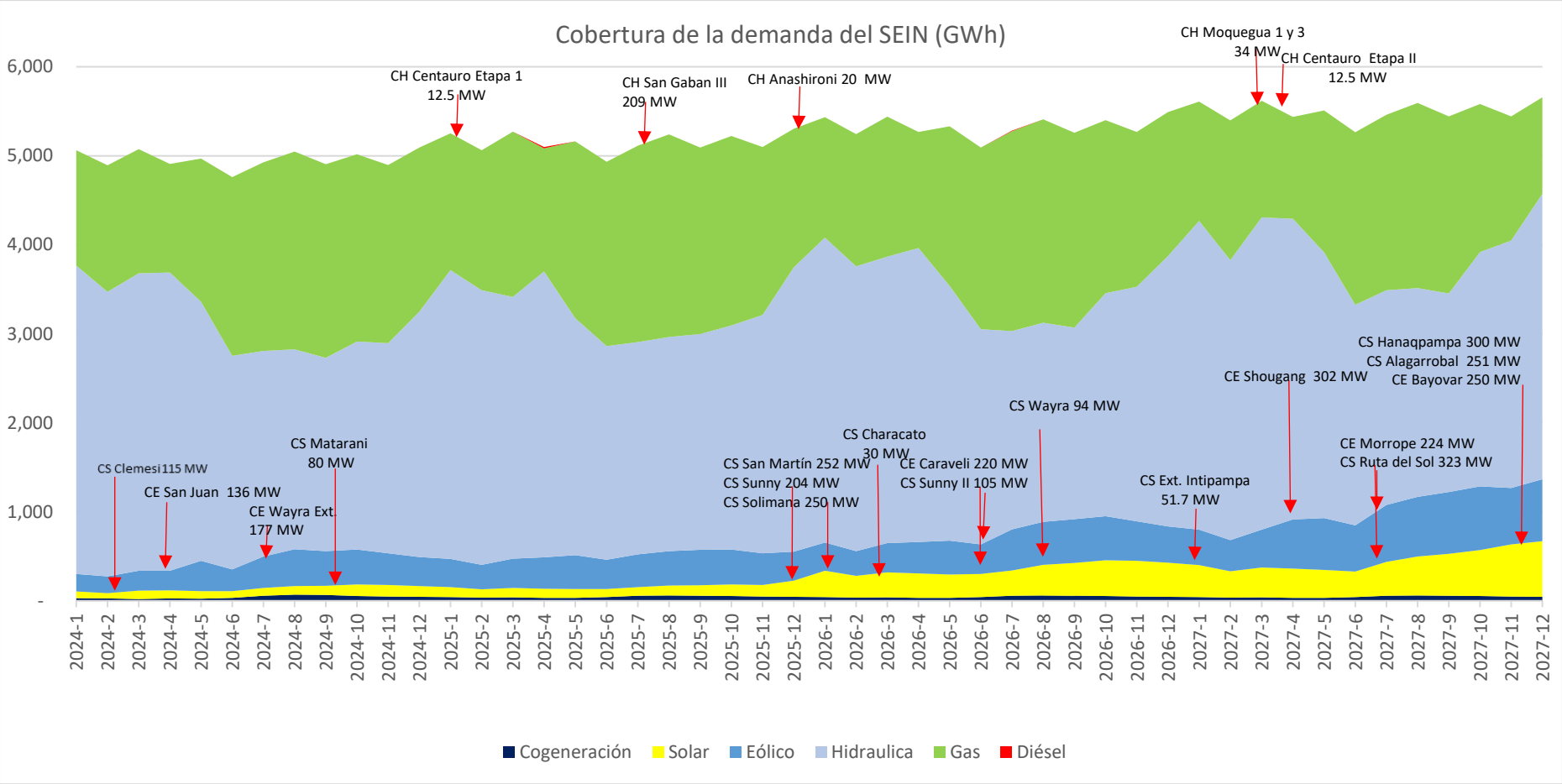


Gráfico 28- Producción de energía mensual por tipo de tecnología

En el siguiente gráfico se muestra el Requerimiento de potencia a ser abastecida con Centrales Termoeléctricas en Horas de Punta, comparándola con la capacidad disponible de potencia de centrales termoeléctricas que operan con gas natural. Dicha capacidad disponible se muestra en tres niveles:

i) Disponibilidad a Potencia Efectiva
ii) Disponibilidad que considera el descuento por Reserva Rotante, tasas de indisponibilidad fortuita y mantenimientos
iii) Disponibilidad considerando el punto ii), más las limitaciones de todas las centrales que operan con gas natural.

En el gráfico se puede observar una menor capacidad de generación térmica eficiente en el mes de abril 2025, debido a los mantenimientos programados simultáneos, debiéndose requerir la operación de centrales con diésel.

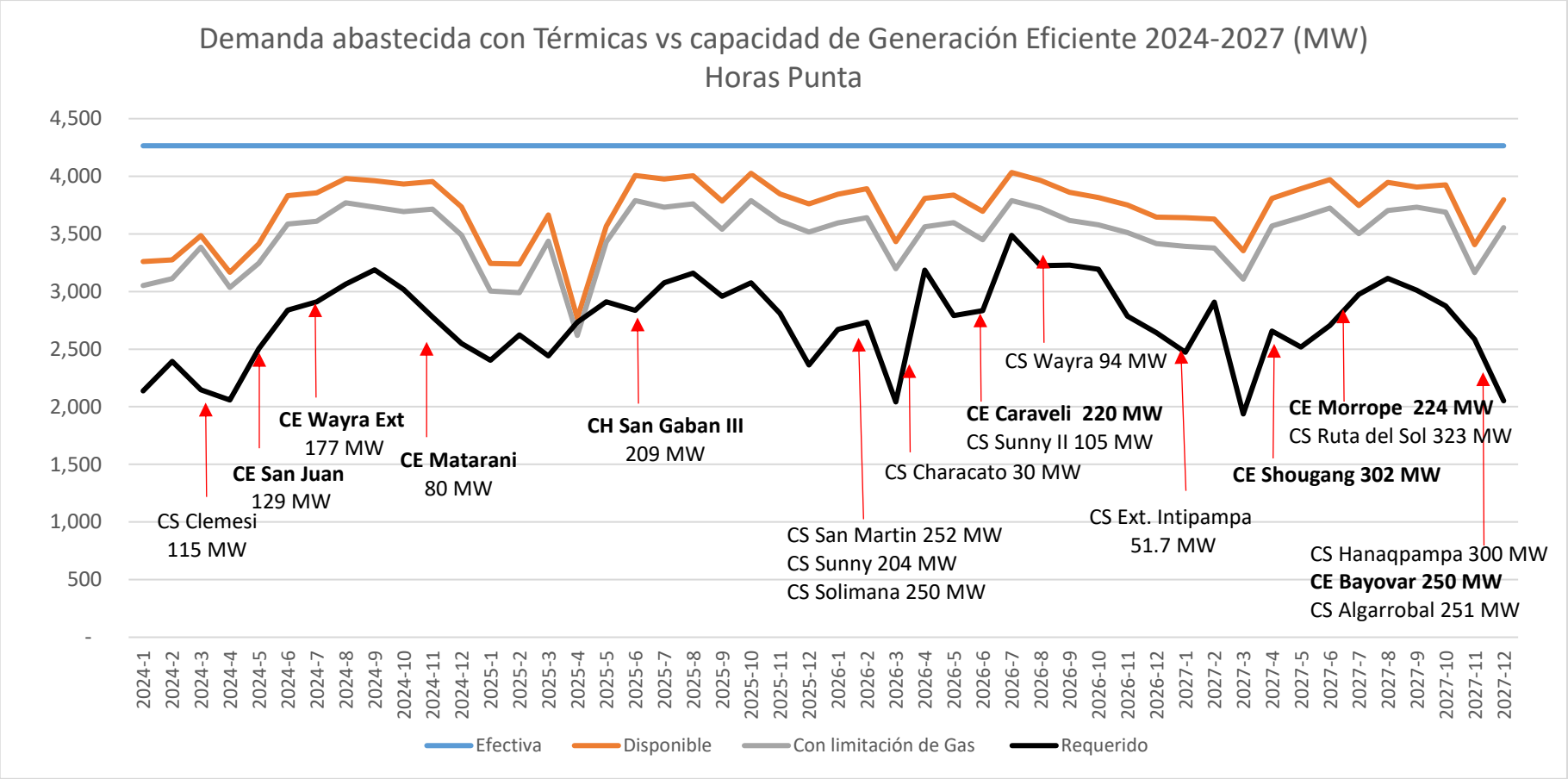


Gráfico 29- Demanda abastecida con centrales térmicas vs capacidad de generación disponible de centrales eficientes – Horas Punta

10.2 Costos Marginales – Propuesta Alternativa

Los Costos Marginales obtenidos muestran un incremento de valores respecto al caso Base, debido básicamente a las restricciones en la disponibilidad de gas natural para las centrales.

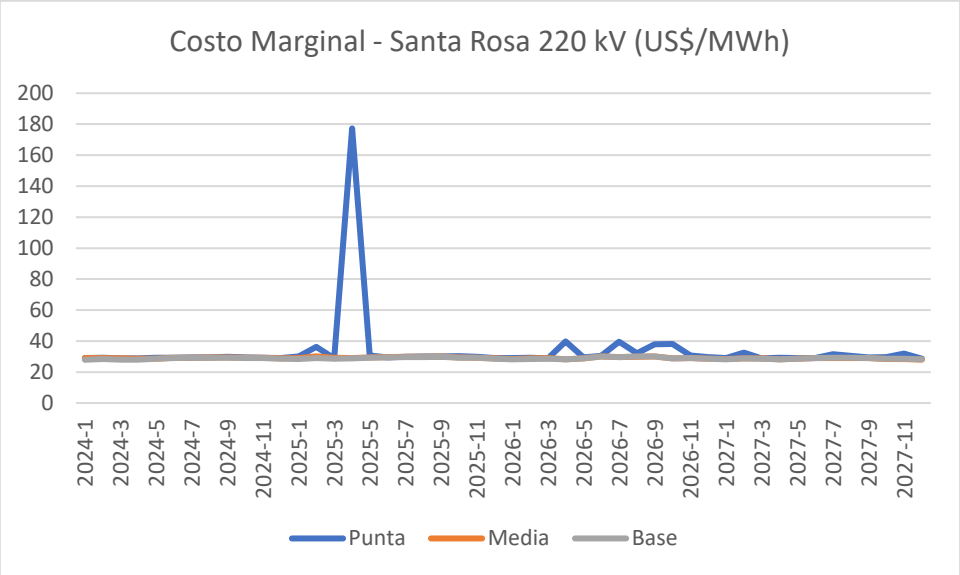


Gráfico 30- Costo Marginal Santa Rosa 220 kV – Propuesta Alternativa

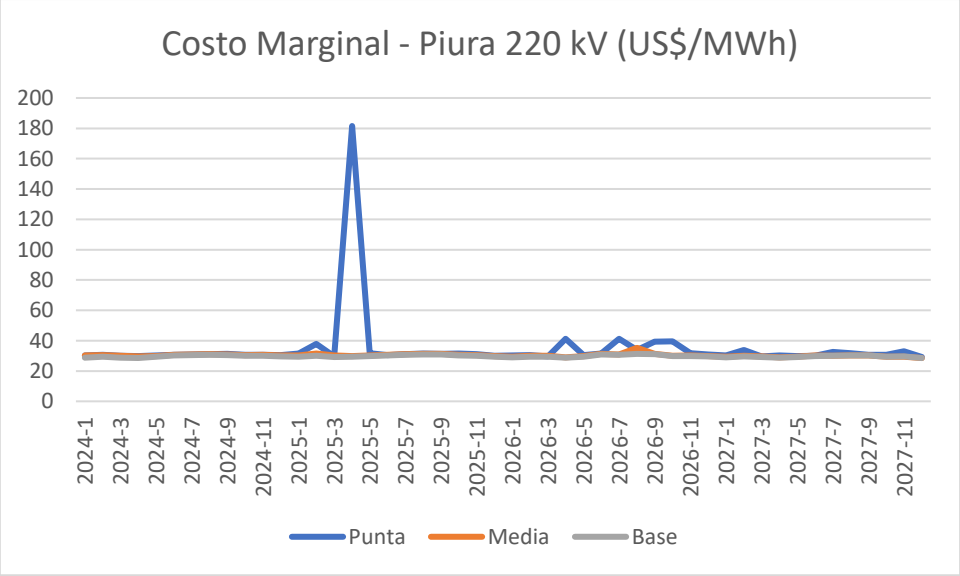


Gráfico 31- Costo Marginal Piura 220 kV – Propuesta Alternativa

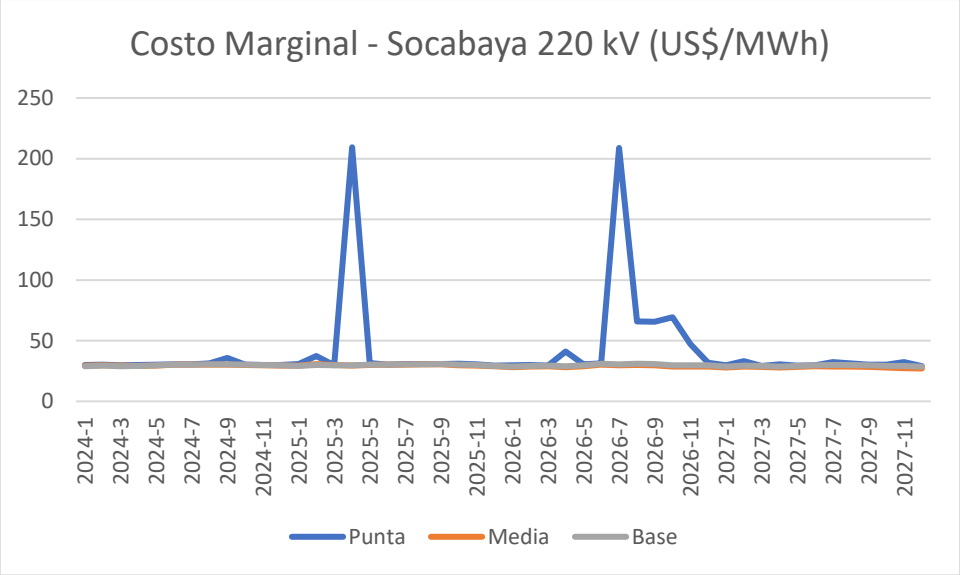
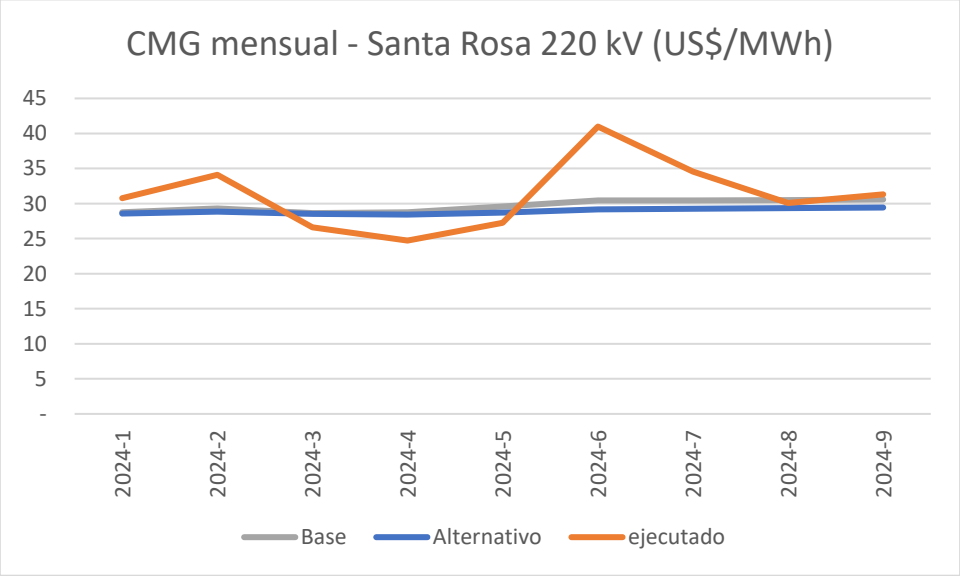
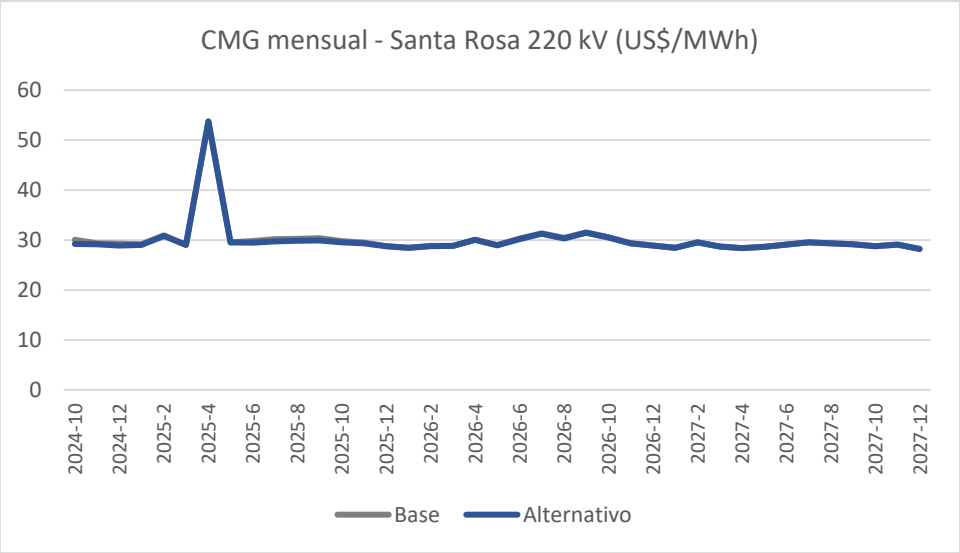


Gráfico 32- Costo Marginal Socabaya 220 kV – Propuesta Alternativa

Un comparativo de los Costos Marginales promedios mensual obtenidos de enero a setiembre del 2024 en la barra Santa Rosa 220 kV, para los caso Base y Alternativo muestran una leve disminución en el caso Alternativo debido a que está considerando un año de hidrología húmeda, a diferencia del caso Base que considera una hidrología promedio histórico. Por otro lado, ambos muestran diferencia con respecto a los Costos Marginales ejecutados; debiéndose resaltar que en el mes de junio 2024 el Costo Marginal real tuvo un notable incremento debido a que los días 12 y 13 se presentaron restricciones para la generación que opera con gas natural, así como por la presencia de congestión en el área Lima (San Juan – Los Industriales – Santa Rosa).



Con respecto a los Costos Marginales en la barra Santa Rosa 220 kV para los meses proyectados, en el siguiente gráfico se muestra similitud entre los Costos Marginales.



Fuente de CMG ejecutados (real): Portal Web COES

Gráfico 33- Comparativo Costo Marginal Santa Rosa 220 kV – Propuesta Alternativa vs Caso Base

Capítulo 11.- Precio Básico de Energía – Propuesta Alternativa

El precio básico de energía en la barra base de Lima, Santa Rosa 220 kV, fue calculado mediante la simulación en el modelo PERSEO, el cual se encuentra en el Anexo 15 todos los datos de entrada y salida de la simulación. A este costo se le denomina precio teórico de la energía con el fin de ser comparado con el precio resultante de las licitaciones.

A partir de los costos marginales se calculó un precio básico de 30.24 USD/MW.h. Cabe indicar que el precio de energía en horas punta y fuera de punta es de 35.25 USD/MW.h y 29.11 USD/MW.h, respectivamente.

Año	Mes	USD/MW.h		
		Punta	Fuera de Punta	Total
2025	Mayo	35.25	29.11	30.24

Cuadro 90 – Precio Básico de Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2025	Mayo	18.29%	81.71%

Cuadro 91 – Participación de la energía

11.2 Revisión del precio de licitación

Con la finalidad de cumplir con lo establecido en la normativa vigente, se compara el precio básico de energía teórica con el promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes, ya que la energía contratada mediante licitaciones representa más del 90% de la energía destinada al mercado regulado. Se ha considerado las licitaciones firmadas al 04/oct/2024.

Precios Licitados

4/07/2024	PPL S/./kW-mes	PELP ctm. S/./kW.h	PELF ctm. S/./kW.h
Lima	29.70	28.33	23.13

Cuadro 92 – Precios licitados por Osinergmin actualizado a octubre de 2024

A fin de cumplir con las disposiciones de la Tercera Disposición Complementaria Transitoria y de la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832 se realiza la Comparación de los Precios Teóricos con el Precio Promedio Ponderado de las Licitaciones el cual se sustenta en el "Procedimiento para Comparación de Precios Regulados" que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD.

Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), al 4 de octubre de 2024, el precio promedio ponderado de las licitaciones es de 28.74 céntimos de S/./kWh.

La relación entre el precio del promedio ponderado de licitaciones y el precio de la energía teórica resulta 52.20%. esta relación muestra que el precio teórico defiere en más del 10% del precio ponderado de las licitaciones, por lo que se tienen que aplicar un factor de ajuste de 1.9262.

Concepto	PPM S/./kW-Mes	PEMP ctm S/./kW.h	PEFP ctm S/./kW.h	PPM+PEMP+PEFP ctm S/./kW.h
Precio de Licitación	29.70	28.33	23.13	**28.74**
Precio de Barra Teórico	25.30	13.25	10.95	**15.34**
			Precio teórico / Precio de Licitación	**0.5337**
			Factor de Ajuste	**1.9262**

Cuadro 93 – Comparación de precio ponderado de licitación vs precio de energía teórica

Una vez aplicada el factor de ajuste, se obtienen el precio de energía definitivos.

Concepto	Hora Punta USD/MW.h	Hora Fuera de Punta USD/MW.h	Total USD/MW.h
Precio Ajustado mayo 2025 [USD/MW.h]	**67.89**	**56.08**	**58.24**
Precio Ajustado mayo 2025 [ctm S/./kW.h]	25.53	21.09	21.90

Cuadro 94 – *Precio Básico de Energía con factor de reajuste*

Anexo 3: Informe Proyectos Mineros 2024-2029

PROYECTOS MINEROS 2024 - 2029

INFORME FINAL

M&D CONSULTORES

11/10/2024

VALOR COMPARTIDO
CONSULTORES

1. INTRODUCCIÓN

Con fecha 16/09/24, M&D Consultores requirió una propuesta técnica y económica para brindar el servicio de análisis de información sobre los proyectos que forman parte de la Cartera de Proyectos de Inversión Minera (MINEM, marzo 2024[1]) que entrarían en funcionamiento durante el período 2024 – 2029, el cual servirá como insumo para estimar la demanda de energía que requerirán para su construcción y funcionamiento.

El servicio incluye realizar una presentación (ppt.) a las empresas generadoras de electricidad que el cliente considere pertinente (a desarrollarse en noviembre, previa coordinación y convocatoria de M&D Consultores a los participantes). Asimismo, como parte del servicio brindado, Valor Compartido Consultores incluirá una ficha técnica de los proyectos que entrarían en operación durante el período seleccionado.

2. METODOLOGÍA

Para la realización del presente servicio se ha tomado como principales fuentes de información a:

a) Cartera de Proyectos de Inversión Minera del Ministerio de Energía y Minas (2024).

b) Comunicaciones oficiales de las empresas dueñas de los proyectos mineros que consideramos pueden empezar su operación en los próximos 5 años.

c) Publicaciones, programas televisivos y portales web especializados del sector minero:

- Instituciones nacionales: Instituto de Ingenieros de Minas del Perú (IIMP), y Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE).
- Programas televisivos nacionales: Rumbo Minero y Tierra Adentro.
- Portales web: Energiminas y Proactivo

[1] https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5325671-cartera-de-proyectos-de-inversion-minera-2024

- Prensa internacional: Agencias de noticias

d) Proyección de los dos últimos años elaborada por M&D Consultores.

e) Revisión de la legislación en el marco de los procedimientos mineros.

Para una mejor estimación de las fechas probables de inicio de los proyectos seleccionados, además de los factores tradicionales como las decisiones de inversión de las casas matrices de las empresas mineras y de la viabilidad técnica determinada por la cantidad y calidad de los recursos minerales a explotar, se han considerado dos factores adicionales que, con frecuencia, influyen de manera significativa en el desarrollo de las operaciones mineras en nuestro país:

a) Factores sociales: La viabilidad social de un proyecto se refiere a la aceptación o al rechazo que despierta entre la población, líderes locales y autoridades del territorio en el que se pretende desarrollar. La viabilidad social es dinámica, puede cambiar en el tiempo y depende de circunstancias externas (aspectos no controlables por el proyecto), y de un plan de gestión de riesgos sociales que se implemente en el territorio (aspectos controlables por los promotores del proyecto).

b) Factores relacionados con la permisología: todo proyecto debe cumplir con una compleja cadena de permisos y títulos habilitantes. Entre los más relevantes se encuentra los permisos ambientales gestionados ante el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace), que incluyen la evaluación de los Estudios de Impacto Ambiental (MEIA) y los Informes Técnicos Sustentatorios (ITS), ambos esenciales para la fase de construcción y operación del proyecto minero.

Asimismo, la obtención de permisos sectoriales ante el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) como las concesiones de beneficio, planes de minado y planes de cierre de minas. Otro trámite importante es la determinación de afectación de derechos colectivos de las comunidades campesinas en función del área del proyecto minero, lo que estaría sujeto a pasar por el Proceso de consulta previa.

Además de ello, se tienen autorizaciones respecto al recurso hídrico otorgadas por la Autoridad Nacional del Agua (ANA) y autorizaciones para uso y/o adquisición de explosivos ante la Superintendencia Nacional de Control de Servicios de Seguridad, Armas, Municiones y Explosivos de Uso Civil (Sucamec).

La obtención de permisos suele presentar demoras significativas en las instituciones públicas extendiendo los plazos y/o cronogramas del proyecto minero. Sumado a ello, las correcciones técnicas de los expedientes podrían generar retrasos en la aprobación final de los expedientes presentados.

3. PROYECTOS MINEROS

Los proyectos seleccionados se han dividido en dos grupos. El primero contiene los proyectos mineros cuya puesta en operación empezaría en el período 2024 – 2029, para lo cual se ha incluido el trimestre del año previsto de inicio de actividades.

El segundo grupo contiene los proyectos mineros probables, los cuales tienen un horizonte de implementación mayor, pero que son significativos por el monto de inversión y el impacto en el aumento de la producción de minerales. Resalta positivamente que a partir del 2028, proyectos de gran magnitud entrarían en la fase final de implementación y empezarían la construcción y posterior puesta en operación.

Es importante destacar que los proyectos mineros están sujetos a diversas externalidades que pueden afectar de manera significativa los tiempos previstos y, en algunos casos, la viabilidad de su ejecución. Entre los factores más relevantes se encuentran la incertidumbre política, las reformas legales o la introducción de nuevas normativas que pueden alterar el marco regulatorio. Además, las condiciones económicas, la fluctuación

de los precios de los commodities, los ciclos económicos que influyen en la demanda de minerales, el acceso al financiamiento y las condiciones crediticias, junto con las decisiones estratégicas de las casas matrices, entre otras, que en forma individual o en su conjunto pueden modificar los planes de desarrollo del proyecto.

3.1. PROYECTOS MINEROS (2004 - 2029)

De los 11 proyectos seleccionados, 6 corresponden a la extracción de cobre, 2 (oro), 1 (plata), 1 (hierro) y 1 (zinc). Asimismo, 6 de ellos se ubican en el sur del país (Apurímac, Moquegua, Cusco, Arequipa y Puno), 2 en Ica, 1 en Lima, 1 en Ancash y 1 en Cajamarca.

	PROYECTOS MINEROS (2024 - 2029)					
	PROYECTO	UBICACIÓN	EMPRESA	PRINCIPAL PRODUCTO	PUESTA EN OPERACIÓN	INVERSIÓN CAPEX (US$ MILLONES)
1	**CHALCOBAMBA FASE 1**	Apurímac	Minera Las Bambas S.A.	Cobre	1er. Trimestre - 2025	130
2	**SAN GABRIEL**	Moquegua	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Oro	3er. Trimestre - 2025	470
3	**AMPLIACIÓN HUANCAPETÍ**	Áncash	Compañía Minera Lincuna S.A.	Zinc	2do. Trimestre - 2026	345
4	**MINA JUSTA SUBTERRÁNEA**	Ica	Marcobre S.A.C.	Cobre	4to. Trimestre - 2027	500
5	**ROMINA**	Lima	Compañía Minera Chungar S.A.C.	Zinc	4to. Trimestre - 2027	150
6	**INTEGRACIÓN COROCCOHUAYCO**	Cusco	Compañía Minera Antapaccay S.A.	Cobre	2do. Trimestre - 2028	1,500
7	**ZAFRANAL**	Arequipa	Compañía Minera Zafranal S.A.C.	Cobre	3er. Trimestre - 2028	1,263
8	**YANACOCHA SULFUROS**	Cajamarca	Minera Yanacocha S.R.L.	Cobre	4to. Trimestre - 2028	2,500
9	**TÍA MARÍA**	Arequipa	Southern Perú Copper Corporation	Cobre	2do. Trimestre - 2029	1,400
10	**PAMPA DEL PONGO**	Arequipa	Jinzhao Mining Perú S.A.	Hierro	3er. Trimestre - 2029	1,781
11	**CORANI**	Puno	Bear Creek Mining S.A.C.	Plata	3er. Trimestre - 2029	579

3.1.1. COMENTARIOS A LOS PROYECTOS SELECCIONADOS

Chalcobamba Fase 1 (Apurímac): Luis Ticona, VP de Operaciones de Las Bambas, informó en un desayuno empresarial del Instituto de Ingenieros de Minas del Perú (20/06/24) que la apertura del tajo Chalcobamba se extenderá hasta inicios del 2025. La apertura empezó en febrero 2024 y se espera tener el tajo completamente abierto para fin de año.

San Gabriel (Moquegua): En una presentación para inversionistas en Denver - USA (17/09/24), Buenaventura informó que el proyecto San Gabriel tiene un avance del 57% y que esperan producir su primera barra de oro el segundo semestre del 2025.

Ampliación Huancapetí (Ancash): El MINEM incluyó en marzo de 2024 el proyecto Ampliación Huancapetí a su cartera de inversiones mineras, informando que ya había presentado su MEIA al SENACE. Al principio, la capacidad de producción subirá desde 3,000 TMD a 5,000 TMD. Valor Compartido Consultores estima que estará operativa en el 2do. Trimestre 2026 y luego en el 2029 se aumentará a 10,000 TMD.

Mina Justa Subterráne (Ica): El CEO de Minsur informó en Perumin 36 el 27/09/23 que se están desarrollando los estudios de su proyecto brownfield Mina Justa subterránea que les permitirá incrementar su producción en un 30%. Este proyecto podría entrar en operación el 2027 si el gobierno apoya con la agilización de permisos. Dada la buena trayectoria de ejecución de los proyectos de la empresa, consideramos que este escenario es posible.

Romina (Lima): en mayo de 2024, Glencore vendió su participación en Volcan (55% de acciones) a la empresa argentina Íntegra Capital. Este cambio de la empresa mayoritaria en Volcan y problemas financieros han postergado la ejecución del proyecto Romina previsto inicialmente para este año, pero que podría iniciarse el 2025 ó 2026 por lo que consideramos podría estar operativo a fines del 2027.

Integración Coroccohuayco (Cusco): Glencore informó en noviembre de 2023 que el proyecto Integración Coroccohuayco permitirá incrementar sustancialmente las reservas que actualmente cuentan en Antapacay (499 TM con una ley de 0.39% de cobre) ya que Coroccohuayco cuenta con reservas por 704 TM y una ley de 0.58%. Glencore estima que el proyecto estará operativo el 2028 y actualmente se encuentran realizando el Proceso de consulta previa.

Zafranal (Arequipa): El proyecto Zafranal tiene Estudio de Impacto Ambiental aprobado y un acuerdo con el Gobierno Regional de Arequipa para disponer de los terrenos necesarios para la operación. En la Expomina de septiembre de 2024 se informó el inicio de la elaboración de la ingeniería de detalle. Consideramos que en este caso las fechas previstas por el MINEM para que el proyecto inicie sus operaciones a fines del 2028 son posibles de cumplir. La empresa Teck, propietaria del 80% del proyecto, tiene priorizado a Zafranal dentro de sus planes de expansión y se está focalizando en el cobre y el zinc luego de haber vendido sus operaciones de carbón.

Yanacocha Sulfuros (Cajamarca): Yanacocha Sulfuros es un proyecto de Newmont para procesar los sulfuros de cobre con oro que se encuentran debajo de los óxidos de oro ya explotados. El proyecto cuenta con todos sus permisos pero la casa matriz decidió esperar hasta el 2026 para decidir el financiamiento del proyecto. Consideramos que la decisión será favorable por dos razones principales: la primera, buenos precios del oro y del cobre que hacen atractivo el proyecto; segundo, porque cerrar la mina Yanacocha tiene un costo muy alto que podría postergarse muchos años de aprobarse el proyecto. Darío Zegarra, Country Manager de Newmont Perú, indicó que el 2026 se tomará la decisión de financiamiento, sin embargo las contrataciones de personal que está haciendo la empresa sugieren que el proyecto sigue adelante.

Tía María (Arequipa): es un proyecto de cobre en el valle del Tambo que ha tenido muchos años de retrasos por conflictos sociales antimineros en la zona. Southern planea iniciar la construcción del proyecto el 2025 y terminarlo el 2027. Consideramos que sin una mesa de diálogo es muy difícil que el proyecto salga. Southern ha seguido trabajando con la población local pero todavía hay una fuerte oposición al proyecto en algunos sectores. Somos optimistas que el proyecto saldrá adelante pero en un tiempo mayor.

Pampa del Pongo (Arequipa): es un proyecto de hierro que actualmente está modificando su Estudio de Impacto Ambiental y se va a construir por etapas. El proyecto se complementa con el Puerto de San Juan de Marcona (Ica) para exportar el mineral de hierro. Actualmente, la empresa Jinzhao está avanzando con el rediseño del proyecto, los permisos y la definición de la provisión de energía eléctrica para el puerto, la planta desalinizadora y la operación. También están cerrando el financiamiento del proyecto. Los permisos tomarán hasta el 2026, luego de lo cual podría empezar a construirse la mina y entraría en operación el 2029.

Corani (Puno): es un proyecto de plata en la provincia de Carabaya. El proyecto ha avanzado obras tempranas (caminos, campamento y subestación eléctrica) pero no ha conseguido cerrar el financiamiento. Al ser una empresa junior, Bear Creek, tiene que buscar un socio porque no tiene los recursos para construir el proyecto por si misma. Además, el costo del proyecto ha subido de US$ 579 millones a US$ 1,300 millones según señaló su CEO en julio del 2024. Actualmente, están rediseñando el proyecto para tratar de aprovechar los óxidos de plata que habían sido dejados de lado en el diseño anterior. Por eso, creemos que su construcción se retrasará hasta el 2026 ó 2027 y estará operativo el 2029.

3.2. PROYECTOS MINEROS (PROBABLES)

De este grupo seleccionado de 5 proyectos, llama la atención que 3 de ellos pertenezcan a una empresa (Southern Perú Copper Corporation) y que todos son para la extracción y refinamiento de cobre.

	PROYECTOS MINEROS (PROBABLES)					
	PROYECTO	UBICACIÓN	EMPRESA	PRINCIPAL PRODUCTO	INICIO DE CONSTRUCCIÓN	INVERSIÓN CAPEX (US$ MILLONES)
1	**AMPLIACIÓN ILO (REFINERÍA)**	Moquegua	Southern Perú Copper Corporation	Cobre	2028	1,354
2	**LOS CHANCAS**	Apurímac	Southern Perú Copper Corporation	Cobre	2029	2,600
3	**TRAPICHE**	Apurímac	El Molle Verde S.A.C.	Cobre	2029	1,038
4	**MICHIQUILLAY**	Cajamarca	Southern Perú Copper Corporation	Cobre	2030	2,500
5	**COIMOLACHE SULFUROS**	Cajamarca	Coimolache Sulfuros S.A.	Cobre	2030	598

3.3. COMENTARIOS A LA LISTA DE PROYECTOS MINEROS - OSINERGMIN (PROPORCIONADA POR M&D CONSULTORES)

- **Ampliación Mina y Plan de Beneficio (Shougang):** no se tiene registrado.

- **Proyecto de Expansión de Toromocho (Junín):** está en la fase final de construcción, a la fecha aún no presenta ante las autoridades la culminación de las obras. El nombre correcto es Ampliación Toromocho (Fase II).

- **Explotacion de Relaves (Shouxin S.A):** entró en funcionamiento en el 2023. El nombre correcto es Ampliación Shouxin.

- **Minera Coroccohuayco (Cusco):** forma parte de los Proyectos Mineros (2004 - 2029) del presente servicio. El nombre correcto es Integración Coroccohuayco (empresa Antapaccay).

- **Proyecto Ariana (Junín):** en agosto del 2024 presentaron el desistimiento del tercer ITS. Actualmente se encuentra en fase de reformulación técnica. En el 2019 la ONG CooperAcción presentó una demanda de amparo en el Sexto Juzgado Constitucional de la Corte Superior de Justicia de Lima porque consideran que el proyecto, localizado en el distrito de Marcapomacocha, está ubicado en el centro de la zona productora de agua que abastece a Lima.

- **Unidad Minera Shahuindo (Cajamarca):** actualmente se encuentra en operación. En julio de este año el SENACE aprobó el octavo ITS.

- **Relaves B2 Minsur (Puno):** el nombre correcto es Proyecto B2 de la UM. San Rafael, iniciativa de la empresa Minsur para reutilizar relaves antiguos (terminó de contruirse a fines del 2019). Actualmente se están realizando modificaciones al Plan de reaprovechamiento de Relaves B2, la reutilización del depósito de relaves en el marco de la MEIA de San Rafael, ingresado al Senace el 18/03/2014.

- **Rio Blanco Cooper S.A (Piura):** se encuentra paralizado por problemas sociales en la zona. Actualmente es propiedad de la empresa china Zijin Mining.

- **Proyecto Quechua (Cusco):** actualmente se encuentra paralizado; en la última actualización del MINEM se tiene concluida la etapa de pre-factibilidad, por ingresar a Fase de factibilidad (es un proyecto greenfield). Actualmente, no reporta procedimientos iniciados ante el SENACE para evaluación ambiental.

- **Proyecto Yumpag (Pasco):** El proyecto es propiedad de la empresa Buenaventura, entró en funcionamiento en el 2do. trimestre de este año.

VALOR
COMPARTIDO
CONSULTORES

www.valorcompartidoconsultores.com

Anexo 4: Propuesta Alternativa del Precio Básico de Potencia

INFORME TÉCNICO

“Cálculo del Precio Básico de Potencia a partir de la simulación con el software GT-Pro”

Fecha	Descripción	Nombre	Posición
31.10.2024	Elaborado por	RN/SB	Senior
31.10.2024	Revisado por	NT	Analista
31.10.2024	Aprobado por	DV	Jefe de Estudio

Contenido

1. Objetivo 124
2. Antecedentes 125
3. Metodología 126
4. Resultados 129
5. Análisis 133

Índice de cuadros

Cuadro 95 –*Parámetros generales para el cálculo básico de potencia* 126
Cuadro 96 – *Especificaciones Técnicas de los modelos de turbinas simulados en GT-Pro.* 129
Cuadro 97 –*Turbinas de gas usadas para determinar la capacidad ISO y el precio FOB de la turbina de la central de punta. Fuente: GT-Pro de Siemens Energy* 129
Cuadro 98 –Resumen de los costos de inversión total del dueño/proyecto.....130
Cuadro 99 –Costo de la inversión total de la central termoeléctrica a partir de los resultados de GT-Pro 131
Cuadro 100 – Costo de la inversión de la conexión eléctrica a partir de los resultados de GT-Pro ..131
Cuadro 101 –Anualidad de inversión de la central térmica.....131
Cuadro 102 –Anualidad de la inversión de conexión eléctrica.....132
Cuadro 103 –Costo fijo anual de operación y mantenimiento.....132
Cuadro 104 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-año del segundo escenario. 132
Cuadro 105 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-mes a partir de GT-Pro.....132
Cuadro 106 –Comparación de los modelos SGT6-5000F y SGT6-2000E según el software GT-Pro y la revista GTW 133
Cuadro 107 –Comparación de la inversión de la central termoeléctrica de la propuesta SCG y bajo el escenario completo del GT-Pro.....135
Cuadro 108 –Comparación de costos de inversión para la conexión eléctrica entre la propuesta SCG y el software GT-Pro.....136

Índice de Gráfico

Gráfico 35- Resultados del Precio Básico de Potencia de la Propuesta SCG y bajo el escenario completo de GT-Pro.....134
Gráfico 36- Resultados del Precio Básico de Potencia de Propuesta SCG y bajo el escenario completo de GT-Pro.....134

1. Objetivo

El presente informe tiene como objetivo presentar un escenario alternativo para la determinación del Precio Básico de la Potencia en Punta (PBP) aplicable al periodo mayo 2025 - abril 2026, con base en las simulaciones realizadas por Siemens Energy utilizando el software Gas Turbine Pro (GT-Pro).

2. Antecedentes

MyD Consultores (en adelante, MyD) fue designada por el Sub-Comité de Generadores del COES-SINAC (SCG) como la empresa consultora encargada de elaborar el Estudio de Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2025 - abril 2026. Este estudio debe ser presentado en audiencia pública y responder a las observaciones realizadas por OSINERGMIN, siguiendo todas las normativas aplicables, entre ellas la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia," aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N.º 260-2004-OS/CD y sus modificaciones posteriores.

El Precio Básico de Potencia (PBP) se calcula tomando como referencia los costos unitarios de inversión y los costos fijos de operación de la unidad generadora más adecuada para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual. Este cálculo, según los literales e) y f) del artículo 47° de la LCE, incluye no solo el costo del módulo de generación, sino también los costos asociados a la conexión al sistema de transmisión y los costos fijos de operación y mantenimiento.

En el contexto de esta regulación, se identificaron dos modelos de turbinas de gas (SGT5-2000E y AE94.2) para determinar los costos de inversión. La metodología establece que, sobre la base de estos modelos, se deben considerar las cinco últimas ediciones de la revista Gas Turbine World (GTW) que cumplen con la capacidad estándar requerida. Sin embargo, se evidenció una incongruencia: las turbinas de la revista operan a una frecuencia de 50 Hz, mientras que la normativa peruana exige una frecuencia de 60 Hz. Además, la información proporcionada por la revista GTW ha quedado desactualizada y no incluye todos los costos asociados a un sistema de generación en firme, lo cual ha afectado la viabilidad de nuevas inversiones en centrales termoeléctricas en los últimos años.

Para superar estas limitaciones y ofrecer una base de cálculo más realista, se llevó a cabo una colaboración entre MyD Consultores y Siemens Energy. Se realizaron reuniones con el Sub-Comité de Generadores (SCG) para revisar fuentes de información adicionales y desarrollar un escenario alternativo utilizando el software GT-Pro. Este software permitió ajustar los modelos de turbinas a los requisitos normativos de frecuencia y presentar un análisis que refleja mejor la realidad del mercado peruano, considerando todos los componentes críticos de inversión de una central termoeléctrica de punta.

3. Metodología

Este estudio aplica un escenario que incorpora los conceptos de inversión con sus respectivos valores calculados según el software GT-Pro para una central termoeléctrica de punta, diferenciándose de los componentes y valores definidos por la normativa. En este contexto, GT-Pro permite simular costos de inversión ajustados a las condiciones de mercado actual, proporcionando una visión integral de los costos asociados a una unidad de generación en carga base.

GT Pro es un software especializado en el diseño y simulación de centrales eléctricas, optimizado para turbinas de gas y ciclos combinados. El programa permite desarrollar modelos de alto detalle, calculando rendimiento, balance de masa y energía, y principalmente costos de inversión con precios de mercado actualizados y adaptables al contexto local (para más detalles, consultar Thermoflow).

Para el cálculo del Precio Básico de Potencia en Punta (PBP), se mantiene el enfoque metodológico general establecido por la Resolución OSINERGMIN N.º 260-2004-OS/CD, considerando también el cálculo de la anualidad de la inversión en una unidad de punta, los costos de conexión eléctrica y los costos fijos de operación y mantenimiento. Sin embargo, este escenario específico incluye valores reportados por GT-Pro para los costos de inversión de la central de punta, destacando diferencias que se analizarán posteriormente. A continuación, se muestra los parámetros generales aplicados.

Parámetro	Valor	Comentario
Tasa de actualización	12%	Obtenido del artículo 79 de la LCE
Vida Útil Generador (años)	20	Obtenido del artículo 126 de la LCE
Vida Útil Conexión (años)	30	Obtenido del artículo 126 de la LCE
MRFO	21.41%	Obtenido de la Resolución N° 199-2020 OS/CD
TIF	4.18%	Obtenido de la Resolución N° 199-2020 OS/CD
FCTC*	0.9804	En caso se modifique el combustible D2 se deberá cambiar el factor.
FCCS*	0.9876	En caso se modifique la unidad TG se deberá cambiar el factor.
FCCU*	0.9518	En caso se modifique la unidad TG se deberá cambiar el factor.

Cuadro 95 –*Parámetros generales para el cálculo básico de potencia*
**Los valores son obtenidos de la norma OSINERG Nº 260-2004-OS-CD "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia".*

Para el cálculo de la Capacidad Estándar de la Unidad de Punta (CE_{ISO}), se calcula la Capacidad nominal ISO, en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314 ($CCBGN_{ISO}$), obtenida como el promedio aritmético de los resultados reportados por el software GT-Pro.

Asimismo, como establece la norma, se utilizó el Factor de Corrección por Tipo de Combustible (FCTC) y el Factor de Corrección por Condiciones de Servicio (FCCS) los cuales tienen un valor de 0.9804 (utilizado para el petróleo diésel N°2) y 0.9876 (productos de los factores por pérdidas en filtros de aire, factor por pérdida de presión en escape, factor por consumo de servicios auxiliares y factor por pérdidas en el transformador) respectivamente.

La siguiente expresión relaciona cada variable mencionada:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} * (FCTC * FCCS)$$

Además, se hace uso del Factor de Corrección por Condiciones de Ubicación (FCCU) para determinar la Potencia Efectiva de la unidad de punta (PEF). Este factor tiene un valor de 0.9518 (utilizado para la ciudad de Lima) y se relaciona de la siguiente manera:

$$P_{EF} = CE_{ISO} * FCCU$$

Con respecto a la inversión de la central de punta, el software GT-Pro los clasifica de esta manera:

- Equipo Especializado
- Otros Equipos
- Cuenta Civil
- Cuenta Mecánica
- Montaje eléctrico y cableado
- Edificios y estructuras
- Ingeniería y Puesta en Marcha
- Costos Blandos y Misceláneos del contratista
- Costos Blandos y Misceláneos del dueño

El rubro de **equipo especializado** cubre los costos de los equipos clave para la operación de una central de generación, como la turbina, sistema de monitoreo de emisiones, equipo generador y equipos de transmisión voltaje. El rubro de **otros equipos** se refiere a aquellos necesarios para el correcto funcionamiento, aunque no esenciales al sistema principal, incluyen bombas de agua, intercambiadores de calor, grúa de turbinas, comprensores, instrumentación general, y equipos de bajo y medio voltaje.

Las **Cuenta Civil** abarcan trabajos como trabajo en sitio, excavación y relleno, concreto y caminos de acceso. La **cuenta mecánica** se refiere a la instalación de sistemas como tuberías, equipos y estructuras metálicas, mientras que el **montaje eléctrico y cableado** cubre los sistemas de control de los equipos, armado y cableado de alta y baja tensión.

Los **costos de edificios y estructuras** se relacionan con la construcción de instalaciones no directamente vinculadas al equipo especializado, como administración, cuarto de control, depósito y portería. La **ingeniería y puesta en marcha** incluyen diseño, planificación y pruebas de funcionamiento de la planta. Los **costos blandos y misceláneas del contratista** abarcan contingencia, ganancias, bonos, seguros y honorarios; mientras que los **costos blandos y misceláneas del dueño** incluyen permiso, licencias, costos legales y financieros, gastos administrativos e interés

El software GT-Pro ha desarrollado 2 simulaciones para los modelos de turbinas de gas SGT6-5000F y SGT6-2000E. Con el objetivo de lograr una representación equitativa, se realizará un promedio de todos los costos reconocidos por GT-Pro en ambos modelos.

Para cumplir con las directrices normativas y reflejar las distintas categorías de inversión, los costos reportados por GT-Pro se han reorganizado y reclasificado en dos grupos principales: inversión en la central termoeléctrica

e inversión en conexión eléctrica. Esta clasificación permite diferenciar los rubros según sus respectivos periodos de financiamiento establecidos por la normativa, asegurando una evaluación financiera precisa y conforme a las regulaciones vigentes.

En esta estructura, los costos específicos asociados a la operación de la central y aquellos necesarios para su conexión eléctrica al sistema de transmisión están separados, facilitando un análisis detallado de cada inversión acorde con los lineamientos regulatorios.

4. Resultados

Se presentarán los resultados de los cálculos del precio básico de potencia, basados en la metodología establecida. En primer lugar, se detallarán los modelos de turbinas seleccionados para la simulación utilizando el software GT-Pro y se calculará el precio FOB_{TG}. A continuación, se presentará el resultado del precio básico de potencia (PBP) a partir de los resultados del GT-Pro. Finalmente, se llevará a cabo un análisis comparativo con el PBP bajo los lineamientos de la resolución de Osinergmin.

4.1 Modelos de Turbinas Gas y cálculo del precio FOB_{TG} a partir de la simulación del GT-Pro

En ambos escenarios, para la simulación del GT-Pro, se utilizaron los modelos SGT6-5000F y SGT6-2000E. A continuación, se muestran sus especificaciones técnicas.

Modelo de Turbina Gas	Frecuencia	Potencia Base ISO (MW)	Heat Rate (kJ/kWh)	Eficiencia	Inversión según GT-Pro (Miles $)	Precio Unitario ($/kW)
SGT6-5000F	60 Hz	265.5	8,958	40.2%	57,662	210
SGT6-2000E	60 Hz	115.7	10,310	34.9%	34,058	281

Cuadro 96 – *Especificaciones Técnicas de los modelos de turbinas simulados en GT-Pro.*

Dado que, las capacidades de los modelos de 60 Hz (5000F y 2000E) no se encuentran en rango de los solicitado por la regulación, se promedió la capacidad de generación y el costo de inversión de ambos modelos simulados (SGT6-5000F y SGT6-2000E). De esta manera, se ha determinado que la capacidad CE_{ISO} de la unidad es de 184.52 MW (incluyendo factores de corrección por tipo de combustible y por condición de servicio) con un precio FOB_{TG} de 45,860 miles de dólares.

El detalle de dicho cálculo se muestra en el siguiente cuadro.

	Potencia (MW)	Precio según GT-Pro (Miles USD)
SGT6-5000F	265.5	57,662
SGT6-2000E	115.7	34,058
Promedio	190.57	45,860

CE_{ISO}	184.52	MW
Valor FOB_{TG}	45,860	Miles USD

Cuadro 97 –*Turbinas de gas usadas para determinar la capacidad ISO y el precio FOB de la turbina de la central de punta. Fuente: GT-Pro de Siemens Energy*

Se observa que la capacidad efectiva calculada de 184.52 MW, obtenida a partir del software GT-Pro para modelos de turbinas de 60 Hz, es comparable con el valor de 183.52 MW calculada a partir de la revista GTW según la metodología establecida en la resolución. Debido a la similitud en las capacidades de las plantas, los costos de inversión en ambos escenarios se pueden considerar equiparables

4.2 Resumen del costo de inversión del proyecto según la simulación del GT-Pro

A continuación, se detallan los costos reconocidos por GT-Pro para la inversión total del proyecto, los cuales incluyen de manera conjunta los costos asociados a la central termoeléctrica y a su conexión eléctrica

Costo del Proyecto	Total (Miles USD)
Equipo Especializado	54,939
Otros Equipos	1,639
Cuenta Civil	6,806
Cuenta Mecánica	5,065
Montaje Eléctrico y Cableado	2,091
Edificios y Estructuras	2,040
Ingeniería y Puesta en marcha	6,145
Costos blandos y Misceláneas del Contratista	20,574
Costos Blandos y Misceláneas del Dueño	12,455
Inversión Total del Dueño	**111,753**

Cuadro 98 –Resumen de los costos de inversión total del dueño/proyecto.

A partir de estos resultados, se revisó de manera más específica cada costo considerado en dichos conceptos, con la finalidad de reclasificarlos en dos grupos principales: inversión en la central termoeléctrica e inversión en conexión eléctrica.

4.2.1 Inversión de la Central Termoeléctrica

Como se especificó en la metodología, el software GT-Pro aborda la inversión de la central termoeléctrica y la conexión eléctrica de manera integral, considerándolos como un proyecto unificado. Para efectos de análisis, y con el fin de detallar los componentes individuales, se tomó como referencia los porcentajes de participación de la central y la conexión observados en los últimos cinco estudios del FITA.

A partir de ello, se asignó un porcentaje de inversión a la central termoeléctrica del 91.6% para transporte local, 93% para ingeniería y puesta en servicio, 98% para gastos generales y utilidad del contratista, y 95% para intereses durante la construcción, en relación con cada componente específico del proyecto integral. De manera complementaria, la inversión atribuida a la conexión eléctrica se calculó a partir del porcentaje restante, empleando esta misma proporción.

A continuación, se detallan los costos asociados a la central térmica a partir de GT-Pro:

Central Termoeléctrica	Software GT-Pro (Miles USD)
Precio FOB	45,860
Equipo Generador Voltaje	3,173
Grúa de Turbina e Instrumentación	921
Transporte y Seguro Marítimo	1,764
Transporte local	1,199
Montaje electromecánico	4,147
Pruebas y puesta en marcha	1,355

Central Termoeléctrica	Software GT-Pro (Miles USD)
Ingeniería	4,360
Adquisición de terreno	3,528
Contingencia	8,500
Bonos y Seguros	1,572
Honorarios del Contratista	3,695
Costos Legales y Financieros	1,984
Administración del Proyecto y Honorarios del Administrador	992
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)	2,459
Obras civiles	5,281
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)	476
Gastos Generales - Utilidad Contratista	8,384
Intereses Durante la Construcción	3,769
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})	**103,418**

Cuadro 99 –Costo de la inversión total de la central termoeléctrica a partir de los resultados de GT-Pro

4.2.2 Inversión de la Conexión Eléctrica

A partir de los últimos cinco estudios del FITA, se determinó que el porcentaje de inversión destinado a la conexión eléctrica corresponde al 8.4% para transporte local, 7% para ingeniería y puesta en servicio, 2% para gastos generales y utilidad del contratista, y 5% para intereses durante la construcción, en relación con cada componente específico del proyecto integral

A continuación, se muestran los costos para la inversión de la conexión eléctrica a partir del GT-Pro:

Conexión Eléctrica	Total (Miles USD)
Precio FOB	4,235
Transporte y Seguro Marítimo	150
Transporte local	110
Obras civiles	1,106
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local	2,129
Honorarios del contratista	236
Gastos Generales - Utilidad Contratista	171
Intereses Durante la Construcción	198
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})	**8,335**

Cuadro 100 – Costo de la inversión de la conexión eléctrica a partir de los resultados de GT-Pro

4.2.3 Anualidad de inversión del CTI_{CT} y del CTI_{CE}

La anualidad de la inversión de la central y la conexión eléctrica se muestra en el siguiente cuadro:

Central Termoeléctrica	Valor
Vida Útil (años)	20
Factor de Recupero de Capital	13.39%
Anualidad del Costo Total de la inversión de la Central Térmica (Miles USD/año)	**13,845.47**

Cuadro 101 –Anualidad de inversión de la central térmica

Conexión Eléctrica	Valor
Vida útil (años)	30
Factor de Recupero de Capital	12.41%
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (Miles USD/año)	**1,034.76**

Cuadro 102 –Anualidad de la inversión de conexión eléctrica.

4.2.4 Costo fijo anual de operación y mantenimiento estándar

Este concepto se calcula mediante la suma de los Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO) y los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM), dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta. Estos resultados siguen la misma metodología señalado en la resolución de Osinergmin.

Estos cálculos se resumen en el siguiente cuadro:

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento	Valor	Unidad
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)	1,134.59	Miles USD / año
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)	866.01	Miles USD / año
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)	**10.84**	**USD / kW-año**

Cuadro 103 –Costo fijo anual de operación y mantenimiento.

4.2.5 Precio Básico de Potencia

El precio básico de potencia se muestra en el siguiente cuadro:

Concepto	Valor	Unidad
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	80.64	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	91.48	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	96.12	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	121.79	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	**452.32**	**S/. / kW-año**

Cuadro 104 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-año del segundo escenario.

4.2.6 Precio de la Potencia Punta mensual (PBP)

Finalmente, para calcular el Precio Base de Potencia en Punta, se multiplica el PBP anual en dólares por el factor mensual 0.0791 y de esta manera obtenemos los siguientes resultados:

Concepto	Valor	Unidad
Factor mensual	0.0791	-
PBP	9.63	USD / kW-mes
PBP	35.77	S/./ kW-mes

Cuadro 105 –Precio Básico de Potencia en S/. /kW-mes a partir de GT-Pro.
*TC = 3.714 S/./USD (30/09/2024)

5. Análisis

5.1 Análisis comparativo del precio de turbina según el software GT-Pro y la revista GTW

Los modelos de turbinas gas empleadas para la simulación con el software GT-Pro son el SGT6-5000F y SGT-2000E. A continuación, se muestra un cuadro de comparación de las especificaciones técnicas calculadas por GT-Pro y las reportadas por la revista GTW.

Turbina Gas modelo SGT6-5000F						
Fuente	Frecuencia	Potencia Base ISO (MW)	Heat Rate (kJ/kWh)	Eficiencia	Inversión según GT-Pro (Miles $)	Precio Unitario ($/kW)
Software GT-Pro	60 Hz	265.5	8,958	40.2%	57,662	217
Revista GTW-2024	60 Hz	260.0	9,000	40.0%	56,750	218
Turbina Gas modelo SGT6-2000E						
Fuente	Frecuencia	Potencia Base ISO (MW)	Heat Rate (kJ/kWh)	Eficiencia	Inversión según GT-Pro (Miles $)	Precio Unitario ($/kW)
Software GT-Pro	60 Hz	115.7	10,310	34.9%	34,058	294
Revista GTW	60 Hz	117.0	9,884	35.4%	35,575	304

Cuadro 106 –Comparación de los modelos SGT6-5000F y SGT6-2000E según el software GT-Pro y la revista GTW

La comparación de los modelos de turbina SGT6-5000F y SGT6-2000E entre el software GT-Pro y la revista GTW muestra variaciones mínimas en términos de potencia, heat rate y eficiencia. Asimismo, existe una ligera diferencia en el resultado del precio unitario, con una variación no mayor al 3%, siendo los resultados del GT-Pro ligeramente menor en comparación a la revista GTW.

En general, esto demuestra que los valores son consistentes y reflejan condiciones de mercado similares, lo que sugiere que tanto la revista GTW y el software GT-Pro son fuentes de información útiles para estimar costos de turbinas en el contexto actual.

Sin embargo, una limitación importante en cuanto a la revista GTW es que no incluye los costos asociados a las barras colectoras del generador e interruptores del circuito, que son componentes esenciales para el sistema de generación y representan una inversión importante. En contraste, el software GT-Pro sí tiene la capacidad de calcular estos valores y los considera como un concepto adicional por separado.

5.2 Análisis comparativo de la Inversión Total del Proyecto y el Precio Básico de Potencia

A continuación, se presentan la inversión total de la central termoeléctrica y el costo de conexión eléctrica, comparando los resultados reportados por GT-Pro con los resultados presentados en la propuesta del SCG.

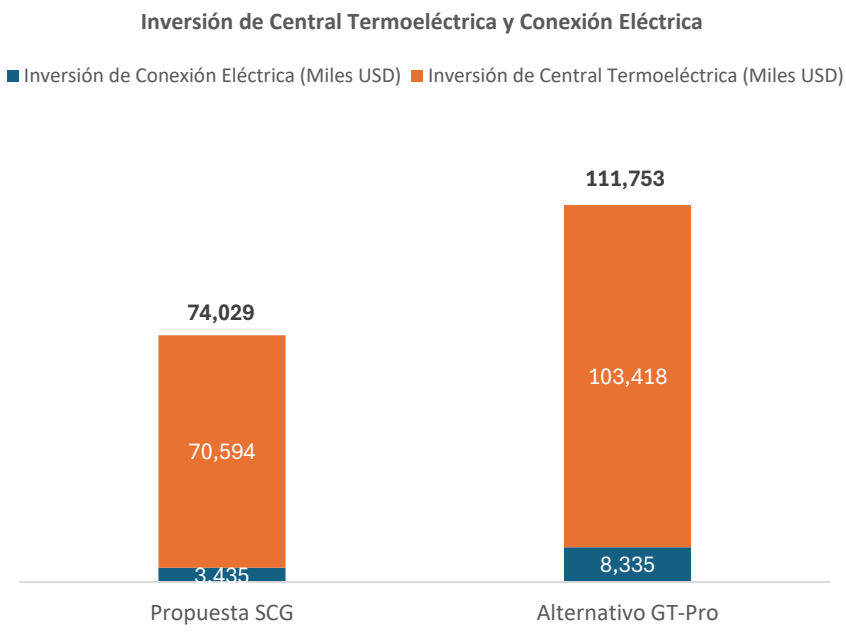


Gráfico 34- Resultados del Precio Básico de Potencia de la Propuesta SCG y bajo el escenario completo de GT-Pro

Según GT-Pro, la inversión del proyecto total (incluye la central termoeléctrica y su conexión eléctrica) es de 111,753 mil USD, un valor que supera en un 51% la estimación de 74,029 mil USD obtenida para la propuesta del SCG que sigue los lineamientos de la normativa de Osinergmin. Esta diferencia se debe a que el software incorpora ciertos conceptos de costos no contemplados en la resolución, y calcula otros componentes a un valor significativamente mayor. En la siguiente sección, se desarrollará un análisis comparativo de estos conceptos de inversión para comprender las razones detrás de estas discrepancias.

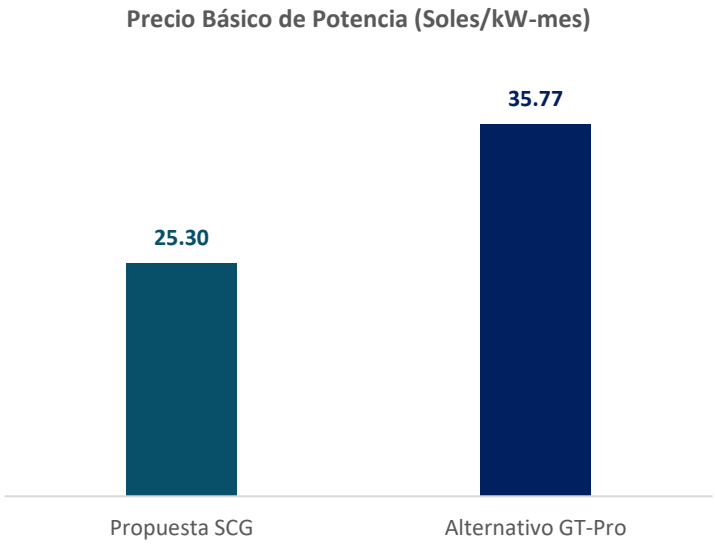


Gráfico 35- Resultados del Precio Básico de Potencia de Propuesta SCG y bajo el escenario completo de GT-Pro

El resultado del PBP de la Propuesta SCG es de 25.30 Soles/ kW-mes. A partir de los resultados del GT-Pro para la inversión de la central y conexión eléctrica, este resultado incrementa en 41% con un valor de 35.77 Soles/kW-mes.

5.3 Análisis comparativo de los conceptos de inversión de la central termoeléctrica

A continuación, se muestra un cuadro comparativo de los conceptos de inversión de la central termoeléctrica calculados a partir del software GT-Pro, y a partir de lo establecido en la propuesta SCG.

Se subraya que el valor de inversión de adquisición de terreno y el transporte marítimo son valores ajustados por el usuario en el software GT-Pro. Por lo tanto, se consideró el mismo valor de mercado para ambos escenarios. Asimismo, para la presentación de esta propuesta SCG, se está considerando incorporar los resultados del GT-Pro para la partida del costo de las barras del generador e interruptores del circuito, y el precio de la grúa turbina e instrumentación de la planta.

Central Termoeléctrica	Propuesta SCG (Miles USD)	Software GT-Pro (Miles USD)	Diferencia (Miles USD)	Variación Porcentual
Precio FOB	44,125	45,860	1,735	4%
Barras del Generador e Interruptores de Circuito	3,173	3,173	0	0%
Grua de Turbina e Instrumentación	921	921	0	0%
Repuestos iniciales	1,103	0	-1,103	-
Transporte y Seguro Marítimo	1,765	1,764	-1	0%
Gastos de desaduanaje	409	0	-409	-
Transporte local	226	1,199	973	431%
Montaje electromecánico	1,959	4,147	2,188	112%
Pruebas y puesta en marcha	2,413	1,355	-1,058	-44%
Supervisión	889	0	-889	-
Ingeniería	0	4,360	4,360	-
Adquisición de terreno	3,528	3,528	0	0%
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye subestación)	326	0	-326	-
Contingencia	0	8,500	8,500	-
Bonos y Seguros	0	1,572	1,572	-
Honorarios del Contratista	0	3,695	3,695	-
Costos Legales y Financieros	0	1,984	1,984	-
Administración del Proyecto y Honorarios del Administrador	0	992	992	-
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)	134	2459	2,325	1735%
Obras civiles	1,978	5281	3,303	167%
Suministro de sistema de combustible (inlcuye monitoreo continuo de emisiones)	1,522	476	-1,046	-69%
Suministro de sistema contra incendio	208	0	-208	-
Gastos Generales - Utilidad Contratista	1,345	8,384	7,039	523%
Intereses Durante la Construcción	4,569	3,769	-800	-18%
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})	**70,593**	**103,418**	**32,824**	**46%**

Cuadro 107 –Comparación de la inversión de la central termoeléctrica de la propuesta SCG y bajo el escenario completo del GT-Pro.

A continuación, se muestra un cuadro comparativo de los conceptos de inversión entre lo establecido en la propuesta SCG bajo los lineamientos de Osinergmin y lo calculado a partir del software GT-Pro.

Conexión Eléctrica	Propuesta SCG (Miles USD)	Software GT-Pro (Miles USD)	Diferencia (Miles USD)	Variación
Precio FOB	2,786	4,235	1,449	52%
Transporte y Seguro Marítimo	111	150	39	35%
Gastos de desaduanaje	23	-	-	-
Transporte local	21	110	89	424%
Obras civiles	41	1,106	1,065	2579%
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local	149	2,129	1,979	1325%
Supervisión	54	-	-	-
Honorarios del contratista	-	236	-	-
Gastos Generales - Utilidad Contratista	27	171	145	544%
Intereses Durante la Construcción	222	198	-24	-11%
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})	**3,435**	**8,335**	**4,900**	**143%**

Cuadro 108 –Comparación de costos de inversión para la conexión eléctrica entre la propuesta SCG y el software GT-Pro.

Los documentos y archivos Excel que contienen las simulaciones realizadas con el software GT-Pro, junto con la información detallada que respalda los cálculos y análisis presentados en este informe, se encuentran compartidos en el conjunto de archivos adjuntos.