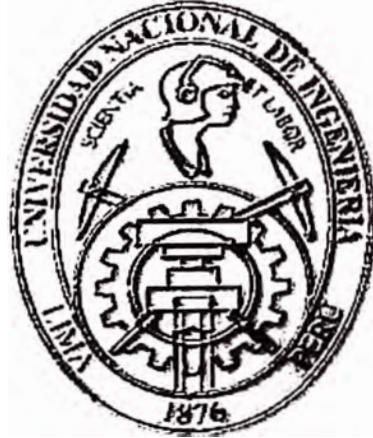


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS DE SOBRECOSTOS DE ENERGÍA PARA GRANDES USUARIOS EN EL ÁREA SUR DEL PERÚ PARA EL PERÍODO 2016 AL 2018

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
CESAR RAUL CANCHERO MATOS**

**PROMOCIÓN
2011-I**

**LIMA-PERÚ
2014**

**ANÁLISIS DE SOBRECOSTOS DE ENERGÍA PARA
GRANDES USUARIOS EN EL ÁREA SUR DEL PERÚ
PARA EL PERÍODO 2016 AL 2018**

A mis amados padres Cesar y Magda por las valiosas oportunidades que día a día me otorgan. A mis estimados maestros, mentores y guías (R.Zamalloa, L.Toledo, G.Salazar, Y.Jacome, E.Tito, E. Cueto y muchos otros extraordinarios profesionales)

SUMARIO

El presente informe de suficiencia está orientado al análisis de la demanda del Área Sur del Perú, la Oferta de Generación Eléctrica; así como la capacidad del Sistema de Transmisión para el Período 2016 al 2018. Dicho análisis permite identificar la presencia de altos Costos Marginales en el Área Sur del Perú, producto de las situaciones de congestión en los Enlaces de Transmisión Centro-Sur; así como de la operación de centrales termoeléctricas que operen con combustible Diésel B5, las cuales son económicamente ineficientes.

El análisis de la operación del Sistema Eléctrico Peruano para el período 2016 al 2018, utilizando un modelo matemático de despacho hidrotérmico resulta prioritario. Dicho análisis permitirá evaluar la operación de los recursos energéticos disponibles e infraestructura de transmisión eléctrica que permita satisfacer de manera segura, confiable, continua y eficiente la demanda de energía eléctrica para el período 2016 al 2018.

El análisis se desarrolla en tres etapas, la primera etapa consiste en modelar la operación del Sistema Eléctrico Peruano para un Escenario Base en función a la información publicada por el Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), la segunda etapa consiste en determinar los altos costos marginales en el Área Sur, ante situaciones de congestión en el enlace Centro-Sur u operación de centrales térmicas que consuman combustible Diésel B5, finalmente en la tercera etapa se analiza diferentes Propuestas de Valor que mitiguen la presencia de altos costos marginales dentro del período de análisis.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.1 Descripción del problema.....	4
1.2 Objetivo del trabajo	4
1.3 Evaluación del problema	4
1.4 Alcance del trabajo	5
1.5 Premisas.....	5
1.5.1 Información de Demanda y Oferta	5
1.5.2 Limite de la Capacidad de Transmisión de las Principales Líneas de Transmisión Troncales Nacionales	5
1.5.3 Hidrología	6
1.5.4 Caso Base y Propuestas de Valor.....	6
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	7
2.1 Conceptos Básicos de Operación de los SEP.....	7
2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia.....	7
2.1.2 Generación	7
2.1.3 Transmisión	14
2.1.4 Plan de Transmisión	16
2.1.5 Matriz Energética del Sistema Eléctrico Peruano.....	18
2.1.6 Usuarios Libres.....	19
2.1.7 Restricciones en la Operación del SEIN	21
2.1.8 Herramienta Computacional de Optimización	21
2.1.9 Costos Marginales Reales de Corto Plazo	22
2.1.10 Costos Marginales Idealizados de Corto Plazo	24
2.1.11 Costos Marginal de Corto Plazo.....	25

2.1.12 Fijación del Precio en Barra por el OSINERGMIN.....	27
2.2 Marco Legal y Regulatorio	33
2.3 Información de Demanda y Oferta	34
2.4 Límite de los Enlaces de Transmisión de la Interconexión Centro-Sur.....	37
2.5 Principales Proyectos de Demanda en el Área Sur.....	37
2.6 Acrónimos.....	38
CAPÍTULO III	39
METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	39
3.1 Planteamiento del Caso Base.....	39
3.1.1 Proyección de la Demanda	39
3.1.2 Representación de la Demanda Eléctrica Proyectada respecto a los Nuevos Proyectos y Ampliaciones para el Periodo 2016 al 2018.....	49
3.1.3 Proyectos de Generación Eléctrica	51
3.1.4 Proyectos de Transmisión Eléctrica	53
3.1.5 Infraestructura de Generación y Transmisión Eléctrica en el Área Sur.....	54
3.1.6 Consideraciones Adicionales para el Despacho Hidrotérmico.....	55
3.2 Planteamiento del Caso Base con Sensibilidad	56
3.3 Planteamiento de las Propuestas de Valor.....	57
3.3.1 Primera Propuesta: Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW.	57
3.3.2 Segunda Propuesta: Instalación de la Central Térmica Planta Ilo de 350 MW.	58
3.3.3 Tercera Propuesta: Instalación de la Central Térmica de Quillabamba de 200 MW.	58
CAPÍTULO IV	60
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	60
4.1 Resultados del Caso Base.....	60
4.1.1 Análisis de Resultados-Caso Base	61
4.1.2 Operación de la Reserva Fría-Caso Base.....	61
4.2 Resultados del Caso Base -Enlace de Transmisión Centro-Sur Limitado	62
4.2.1 Análisis de Resultados-Enlace de Transmisión Centro-Sur Limitado	63
4.3 Modelamiento de las Propuestas de Valor.....	64
4.3.1 Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW.....	65
4.3.2 Resultado de la Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW	65

4.3.3 Instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW	68
4.3.4 Resultado de la Instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW.....	69
4.3.5 Instalación de la Central Térmica Planta ILO de 350 MW	70
4.3.6 Resultado de la Instalación de la Central Térmica Planta Ilo de 350 MW.....	71
4.4 Costo Totales de Operación	73
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
BIBLIOGRAFÍA.....	77

INTRODUCCIÓN

Desde hace más de 16 años el Perú atraviesa un crecimiento económico sostenido, el crecimiento se viene dando en diferentes sectores económicos tales como la agricultura, la pesca, la construcción, la minería y otros. La Economía Peruana ofrece ventajas competitivas para atraer inversiones de grandes grupos económicos, que buscan mercados competitivos y estables para ejecutar sus proyectos de manera rentable.

El Perú a pesar de tener cifras de crecimiento sostenidas a lo largo de estos años, no es ajeno a la coyuntura internacional; donde las economías emergentes como la peruana crecían sin hacer tanto esfuerzo gracias al apetito voraz por la materias primas en especial de China, la coyuntura actual amerita plantear reformas que eleven la productividad y estimulen la inversión. Es por esta razón que no podemos darnos el lujo de disminuir la competitividad energética que nuestro país posee en la región; por lo tanto resulta necesario analizar la operación del Sistema Eléctrico Peruano ante posibles situaciones de congestión en los enlaces de transmisión Centro-Sur y operación de plantas térmicas económicamente ineficientes.

El presente informe surge como necesidad de analizar los altos costos de energía eléctrica incurridos para el período 2016 al 2018, dichos costos pueden ser ocasionados por un acelerado incremento en la demanda en el Área Sur frente a una limitada capacidad de respuesta del SEIN (Sistema Interconectado Nacional). Para satisfacer esta creciente demanda en el Área Sur de Perú, se tendrá que incluir la reserva fría instalada en las áreas Norte y Sur en el PDO (Programa Diario de Operación) del COES; siendo esta última generación económicamente ineficiente con costos de hasta cinco veces más que el de las unidades de generación eléctrica económicamente eficientes.

En este documento se determina la evolución de los Costos Marginales (CMg) para el período 2016 al 2018; así como se evalúa la operación de los recursos energéticos disponibles e infraestructura de transmisión eléctrica necesaria para satisfacer de forma continua, segura, eficiente y económica la creciente demanda del Área Sur del Perú.

El presente análisis se realizó simulando la operación del SEIN, para escenarios hidrológicos de Avenida y Estiaje para el período 2016, 2017 y 2018.

Se realizó el presente informe teniendo en consideración el despacho de centrales hidroeléctricas, térmicas de ciclo simple, ciclo combinado, renovables, flujos de potencia

en líneas de transmisión troncales nacionales y troncales regionales; así como principales subestaciones de potencia del SEIN.

El estudio establece un Caso Base el cual utiliza información publicada en el Portal del OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería); así como del Portal del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado). A partir del Caso Base se propondrán diferentes propuestas de valor que permitan mitigar los sobrecostos de energía para los usuarios del SEIN.

Finalmente se plantean alternativas de corto, medio y largo plazo para enfrentar las situaciones de congestión y operación de plantas térmicas económicamente ineficientes; las cuales ocasionan altos costos en el suministro de energía para los proyectos en construcción y para las futuras inversiones de talla mundial.

Con el fin de analizar los sobrecostos de energía para los Grandes Usuarios del Área Sur se redactó el siguiente informe, el cual consta de cinco capítulos:

Capítulo I "Planteamiento del problema".- En este capítulo se explica el problema y se precisan los objetivos del proyecto; además se realiza una evaluación de la problemática y se definen los alcances.

Capítulo II "Marco Teórico Conceptual".- En este capítulo se expone las consideraciones más relevantes para el desarrollo del Caso Base. Esta organizado en seis secciones principales:

- Conceptos Básicos de la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.- Descripción del Sistema Interconectado Nacional.
- Marco Legal y Regulatorio.- Descripción de la normativa vigente correspondiente a la operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Información de Demanda y Oferta Eléctrica.- Las proyecciones de demanda y oferta eléctrica han sido tomadas de la página web del operador del Sistema Eléctrico Peruano (COES).
- Límites de capacidad de líneas de transmisión troncales nacionales.- Los límites de transmisión establecidos en el presente informe responden a aquellos contratos suscritos con el Estado Peruano y licitados a través de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversion) o en su defecto aquel establecido por el Operador del Sistema Eléctrico (COES).
- Demandas futuras de los principales proyectos en el Área Sur del Perú.- Descripción de los futuros proyectos de demanda en el Área Sur del Perú para el periodo comprendido entre los años 2016, 2017 y 2018.
- Acrónimos.

Capítulo III "Metodología para la Solución del Problema".- Este capítulo se

organiza en tres secciones principales: La primera está relacionada con el modelamiento del Caso Base, la segunda está relacionada al Análisis de Sensibilidad y la tercera al planteamiento de tres Propuestas de Valor.

Capítulo IV "Análisis y Presentación de los Resultados".- Este capítulo está conformado por cuatro ítems principales: Resultados del Caso Base, Resultados del Caso Base con sensibilidad en el enlace de Transmisión Centro-Sur, Resultado de la aplicación de las Propuestas de Valor y Costos Totales de Operación.

Capítulo V "Conclusiones y Recomendaciones".- Este capítulo consta de la conclusiones y recomendaciones con el fin de mitigar el impacto de los sobrecostos de energía para los Grandes Usuarios del Área Sur del Perú.

Para la realización del presente informe es necesario resaltar y reconocer el apoyo brindado por las empresas Southernperu Cooper Corporation (SPCC) y Sociedad Minera Cerro Verde (SMCV); de forma particular a la Superintendencia de Sistemas de Potencia de SPCC, así como a la Gerencia de Energía y Electricidad de SMCV.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se realiza el planteamiento del problema. Se describe y evalúa el problema, para luego establecer los objetivos del análisis y precisar el alcance del informe de suficiencia.

1.1 Descripción del problema

El incremento vertiginoso de la demanda en el Área Sur agudizara el desbalance entre demanda y oferta eléctrica durante el período 2016 al 2018, con el fin de satisfacer esta creciente demanda el SEIN tendrá que programar la operación de generación económicamente ineficiente cuyo costo es de hasta cinco veces más que el de las unidades de generación económicamente eficientes. Además se presentaran restricciones operativas que limiten la capacidad de transmisión de las principales líneas troncales nacionales que conectan el Área Centro-Norte con el Área Sur.

Los problemas se resumen en:

- Altos costo marginales durante la época de estiaje para los años 2016, 2017 y 2018.
- Incremento del costo de energía eléctrica para los Grados usuarios del Área Sur.
- Incremento del consumo de combustibles caros.
- Incremento de emisiones de CO₂.

1.2 Objetivo del trabajo

El presente informe tiene por objetivo proponer a partir de la revisión y análisis de la operación del "Caso Base" medidas de corto, mediano y largo plazo que mitiguen los problemas de sobrecostos del suministro de energía eléctrica en Área Sur del Perú para el período comprendido entre los años 2016 al 2018.

1.3 Evaluación del problema

Con el fin evaluar la operación del SEIN durante el período comprendido entre los años 2016 al 2018, se establece un "Caso Base" el cual utiliza información publicada por el COES y OSINERGMIN; así como un conjunto de premisas generalmente aceptadas que tienen una alta probabilidad de ocurrencia. Durante el desarrollo del informe se evaluaran escenarios alternativos, generados al variar algunas premisas significativas, que introduzcan propuestas de valor o medidas que mitiguen los problemas de sobrecostos de energía eléctrica, el valor de estas propuestas o medidas para el presente

análisis radicara en el “Costo de Oportunidad” que tiene cada una de ellas, es decir cuántos millones de dólares podría ahorrar respecto al costo de implementación de cada una de las medidas.

1.4 Alcance del trabajo

El presente informe se enfoca en el análisis de la operación del sistema eléctrico peruano durante el período comprendido entre los años 2016 al 2018. Se determinara los costos marginales, la operación de centrales económicamente ineficientes y el incremento en los costos de energía para los grandes usuarios en la región sur del Perú. Finalmente como resultado del análisis se propondrán medidas correctivas que mitiguen los altos costos de operación del SEIN.

1.5 Premisas

El análisis se efectuó considerando la operación del SEIN para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje para los años 2016,2017 y 2018; es importante precisar que el Gaseoducto Sur Peruano entrara en operación a partir de Julio 2019 lo que modificara la infraestructura energética del Área Sur del Perú.

1.5.1 Información de Demanda y Oferta

La necesidad de proyectar la demanda eléctrica y programar la oferta de generación surge de la característica inherente de la energía eléctrica, la cual es que no puede ser almacenada en grandes proporciones, por lo tanto es necesario gestionar la oferta y demanda eléctrica con el fin de optimizar los costos necesarios de sobredimensionamiento del sistema eléctrico. La demanda utilizada en el análisis ha sido tomada de la “Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024”, elaborada por la Sub-Dirección de Planificación del COES; así como de la actualización de “Precios en barra Mayo 2014 a Abril 2015” elaborado por la Gerencia de Tarifas Eléctricas del OSINERGMIN.

1.5.2 Limite de la Capacidad de Transmisión de las Principales Líneas de Transmisión Troncales Nacionales

Para la determinación de la capacidad de las principales líneas de transmisión troncales nacionales que posibilitan el traslado de energía eléctrica al Área Sur, se ha considerado las especificaciones técnicas consideradas en los Contratos de Concesión suscritos por el Estado Peruano a través de ProInversión; así como las restricciones operativas producto del análisis eléctricos elaborado por el Operador del Sistema Eléctrico Interconectado (COES).

Las líneas de transmisión más relevantes consideradas para el presente análisis son:

- Línea de Transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo 500kV.
- Línea de Transmisión Mantaro-Poroma-Yarabamba-Montalvo 500kV.

- Línea de Transmisión Mantaro-Cotacachi-Socabaya 220kV.

1.5.3 Hidrología

Para el presente análisis se consideró los periodos hidrológicos de estiaje y avenida para cada año comprendido entre el periodo 2016 al 2018.

Avenida: Comprendido entre los meses de Diciembre, Enero, Febrero, Marzo, Abril y Mayo.

Estiaje: Comprendido entre los meses de Junio, Julio, Agosto, Setiembre, Octubre y Noviembre.

1.5.4 Caso Base y Propuestas de Valor

El Caso Base será utilizado para representar la operación del SEIN en concordancia con la información recabada del COES y el OSINERGMIN, con el fin de mitigar los sobrecostos de energía en el periodo de análisis se presentaran Propuestas de Valor las cuales son:

- Adelantar en la construcción del Tramos Poroma-Yarabamba 500kV, para el periodo de Avenida 2016.

- Construcción de la Central Térmica Poroma de 300 MW.

- Construcción de una planta bidireccional de gas en el Puerto de Ilo (regasificación y licuefacción), que permita instalar un central térmica Planta Ilo de 350 MW.

Adelantar la construcción del Primer y Segundo Tramo del Gaseoducto Sur Peruano, con la finalidad de operar la Central Térmica Quillabamba a partir del Estiaje 2018.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

Este capítulo desarrolla los siguientes ítems: Definición de conceptos básicos de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), marco legal y regulatorio, proyección de la demanda, definición de los límites de transmisión de las redes de transmisión eléctrica troncales nacionales y presentación de los principales proyectos futuros de demanda en el Área Sur.

2.1 Conceptos Básicos de Operación de los SEP

2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión interconectadas entre sí y sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica. Dicho sistema permite suministrar energía eléctrica con la calidad, continuidad y seguridad, adecuada para manejar motores, iluminar hogares, hacer funcionar plantas de manufacturas, negocios; así como proporcionar potencia a los sistemas de control y comunicación entre otros. El punto de inicio del sistema eléctrico son las plantas generadoras que convierten energía primaria en energía eléctrica.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está constituido principalmente por tres actividades: generación, transmisión y distribución.

2.1.2 Generación

Está referida a la producción de energía eléctrica, por medio de centrales generadoras, cuenta con diferentes tecnologías de generación; dependiendo de la fuente primaria de energía, estas se clasifican en:

a. Generación Eléctrica no Convencional

Conformada por plantas de generación eléctrica que utilizan fuentes de energía no agotables y no contaminantes: centrales hidroeléctricas con menos de veinte megavatios, eólicas, solares, geotérmicas, biomasa, etc. Estas formas de producción de energía eléctrica no son muy comunes y su tecnología está en desarrollo en pos de hacerlas cada vez más rentables y eficientes. La instalación eficiente de este tipo de generación en el sistema eléctrico peruano deberá considerar las capacidades y fortalezas de las redes eléctricas. A la fecha solo el 3% de la energía eléctrica suministrada al SEIN es a través de este tipo de generación.

b. Generación Eléctrica Convencional

Comprende a las plantas que están relacionadas a los recursos de uso más frecuente para producir energía eléctrica. Estas son en general las que usan energía hidráulica (aprovechamiento de recursos hídricos) y energía térmica (producida por combustión de recursos energéticos: gas natural, petróleo, carbón, etc.). A la fecha la generación eléctrica no convencional representa cerca del 97% de la energía producida en el Perú.

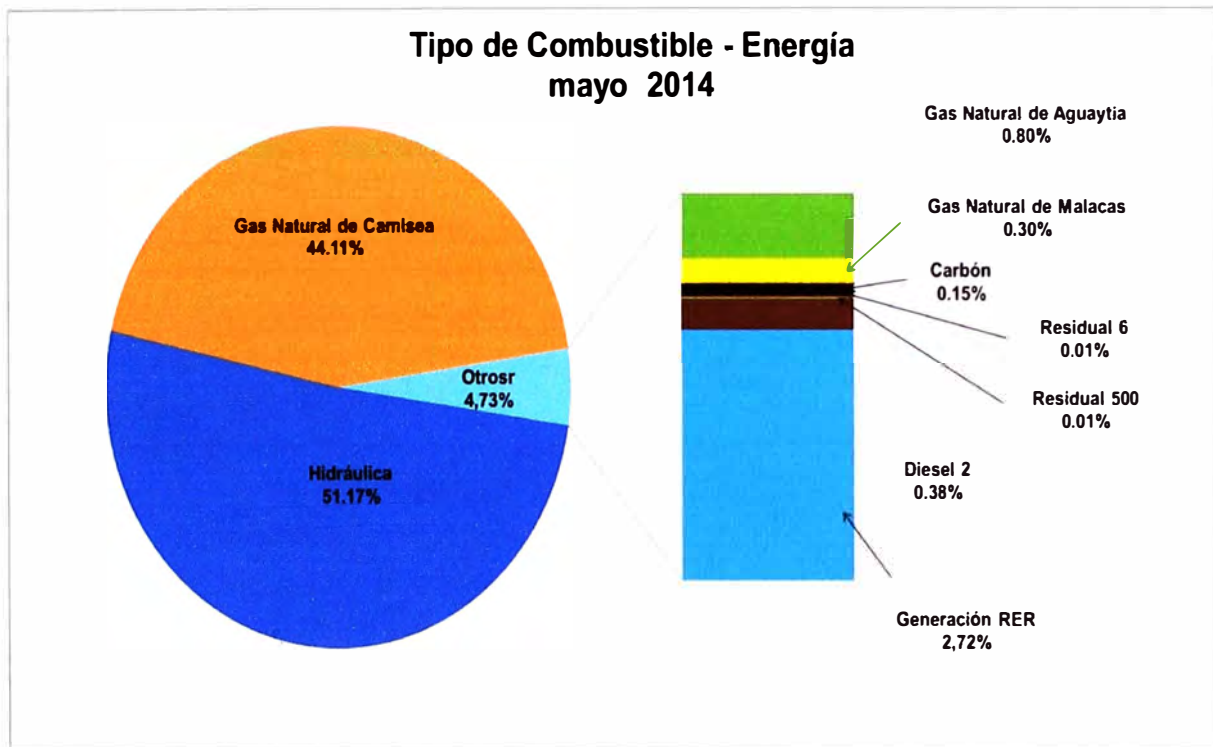


Fig.2.1 Generación Eléctrica por tipo suministro (Fuente referencia: [1]).

o Centrales Hidráulicas

Este tipo de central transforma de energía potencial del recurso hídrico en energía eléctrica. La potencia eléctrica generada depende del caudal turbinado; así como del factor de producción (que depende de la altura útil aprovechable) tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Pe(MW) = Q(m^3/s) \cdot FP(H.Util) \quad (2.1)$$

Dónde:

- Pe: Es la potencia eléctrica generada.
- Q: Caudal turbinado.
- FP: Factor de producción.

Cabe señalar que en el Perú, se aprovechan las grandes caídas de agua, el volumen del embalse no afecta significativamente al valor de la altura útil. Por lo tanto para fines prácticos, el Factor de Producción (FP) puede considerarse constante para cualquier estado de llenado del embalse. Por la utilización de la caída de agua la central hidroeléctrica pueden clasificarse en:

Central Hidroeléctrica de Pasada

Central de generación hidráulica que por su característica de ubicación o diseño carece de la capacidad necesaria para almacenar el recurso energético; es decir produce todo lo que ingresa a su sistema de generación [2].

Central Hidroeléctrica de Regulación

Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir, caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual [2].

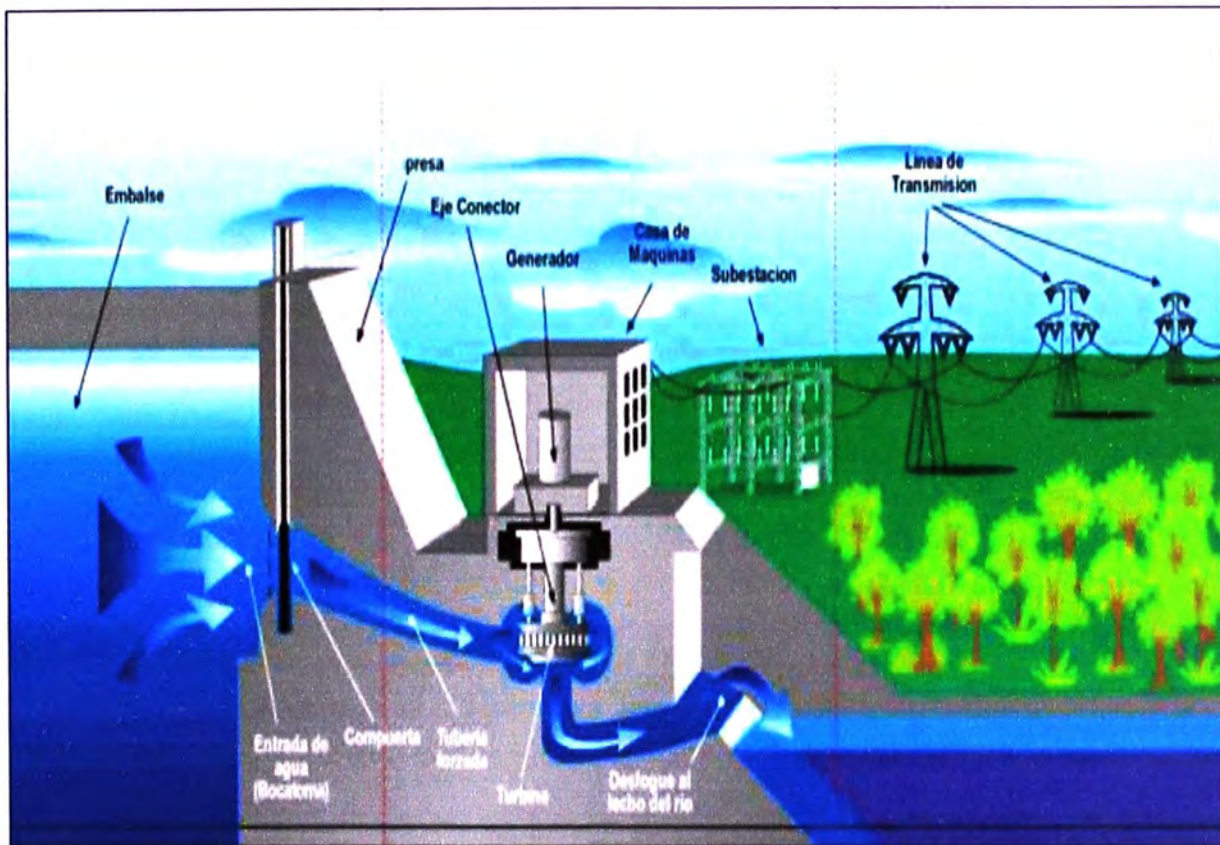


Fig.2.2 Esquema de Central Hidroeléctrica de Regulación (Fuente referencia: [3]).

○ Reservorios o embalses

Son acumulaciones de agua en ambientes naturales, generalmente son producto de la acción humana ejecutada para acopiar agua para fines de su uso y/o consumo. Estos cumplen un rol fundamental en la gestión del uso en el tiempo de los recursos hídricos. La dinámica de los embalses puede ser descrita por la siguiente ecuación de continuidad [6]:

$$Vol(t+1) = Vol(0) + \Sigma A(t) - \Sigma Q(t) - \Sigma V(t) - \Sigma P(t) \quad (2.2)$$

Dónde:

- Vol (t+1): Estado de llenado del embalse en el período t+1.
- Vol (t): Estado de llenado del embalse en el período t.
- A (t): Aportes naturales al embalse en el período t.

- $Q(t)$: Caudal operado por la turbina en el período t .
- $V(t)$: Vertimiento del embalse en el período t .
- $P(t)$: Perdidas de filtración y evaporación en el período t .

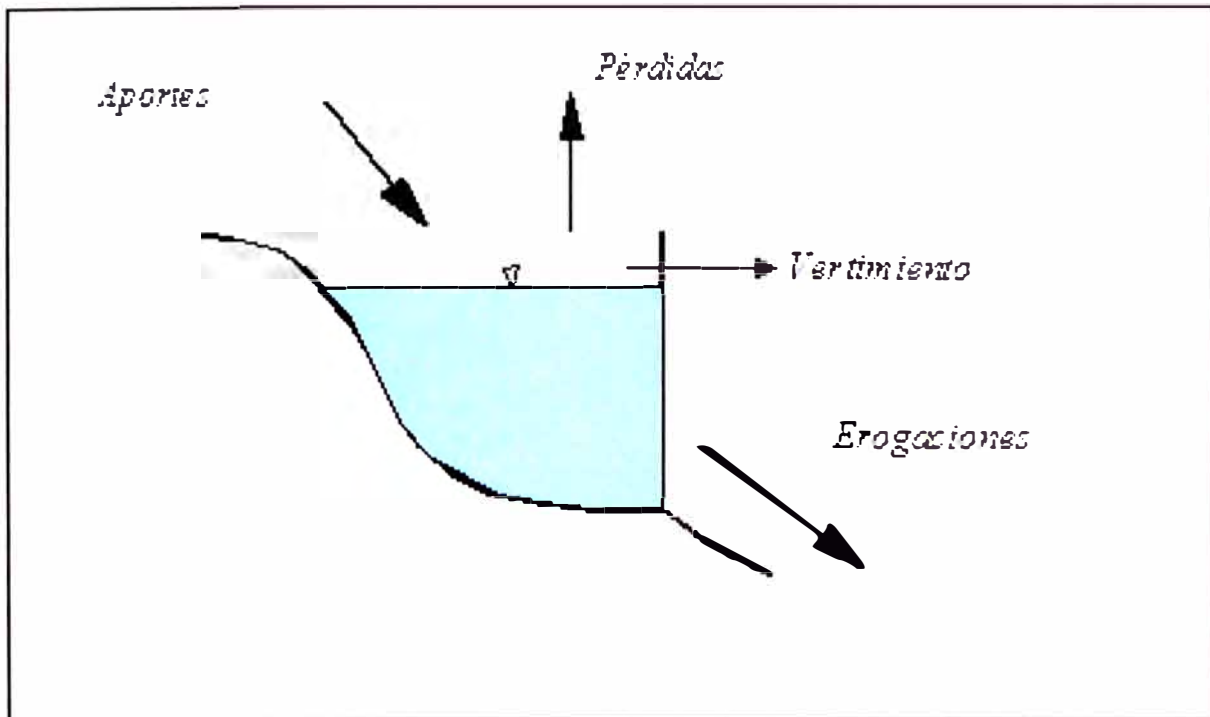


Fig.2.3 Representación gráfica de una central hidroeléctrica con regulación (Fuente referencia: [4]).

- Capacidad de Regulación

La capacidad de regulación puede definirse como el tiempo que demoraría en vaciarse un embalse al operar la central con su caudal máximo, sin recibir aporte alguno. Este valor puede ser utilizado para la clasificación de la capacidad de los embalses, estos pueden ser clasificados en plurianuales, estacionales, mensuales, semanales y diarios.

$$CR(h) = \frac{Vol.util(m^3)}{3600.Q_{max}(m^3/seg.)} \quad (2.3)$$

Dónde:

- Vol. Útil: Volumen útil.
- Q_{max} : Caudal máximo.
- $CR(h)$: Capacidad de regulación.

Reservorio de regulación estacional

Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar los recursos hídricos del período de avenida al período de estiaje. Los reservorios estacionales cuyas aguas desembalsadas se encuentran a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas serán considerados como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria [2].

Reservorio de regulación diario

Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar recursos hídricos de las horas fuera de regulación a las horas de regulación [2].

o Centrales Térmicas

Las centrales térmicas generan energía eléctrica como resultado de la transformación de la energía mecánica producida por el vapor o la combustión de algún tipo de combustible en la turbina. Las plantas térmicas principales pueden clasificarse en: Nuclear, Turbovapor, Turbogas, Ciclo Combinado y Diésel. Desde el punto de vista de la Programación Óptima de la Operación de estas centrales, se debe tener en cuenta las restricciones operativas que estas presentan: tiempo mínimo de operación, tiempo mínimo entre arranques sucesivos, tiempo mínimo a carga estable, velocidad de toma de carga, etc. [4]. La curva de la izquierda correspondiente a la Figura 2.4, representa el consumo de combustible en función de la potencia generada. La curva de la derecha de la Figura 2.4, representa el consumo específico en función de la potencia; la intersección de las curvas presentes en la Figura 2.4 representa el punto de máxima eficiencia de la central térmica, es importante precisar que el tipo de tecnología utilizada por la generación térmica puede incrementar o disminuir los procesos, pero el punto de eficiencia máximo se calcula a partir de la intersección de estas curvas.

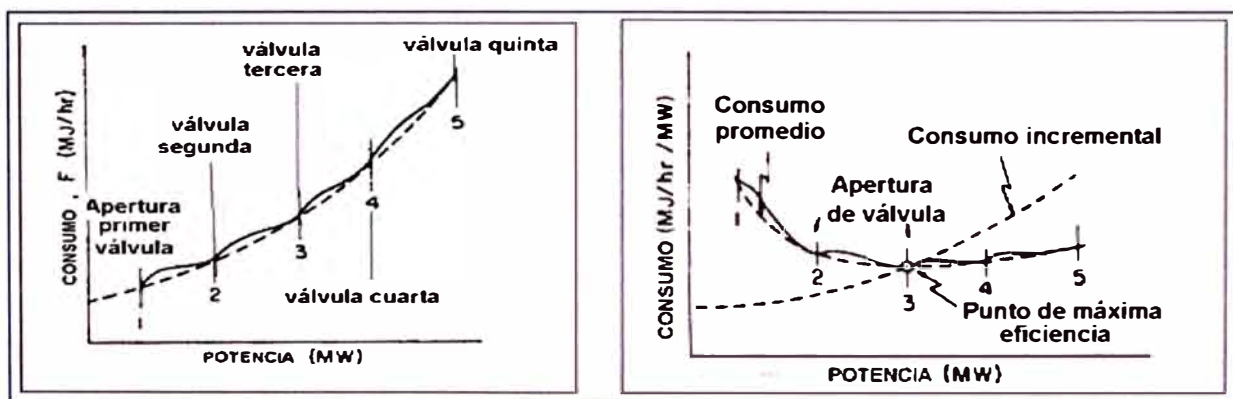


Fig.2.4 Curva de equilibrio del consumo térmico (Fuente referencia: [4]).

El Procedimiento Técnico Número Diecisiete, elaborado por el Operador del Sistema Eléctrico Peruano (COES), indica los pasos a seguir para determinar la eficiencia térmica de la central; así como trazar la curva de eficiencia versus la potencia generada, a continuación se mencionan los pasos más importantes a seguir para determinar estas variables:

- Tomar los puntos correspondientes a 0%, carga mínima, 100% de la potencia máxima declarada y como mínimo 3 puntos intermedios representativos entre 0% y la potencia máxima declarada [5].

- Medir y registrar la potencia en el eje, el consumo de los servicios auxiliares y el consumo de combustible de la unidad durante el ensayo de la planta [5].

- Luego se calcula la potencia neta y el consumo de calor. A partir de ellos se determinará la eficiencia térmica a las condiciones del sitio y se podrá trazar las curvas de eficiencia vs. potencia neta, consumo de combustible vs. potencia neta, consumo específico de combustible vs. potencia neta y potencia bruta vs. potencia neta [5].

Teniendo en consideración la potencia neta, el consumo de calor y la eficiencia térmica de las unidades de la central, se podrán determinar los costos variables de dicha central, dichos costos sumados a los costos no variables dan como resultado el costo variable total, a continuación daremos una breve definición respecto a cada uno.

Costo Variable Combustible (CVC)

Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada [2].

Costo Variable No Combustible (CVNC)

Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad [2].

Costo Variable (CV)

Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC) [2].

El presente informe utiliza los costos variables declarados por las centrales de generación térmica como datos de entrada para los cálculos de despacho de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

La Tabla N° 2.1, muestra los Costos Variables de las diferentes unidades asociadas a las Centrales Térmicas en el Perú, se evidencia que las centrales con mayor costo variable son aquellas que utilizan Diésel 2 como combustible para poder generar energía eléctrica, a continuación tenemos a las centrales térmicas que utilizan el petróleo residual R-500, luego tenemos las centrales que utilizan gas natural de Malacas, Aguaytia y Camisea, terminado la lista tenemos a las centrales térmicas de ciclo simple y ciclo combinado. Las centrales de ciclo combinado son las que poseen los menores costos variables, cabe precisar que el 100% de centrales que cuenta con ciclo combinado se encuentra en la Región Centro del Perú, específicamente en el distrito de Chilca. A la fecha las centrales térmicas ubicadas en Chilca utilizan como combustible gas natural proveniente del Lote 88 de Camisea; a efectos de contar con un parque generador

eficiente es de vital importancia redistribuir los recursos del Lote 88 y Lote 56 de Camisea a otras regiones del Perú.

TABLA N° 2.1 Costos Variables de las Centrales Térmicas del Sistema Eléctrico Peruano correspondiente a Junio 2014 (Fuente referencia: [6]).

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	EFIC. TERM. BTU/KWH	Pe MW	EFIC. TERM. KWH/Unl	PRECIO \$/Unl	CVNC \$/KWh	CVC \$/KWh	CV \$/KWh
EGENOR	PIURATG - D2	16095.04	17.86	8.04	530.40	0.00752	1.57112	1.57864
EGENOR	CHIMBOTE TG3 - D2	14216.98	19.61	9.22	450.89	0.00752	1.16387	1.17140
EGEMSA	DOLORES1 (GM 12 AL C1) - D2	10796.68	8.69	12.00	503.39	0.15000	0.99879	1.14879
EGEMSA	DOLORES2 (SZ 12) - D2	10796.68	2.76	12.00	503.39	0.15000	0.99879	1.14879
EGENOR	PIURA 2 - D2	11162.91	1.93	11.59	530.40	0.02365	1.08967	1.11331
SANGABAN	BELLA VISTA ALCO - D2	12782.82	1.55	10.14	466.89	0.00686	1.09611	1.10298
EGASA	CICLO COMBINADO - D2	12066.08	15.75	10.92	460.87	0.00936	1.00487	1.01423
EGENOR	PIURA 1 - D2	10003.81	6.27	12.93	530.40	0.02675	0.97652	1.00327
EDEGEL	STAR ROSA UTI 5 - D2	11549.64	51.73	11.36	446.95	0.01828	0.93676	0.95504
EDEGEL	STAR ROSA UTI 6 - D2	11262.14	52.54	11.65	446.95	0.01874	0.91344	0.93218
ENERSUR	ILO1 TG1 - D2	10350.06	34.37	12.70	471.18	0.02587	0.88336	0.90923
ENERSUR	ILO1 TG2 - D2	10253.18	30.63	12.82	471.18	0.02887	0.87509	0.90396
EGENOR	CHICLAYO OESTE - D2	10017.55	9.64	12.98	459.97	0.02437	0.84388	0.86825
EGASA	CHILINA TV2 - R500	16329.19	6.20	8.68	312.77	0.00369	0.85795	0.86164
SANGABAN	TAPARACHI - D2	9705.467	3.93	13.37	466.55	0.00686	0.83055	0.83741
EEPSA	MALACAS3 TG 5 - D2	9195.699	193.42	13.82	467.35	0.01119	0.80546	0.81665
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O	9587.518	164.14	13.72	457.14	0.00752	0.79331	0.80084
EGASA	CHILINA TV3 - R500	15159.08	10.21	9.35	312.77	0.00369	0.79647	0.80016
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O	9552.705	160.52	13.77	457.14	0.00752	0.79043	0.79796
ENERSUR	RF ILO2 TG2 - D2	9487.134	163.40	13.83	451.82	0.01119	0.77811	0.78930
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - D2	9395.768	154.70	14.00	457.14	0.00752	0.77745	0.78497
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - D2	9335.752	154.58	14.09	457.14	0.00752	0.77248	0.78001
ENERSUR	RF ILO2 TG1 - D2	9319.332	167.30	14.01	451.82	0.01119	0.76801	0.77920
ENERSUR	RF ILO2 TG3 - D2	9352.713	167.37	14.02	451.82	0.01119	0.76731	0.77850
ENERSUR	ILO1 CATKATO - D2	8289.628	3.28	15.81	471.18	0.04672	0.70959	0.75631
SHOUGESA	SAN NICOLAS CUMMIN5 - D2	9107.239	1.23	14.42	452.20	0.00686	0.74664	0.75351
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 2 - R500	13144.87	17.89	10.82	318.62	0.00369	0.70113	0.70482
EGASA	MOLLENDO 123 - D2	8000.39	29.81	16.47	465.33	0.00686	0.67271	0.67958
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 1 - R500	12256.25	19.11	11.78	318.62	0.00369	0.64399	0.64768
ENERSUR	ILO1 TV4 - R500	10154.92	44.14	0.00	325.77	0.01418	0.62304	0.63722
ENERSUR	ILO1 TV3 - R500	10043.46	66.31	0.00	325.77	0.01331	0.61620	0.62951
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	10557.29	27.48	13.64	318.62	0.00369	0.55617	0.55987
EGASA	CHILINA SULZ 12 - R500 D2	8631.168	10.22	16.31	328.32	0.00686	0.47914	0.48600
ELECTROPERU	TUMBES - R6	7743.86	16.35	17.87	316.99	0.03893	0.42242	0.46135
EEPSA	MALACAS TG 1 - GAS	13795.76	11.70	0.08	24.67	0.00752	0.34037	0.34789
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	11881.83	103.39	0.09	17.57	0.06360	0.20875	0.27235
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - GAS	11371.63	84.91	0.09	17.57	0.00876	0.19979	0.20855
ENERSUR	ILO2 TV1 - CARB	8835.478	139.78	2.55	0.31	0.00612	0.12154	0.12766
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	11692.1	85.45	0.08	9.79	0.00752	0.11446	0.12198
EDEGEL	STAROSAUTI 6 - GAS	12604.45	50.97	0.08	8.04	0.01874	0.10137	0.12011
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	11418.39	87.17	0.09	9.79	0.00752	0.11178	0.11930
EDEGEL	STAROSAUTI 5 - GAS	12344.91	52.38	0.09	8.04	0.01828	0.09928	0.11756
KALLPA GENERACION	LFLORES TG1 GAS	10236.52	192.85	0.11	8.77	0.00752	0.08975	0.09727
TERMOCHILCA	OLLEROSTG1 - GAS	9678.523	209.04	0.11	8.29	0.00751	0.08028	0.08779
KALLPA GENERACION	KALLPA TG1 - GAS	9984.65	187.67	0.11	4.50	0.01251	0.04496	0.05747
KALLPA GENERACION	KALLPA TG2 - GAS	10051.41	189.65	0.11	4.50	0.01128	0.04526	0.05654
KALLPA GENERACION	KALLPA TG3 - GAS	10044.49	192.86	0.11	4.50	0.01093	0.04523	0.05616
EDEGEL	STAROSA TG8 GAS	10095.57	185.06	0.10	4.51	0.00752	0.04556	0.05308
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - GAS	10035.61	152.80	0.11	4.43	0.00752	0.04442	0.05194
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - GAS	10001.86	156.11	0.11	4.43	0.00752	0.04427	0.05179
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	7088.415	276.72	0.15	4.50	0.00936	0.03192	0.04128
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG2 - GAS	7024.154	282.13	0.15	4.50	0.00936	0.03163	0.04099
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 - GAS	6998.711	563.86	0.15	4.50	0.00936	0.03152	0.04087
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	6973.226	570.28	0.15	4.50	0.00936	0.03140	0.04076
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG3 - GAS	6972.101	288.56	0.15	4.50	0.00936	0.03140	0.04075
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG2 & TG3 - GAS	6942.21	575.69	0.16	4.50	0.00936	0.03126	0.04062
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	6986.082	231.80	0.15	4.43	0.00936	0.03092	0.04028
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	6954.852	241.00	0.16	4.43	0.00936	0.03078	0.04014
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	6797.634	860.72	0.16	4.50	0.00936	0.03061	0.03997
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	6906.84	445.04	0.16	4.43	0.00936	0.03057	0.03993
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	6883.632	485.00	0.16	4.43	0.00936	0.03047	0.03982
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	6839.168	220.11	0.16	4.43	0.00936	0.03027	0.03963
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS	6740.523	231.24	0.16	4.43	0.00936	0.02984	0.03919
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	9314.455	22.97	0.12	0.83	0.00686	0.00769	0.01456
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT12 - GAS	9918.478	180.00	0.11	0.43	0.00861	0.00429	0.01291
ENERSUR	CHILCA1 TG2 - GAS	9900.056	168.41	0.11	0.00	0.01255	0.00000	0.01255
ENERSUR	CHILCA1 TG1 - GAS	9807.275	174.98	0.11	0.00	0.01234	0.00000	0.01234
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT12 - GAS	6850	280.00	0.14	0.43	0.00936	0.00296	0.01232
ENERSUR	CHILCA1 TG3 - GAS	10292.43	189.75	0.10	0.00	0.00955	0.00000	0.00955
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS	6922.835	265.00	0.15	0.00	0.00936	0.00000	0.00936
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG2 - GAS	6922.835	265.00	0.15	0.00	0.00936	0.00000	0.00936
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	6922.835	265.00	0.15	0.00	0.00936	0.00000	0.00936
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	6589.75	808.10	0.16	0.00	0.00936	0.00000	0.00936
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS	6678.567	560.00	0.16	0.00	0.00936	0.00000	0.00936
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG3 - GAS	6678.567	560.00	0.16	0.00	0.00936	0.00000	0.00936
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG2 & TG3 - GAS	6678.567	560.00	0.16	0.00	0.00936	0.00000	0.00936
EGASA	PISCO TG1 GAS	12058.85	35.38	0.09	0.00	0.00752	0.00000	0.00752

2.1.3 Transmisión

Actividad que consiste en transportar la electricidad desde los centros de producción (centrales eléctricas) hacia los centros de consumo. Por ello, esta actividad puede compararse con una "carretera" que sirve para el transporte de vehículos de un punto a otro, del mismo modo, la corriente eléctrica necesita una "carretera" para poder trasladarse, vale decir que se debe contar con algún medio que pueda transmitir los electrones, el cual se denomina conductor eléctrico.

Todos los conductores afectan, en algún grado, el paso de la corriente eléctrica, ello en la medida que presente cierta resistencia eléctrica. En ese sentido, se debe tener en cuenta que la resistencia eléctrica se define como la oposición que ejerce un cuerpo al paso de la corriente eléctrica. Ésta depende de factores como la longitud (el largo), la superficie (área transversal) y, finalmente, el material del cual está compuesto el cuerpo analizado [7]. De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844), el Sistema de Transmisión Peruano está constituido por el Sistema Principal de Transmisión y el Sistema Secundario de Transmisión; sin embargo el 26 de Julio del 2006 fue aprobada la "Ley para el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley 28832)", con la inclusión de esta nueva ley se añadieron dos nuevos sistemas de transmisión (Sistema Complementario de Transmisión y el Sistema Garantizado de Transmisión); además dicha ley establecido que cualquier instalación de transmisión que se integrara al Sistema Eléctrico Peruano, deberá formar parte de uno de estos dos nuevos sistemas de transmisión y los existentes continuaran perteneciendo a los Sistemas Principales o Secundarios de Transmisión.

TABLA N° 2.2 Constitución del Sistema de Transmisión Peruano (Fuente referencia: [7]).

Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844)	Ley del Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832)
Sistema Principal de Transmisión (SPT)	Sistema Garantizado de Transmisión (SGT)
Comprende a líneas de alta y muy alta tensión conectadas a las subestaciones, que permiten el intercambio de electricidad y libre comercialización de energía eléctrica.	Instalaciones que se encuentran incluidas en el Plan de Transmisión emitido por el Operador del Sistema Electrico Interconectado (COES).
Sistema Secundario de Transmisión (SST)	Sistema Complementario de Transmisión (SCT)
Instalaciones eléctricas que transfieren energía hacia un distribuidor o consumidor final, desde una barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del Sistema Principal de Transmisión.	Instalaciones que no se encuentran incluidas en el Plan de Transmisión, pueden ser desarrolladas por iniciativa privada; son reconocidas por el "Procedimiento de Fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, cada cuatro años.

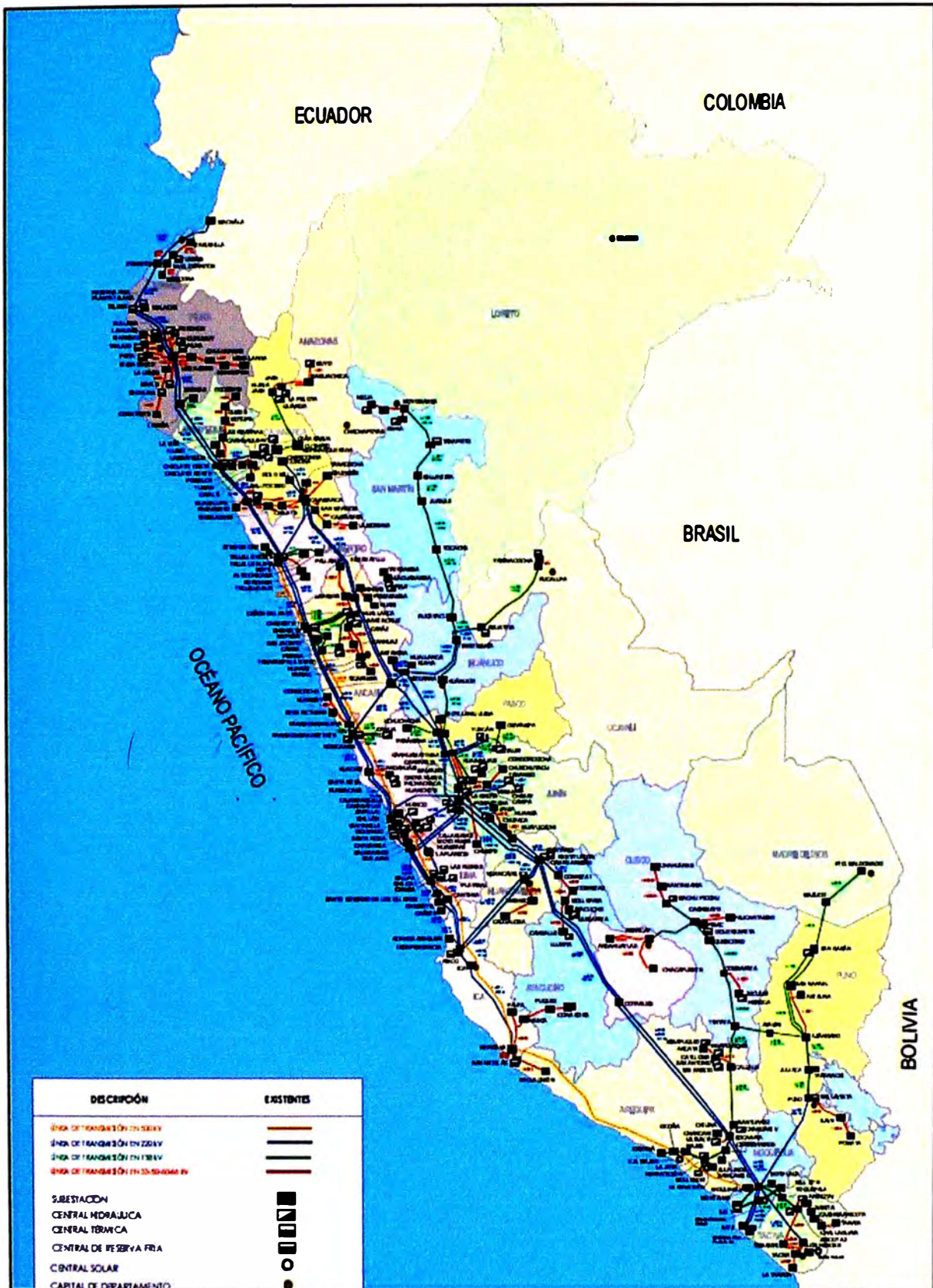


Fig.2.5 Sistema Eléctrico Interconectado- Diciembre 2013 (Fuente referencia: [8]).

Las redes de transmisión eléctrica constituyen uno de los factores importantes a considerar dentro de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN), los principales aspectos a considerar son:

- Líneas de transmisión, limitadas por su capacidad mecánica (ampacidad) o por las disposiciones del Operador del Sistema (COES) con el fin de mantener la seguridad, continuidad, eficiencia y calidad del suministro.
- Mantenimientos programados o correctivos que tienen las líneas de transmisión.

Resulta de vital importancia tener la sensibilidad adecuada respecto a las pérdidas de flujo que se producen en las instalaciones de transmisión, dichas pérdidas ocasionaran diferencias entre los costos marginales (CMg) entre las diferentes barras del sistema, para ello se debe tomar en consideración el Factor de Perdidas Marginales.

Factor de Perdidas Marginales

Valor que refleja las variaciones de pérdidas de potencia activa que se producen en el Sistema de Transmisión, por el retiro de una unidad de potencia en una determinada barra del Sistema. Este valor deberá reflejar en lo posible, la operación real del sistema eléctrico [2].

2.1.4 Plan de Transmisión

El Plan de Transmisión tiene su origen en la promulgación de la Ley 28832, su estudio y formulación se realiza cada dos años y tiene como objetivo identificar los requerimientos de equipamiento de transmisión eléctrica para un horizonte de diez años. El plan de transmisión, considera diferentes escenarios de demanda, generación, regulaciones vigentes y otras incertidumbres. El Plan de Transmisión tiene como alcance elaborar el Plan Vinculante y el Plan de Transmisión, el actual "Plan de Transmisión 2015-2024", tiene como productos principales al "Plan Vinculante 2020" y al "Plan de Transmisión 2024".

a. Plan Vinculante 2020

Es aquel conformado por aquellos proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del período de vigencia de Plan de Transmisión. Con el fin de dar mayores luces a esta definición, el "Plan de Transmisión 2015-2024" tendría como Plan Vinculante a aquellos proyectos cuyas actividades para su ejecución deban iniciarse entre los años 2015 y 2016 [9].

En la Tabla N° 2.3, se puede apreciar los principales proyectos considerados en el Plan Vinculante 2020, destacando los proyectos de transmisión de la Zona Centro:

- Subestación Nueva Yanango 500/220 kV.
- Subestación Nueva Huánuco 500/220/138 kV.
- Línea de transmisión Mantaro-Nueva Yanango 500 kV.
- Línea de transmisión Nueva Yanango-Carapongo 500 kV.
- Línea de transmisión Nueva Yanango-Nueva Huánuco 500 kV.

TABLA N° 2.3 Principales proyectos- Plan Vinculante 2020 (Fuente referencia: [9]).

Plan Vinculante 2020	Año Requerido	Fecha Disponible Estimada
Proyecto Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:		
LT Mantaro - Nueva Yanango 500 kV.	2020	2019
LT Nueva Yanango - Carapongo 500 kV.	2020	2019
LT Yanango - Nueva Yanango 220 kV.	2020	2019
SE Nueva Yanango 500/220 kV.	2020	2019
Proyecto Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:		
LT Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500 kV.	2020	2019
SE Nueva Huánuco 500/220/138 kV.	2020	2019
LT Nueva Huánuco - Yungas 220 kV.	2020	2019
SE Yungas 220 kV.	2020	2019
LT Tingo Maria - Chaglla 220 kV.	2020	2019
Seccionamiento en SE Nueva Huánuco de LT Chaglla - Paragsha 220 kV.	2020	2019
Seccionamiento en SE Nueva Huánuco de LT Tingo Maria - Vizcarra 220 kV.	2020	2019
LT Nueva Huánuco - Amarilis 138 kV.	2020	2019
Proyecto Cambio nivel de tensión a 500 kV LT Chilca - Planicie - Carabaylo 220 kV y ampliaciones asociadas:		
Reconfiguración de LT Chilca - Planicie - Carabaylo de dos circuitos de 220 kV a uno de 500 kV y ampliaciones asociadas.	2020	2018
Ampliación 500/220 kV en SE Chilca (segundo transformador).	2020	2018
Ampliación 500/220 kV en SE Planicie (nuevo patio a 500 kV y un transformador).	2020	2018
Proyecto Repotenciación a 1000 MVA de LT Carabaylo - Chimbote - Trujillo 500 kV:		
Repotenciación a 1000 MVA LT Carabaylo - Chimbote 500 kV con inclusión de compensación de capacitores serie.	2017-2018	2018
Repotenciación a 1000 MVA LT Chimbote - Trujillo 500 kV con inclusión de compensación de capacitores serie.	2017-2018	2018
Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-200 MVAR en 500 kV en SE Trujillo.	2017-2018	2018
Otros Proyectos en 220 kV y 138 kV:		
LT Tintaya - Azángaro 220 kV. (*)	2020	2019
Repotenciación a 250 MVA LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV.	2017	2016
Repotenciación a 250 MVA LT Oroya - Carhuamayo 220 kV.	2017	2016
Repotenciación a 250 MVA LT Mantaro - Huancavelica 220 kV.	2020	2016
Seccionamiento en SE La Niña de LT Piura - Chiclayo 220 kV.	2018	2018
SE Nueva Carhuaquero 220 kV	2020	2019
LT Aguaytia - Pucallpa 138 kV (segundo circuito).	2017	2018
Proyectos de Compensación Reactiva:		
Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en 220 kV en SE Planicie.	2017	2018
Banco de reactores de 50 MVAR en 220 kV en SE La Niña.	2015	2017
Banco de condensadores de 20 MVAR en 60 kV en SE Zorritos.	2016	2017

Los proyectos mostrados en la Tabla N° 2.3, han sido previstos bajo el escenario de Demanda Moderada, es decir el grado de implementación de estos proyectos de transmisión eléctrica es relativamente alto.

b. El Plan de Transmisión 2024

Es aquel que incluye los proyectos no vinculantes, los cuales serán revisados en las futuras actualizaciones del Plan de Transmisión [9].

En la Tabla N° 2.4, se puede apreciar los principales proyectos considerados en el Plan de Transmisión al 2024, destacando los proyectos de transmisión de la Zona Centro-Norte. La valorización de estos proyectos asciende a 542, 000,000.00 US\$, cabe precisar que dicho valor se alcanzó considerando los módulos de precios del OSINERGMIN publicados en su página web.

En concordancia con el alcance del Plan de Transmisión 2024, destaca el proyecto

“Ampliación 500/200 kV en SE Montalvo (segundo transformador); el cual es necesario para suministrar energía de manera segura, confiable y eficiente al Área Sur.

TABLA N° 2.4 Principales Proyectos - Plan de Transmisión 2024 (Fuente referencia: [9]).

Plan de Largo Plazo 2024	
Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo:	
SE 500 kV Tocache	
SE 500/220 kV Celendín	
LT Nueva Huánuco - Tocache 500 kV.	
LT Tocache - Celendín 500 kV.	
LT Celendín - Trujillo 500 kV.	
LT Cajamarca - Celendín 220 kV (doble terna).	
Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Nueva Paramonga:	
SE 500 kV Paramonga	
Seccionamiento en SE Nueva Paramonga de LT Carabayllo - Chimbote 500 kV	
LT Nueva Huánuco - Nueva Paramonga 500 kV	
Otros Proyectos en 500 kV:	
Ampliación 500/220 kV en SE Planicie (segundo transformador).	
Ampliación 500/220 kV en SE Carapongo (segundo transformador).	
Ampliación 500/220 kV en SE Montalvo (segundo transformador).	
Otros Proyectos en 220 kV:	
Ampliación 220/138 kV en SE Socabaya (tercer transformador).	
LT Tingo María - Nueva Huánuco 220 kV.	
Repotenciación a 250 MVA LT Huancavelica - Independencia 220 kV.	

2.1.5 Matriz Energética del Sistema Eléctrico Peruano

La Matriz Energética constituye la energía disponible que tiene un país para ser transformada con el fin de satisfacer los requerimientos energéticos de las diferentes actividades económicas. La importancia de la correcta planificación de la Matriz Energética proporcionara al sistema eléctrico la fortaleza necesaria para satisfacer los requerimientos energéticos de manera segura, confiable, sostenible y eficiente. Otro punto clave es la diversificación de la Matriz Energética, la cual permite contar con una mayor autonomía frente a los distintos escenarios económicos, ambientales y sociales que puedan afectar el suministro de las materias primas necesarias para la producción de energía.

La Matriz Energética Peruana, está conformada predominantemente por recursos hídricos y de gas natural; utilizado para la generación de electricidad. Hoy en día existe un mayor control de los impactos socio ambientales que la industria extractiva pueda ocasionar.

La Cobertura Energética en el Perú está en el orden del 87%, comparando dicho valor con otros países de la región como Brasil y Colombia que hoy en día bordean el 98% de cobertura energética; se podría decir que estamos muy atrasados.

En la Tabla N° 2.5, se aprecia la producción de energía de las empresa de generación eléctrica distribuidas por el tipo de recurso utilizado; cabe precisar que el 51.7% de energía eléctrica es producida utilizando agua, el 45.7% utiliza combustibles fósiles (diésel, petróleo, gas natural); mientras que el 2.5% utiliza recursos renovables.

TABLA N° 2.5 Generación Eléctrica Acumulada anual por Tipo de Recurso- Dic. 2013
(Fuente referencia: [10]).

Tipo de Recurso	Tipo de Combustible (1)	ACUMULADO ANUAL 2013	PARTICIPACIÓN ANUAL %
AGUA	Hidro	20,303,064	51.7%
GAS NATURAL	Gas Natural de Camisea	16,160,448	41.2%
	Gas Natural de Aguaytia	389,016	1.0%
	Gas Natural de Malacas - La Isla	330,094	0.8%
CARBÓN	Carbón	829,527	2.1%
RESIDUAL	Residual 500	124,845	0.3%
	Residual 6	7,140	0.0%
DIESEL 2	Diésel 2	95,968	0.2%
RENOVABLES	Hidro	573,018	1.5%
	Bagazo	192,608	0.5%
	Biogás	30,830	0.1%
	Solar	199,547	0.5%
Total		39,236,105	100.0%

2.1.6 Usuarios Libres

De acuerdo al Decreto Supremo N 022-2009, los usuarios libres son aquellos que no se encuentran sujetos a la regulación de precios, de acuerdo al consumo de energía los podemos clasificar en Usuarios Libres y Grandes Usuarios Libres.

a. Usuario Libre

Se denomina Usuario Libre cuando presenta un consumo de potencia superior a los 0.2 MW. Los Usuarios Libres con potencias que se encuentre entre los 0.2 a 2.5 MW podrán elegir entre: continuar como Cliente Libre o ser un Cliente Regulado.

b. Grandes Usuarios Libres

Cuando un Usuario Libre presenta un consumo de potencia superior a los 10 MW, se le denomina Gran Usuario Libre.

Los Clientes Libres contratan su suministro eléctrico a través de contratos bilaterales con empresas de generación eléctrica, normalmente fijan un precio por potencia y energía los cuales se encuentran indexados a diferentes parámetros. El grado de indexación depende de la tecnología que presente el suministrador (empresa de generación) de energía eléctrica.

En la Figura 2.6, podemos apreciar el resumen comparado en Latinoamérica, respecto a las diferentes actividades asociadas al sector eléctrico, siendo Brasil y Chile los países con mayores requerimientos de potencia para ser considerado un Cliente Libre.






						
Gx	Mercado	Spot/Coste Auditado			Bolsa/ Precio	
	Regulado	Precio estacional	Subasta 15 años T	Precio de Nudo	Precio de Barra	Subasta 3/5 años
	Potencia	Contribución	---	Contribución demanda máxima		Contribución
Tx	Características	Servicio Público, Acceso Abierto, Tarifas Reguladas, Negocio exclusivo para compañías Transmisión				
Dx	Derecho	Contrato Concesión		Concesión Administrativa	Autorización	
	Duración	95 años	30 años	Indefinido		
	Revisión VAD	5 años	4/5 años	4 años		5 años
Cx	Cientes Libres	> 0,03 MW	> 0,5 MW	> 0,5 MW	> 0,2 MW	> 0,1 MW
	Liberalizado %	≈20%	≈ 25%	≈30%	≈45%	≈30%

Fig.2.6 Actividades del Sector Eléctrico en Latinoamérica (Fuente referencia: [11]).

c. Parámetros de Indexación

Los parámetros de indexación a considerar para establecer las actualizaciones de los precios de potencia y energía considerados al momento de suscribir contratos de suministro de energía entre los Grados Usuarios Libres y las empresas generadoras están directamente relacionados con el tipo de tecnología que cuenta la empresa suministradora, los parámetros de indexación normalmente considerados por un generador térmico son:

Po: Precio Inicial de la Potencia.

Eo: Precio Inicial de la Energía Activa.

FAEi: Variación de Precio del Gas Natural.

Ero: Precio Inicial de la Potencia Reactiva.

PPIi: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos (Produce Price Index-Commodities-WPSSOP3000), correspondiente al mes de facturación, publicado

oficialmente por el U.S. Department of Labor-Bureau of Labor Statistics.

FAEi: Variación de Precio del Gas Natural.

FAi: Variación Contractual entre la sumatoria de los costos marginales de las barras de compra de energía y la barra de la subestaciones Santa Rosa 220 kV.

2.1.7 Restricciones en la Operación del SEIN

Durante la operación del SEIN, suelen presentarse restricciones operativas causadas por diferentes eventos, criterios técnicos o mantenimientos programados, ello puede limitar la capacidad instalada del sistema. Las principales restricciones operativas tanto en generación; así como en transmisión son:

a. Restricciones Técnicas de Generación

Las restricciones técnicas están básicamente relacionadas a las limitaciones operativas de los componentes del Sistema de Generación.

Tiempo mínimo de Operación.

Tiempo mínimo entre paradas y arranques sucesivos.

Tiempo máximo a mínima carga.

Número máximo de arranques.

Límite de almacenamiento de agua de los embalses.

b. Restricciones Técnicas de las Redes de Transmisión

Las restricciones técnicas están básicamente relacionadas con:

Capacidad Térmica (ampacidad).

Seguridad y confiabilidad del sistema.

Criterios de estabilidad permanente, de frecuencia, y otras.

Congestionamientos.

c. Otras Restricciones

Existen diferentes restricciones que limitan la capacidad efectiva del sistema para suministrar energía de manera segura, permanente y económica, dichas restricciones obedecen principalmente a particularidades del sistema:

Poca disponibilidad de combustible.

Mantenimientos programado de importantes centros de generación.

Asignación de Reserva Rotante para regular la frecuencia.

Fenómenos naturales (sequías, huaycos y otros).

2.1.8 Herramienta Computacional de Optimización

a. Modelo NCP

Determina la Programación Óptima de la Operación de las plantas de generación eléctrica del sistema [12]. El objetivo del NCP es:

Aumentar la eficiencia del uso de recursos disponibles.

Minimizar el costo de la producción de la energía.

Establecer criterios objetivos para la elaboración de la programación de la operación del sistema.

Atender al mercado consumidor con alta confiabilidad.

El NCP resuelve problemas de programación lineal con el objetivo de determinar un despacho óptimo (mínimo costo) para un sistema hidrotérmico.

b. Función Objetivo-Modelo NCP

Dentro del NCP, existen dos modos de utilización, el primero es el de Minimización de Costos y el segundo es el de Maximización de Ingresos [12]. El presente informe ha sido elaborado considerando el Modo de Minimización de Costos.

o Modo Minimización de Costos

Los costos considerados en el modelo se dividen en cuatro componentes: Costo Operativo Variable Térmico (CO), Costo de Arranque Térmico (CP), Costo de Déficit Energético (CD) y la Función de Costo Futuro (FCF) [12].

El Costo Variable Operativo Térmico (CO): Es la suma de los costos operativos de todas las unidades térmicas durante el período de análisis.

El Costo de Arranque Térmico (CP): Define el costo total de arranques de las unidades térmicas, calculado por los costos unitarios de arranque multiplicado por las variables de arranque de cada unidad generadora.

El Costo de Déficit Energético: Representa el costo del déficit del sistema asociado a eventuales racionamientos de energía eléctrica. Es la suma del producto asociado al racionamiento en cada barra "n" del sistema de transmisión multiplicado por el costo unitario del racionamiento de cada segmento del déficit. Cabe precisar que los segmentos de déficit se representan en términos de % de la demanda de cada sistema. Los costos incrementales de cada segmento se expresan en términos de \$/MWh y aumentan al incrementarse la magnitud del mercado no abastecido.

El Costo Futuro (FCF), relaciona el valor esperado de producción a futuro respecto al volumen de agua almacenada.

2.1.9 Costos Marginales Reales de Corto Plazo

Es el costo incurrido para producir una unidad adicional de energía o es el ahorro al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible [2]. Cabe precisar que la determinación de los costos marginales reales se determina utilizando el modelo matemático señalado en el Procedimiento Técnico N° 32 del COES (Criterios y Metodología para la Programación de Corto Plazo

de la Centrales de Generación del COES).

La Figura 2.7, muestra los Costos Marginales Reales determinados y publicados por el Operador del Sistema Eléctrico (COES), estos costos marginales fueron determinados utilizando el software de despacho hidrotérmico NCP; dichos costos han sido calculados para escenarios de mínima, media y máxima demanda.

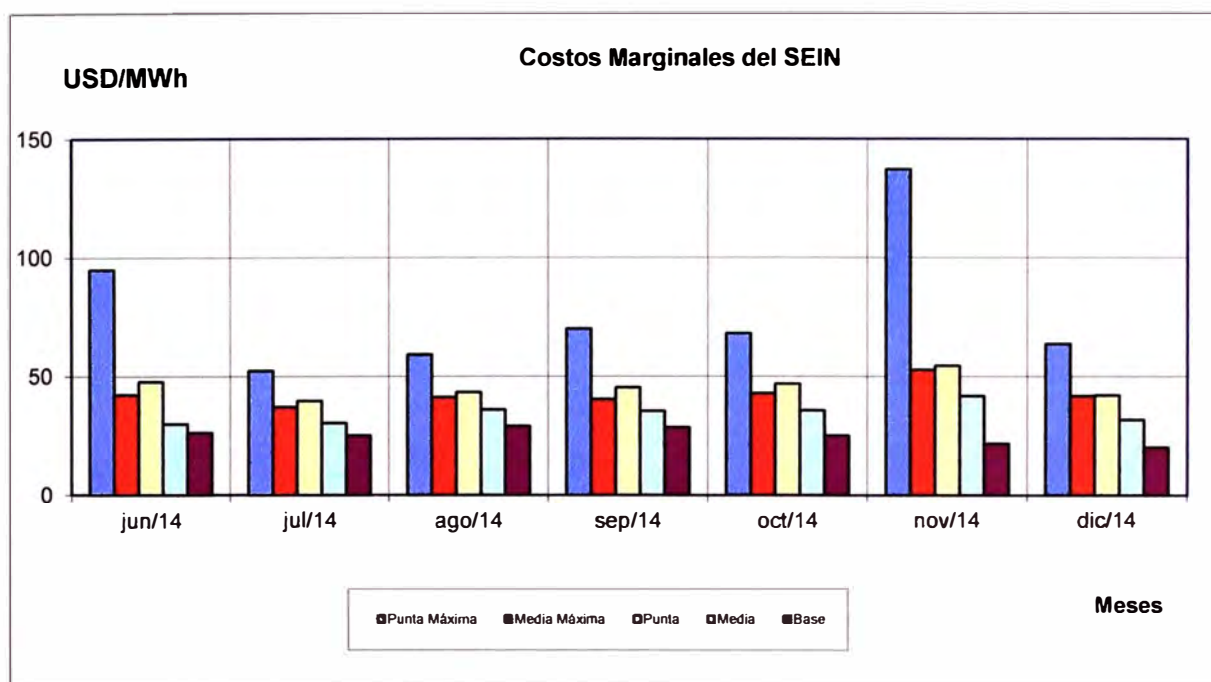


Fig.2.7 Costos Marginales Reales proyectados a Dic. 2014 (Fuente referencia: [1]).

La Figura 2.8, muestra los Costos Marginales Reales respecto a la demanda de energía eléctrica en el Sistema Interconectado (SEIN). En las horas en punta el costo marginal real es superior respecto a las horas fuera de punta.

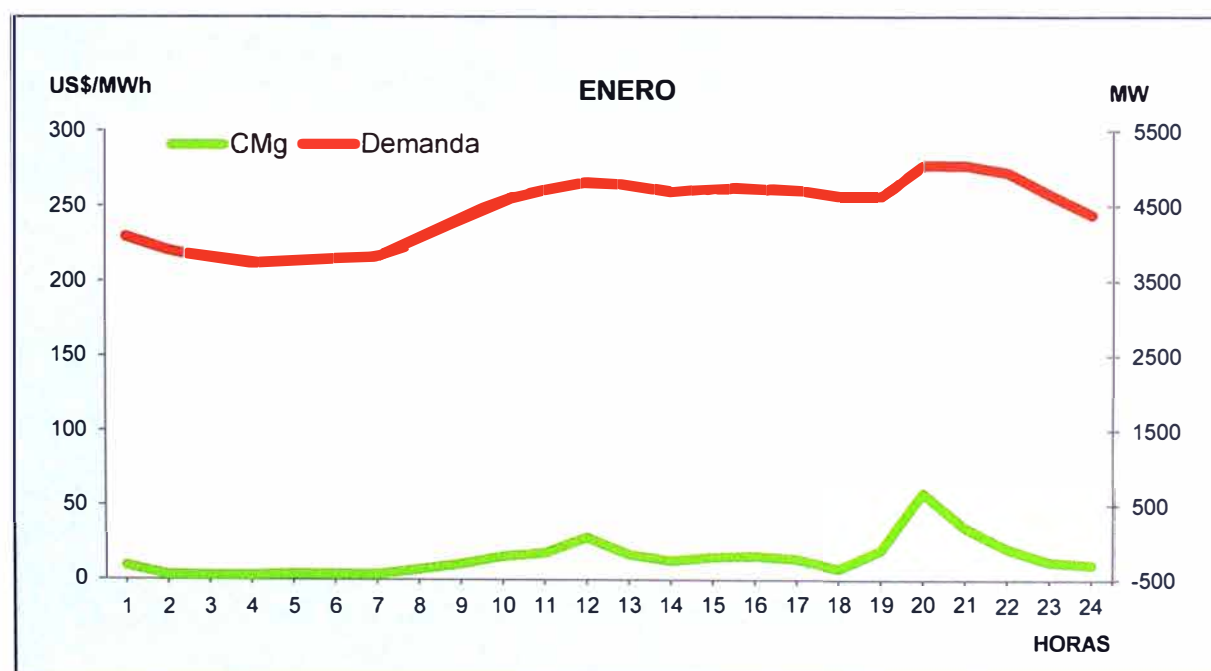


Fig.2.8 Costo Marginal Real versus la Demanda SEIN (Fuente referencia: [8])

2.1.10 Costos Marginales Idealizados de Corto Plazo

Los costos marginales idealizados se determinan considerando dos escenarios básicos:

El primer escenario sostiene que no existe restricciones en la producción y transporte de gas natural.

El segundo escenario sostiene que no existen restricciones de transmisión eléctrica.

a. Evolución en el tiempo

La aplicación de los Costos Marginales Idealizados para las transacciones económicas en el Sistema Eléctrico Peruano, data desde la aplicación del Decreto de Urgencia N°049-2008, el cual señala que al existir situaciones de congestión en las instalaciones de Transmisión, el COES deberá disponer el despacho de centrales con mayores costos variables que la central económicamente eficiente programada para satisfacer la demanda del SEIN.

Los costos marginales de estas centrales con mayores costos variables, no serán considerados para determinar los costos marginales en el SEIN [8].

El 16 de Setiembre del 2010 fue publicado el Decreto de Urgencia N°079-2010, el cual extiende la vigencia de aplicación del Decreto de Urgencia N°049-2008 hasta el 31 de Diciembre del 2013.

Mediante la ley N°30115 y la Décima Disposición Complementaria, prorrogan la vigencia de aplicación del Decreto de Urgencia N°049-2008 hasta el 31 de Diciembre del 2016.

Para la elaborar del presente informe, el cual realiza el análisis de la Operación del Sistema Eléctrico Peruano para el período 2016 al 2018, no se ha considerado una nueva ampliación al Decreto de Urgencia N°049-2008. La prórroga de este decreto de urgencia no incentiva la búsqueda de generación eléctrica económicamente eficiente; así como la ampliación de la Capacidad de Transporte del Sistema Interconectado Nacional.

La figura 2.9, muestra la evolución de los costos marginales idealizados para un día particular (18 de Junio del 2014). Es importante precisar que el encargado de determinar, calcular y publicar los Costos Marginales Idealizados es el Operador del Sistema Eléctrico Peruano (COES), a través de la emisión del Informe de la Evaluación de la Operación Diaria (IEOD).

El IEOD, es emitido diariamente por la Subdirección de Gestión de la Información. Este reporte brinda información diaria de las operaciones relevantes acontecidas en el Sistema Eléctrico Peruano, entre sus principales anexos destaca: el despacho, eventos, reprogramas y los flujos de energía activa por los principales enlaces de transmisión.

En la Figura 2.9, podemos observar el concepto de Costo Marginal Idealizado durante el Período de Máxima Demanda (período comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas) se aprecia que el costo marginal no supera el valor límite, de 313.5 Soles por MWh, estipulado por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas a través de la Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM, en concordancia con los dictaminado por el Decreto de Urgencia N°049-2008. Cabe precisar que dicho grafico fue realizado tomando los valores publicados en el portal web del Operador del Sistema Interconectado (COES) correspondientes al Informe de Evaluación de la Operación Diaria (IDCOS) del día 18 de junio del 2014.

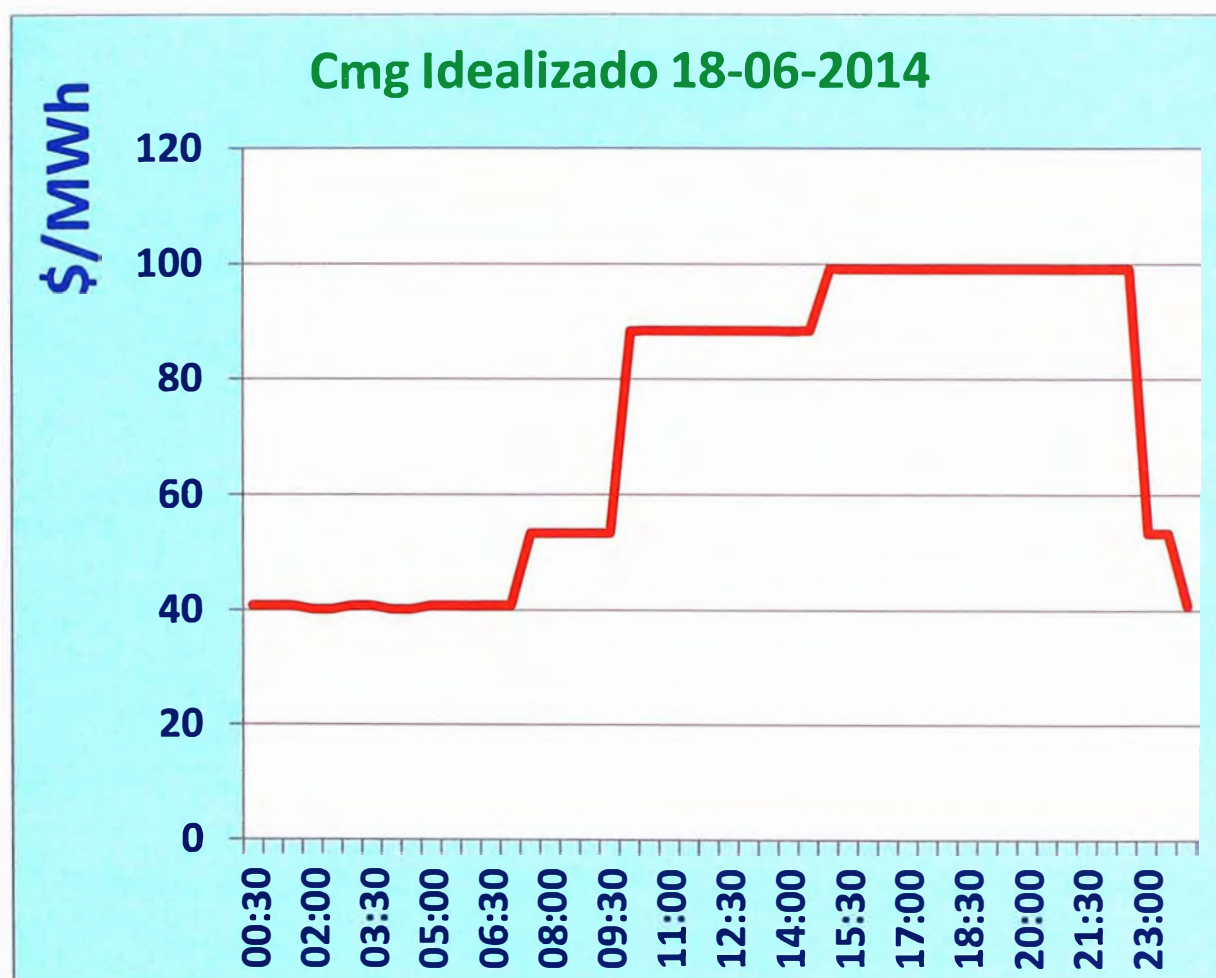


Fig.2.9 Costo Marginal Idealizado – IEOD-18 de Junio (Fuente referencia: [8])

2.1.11 Costos Marginal de Corto Plazo

Para el cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo se siguen los lineamientos planteados en los Procedimientos Técnicos elaborados por el Operador del Sistema Interconectado (COES), dichos procedimientos son:

Procedimiento N 7: Calculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo.

Procedimiento N 33: Reconocimiento de los costos eficientes de operación de las centrales Termoeléctricas del COES.

La Figura 2.10 muestra la evolución de los Costos Marginales Promedios Mensuales desde Marzo 2008 hasta Enero 2014.

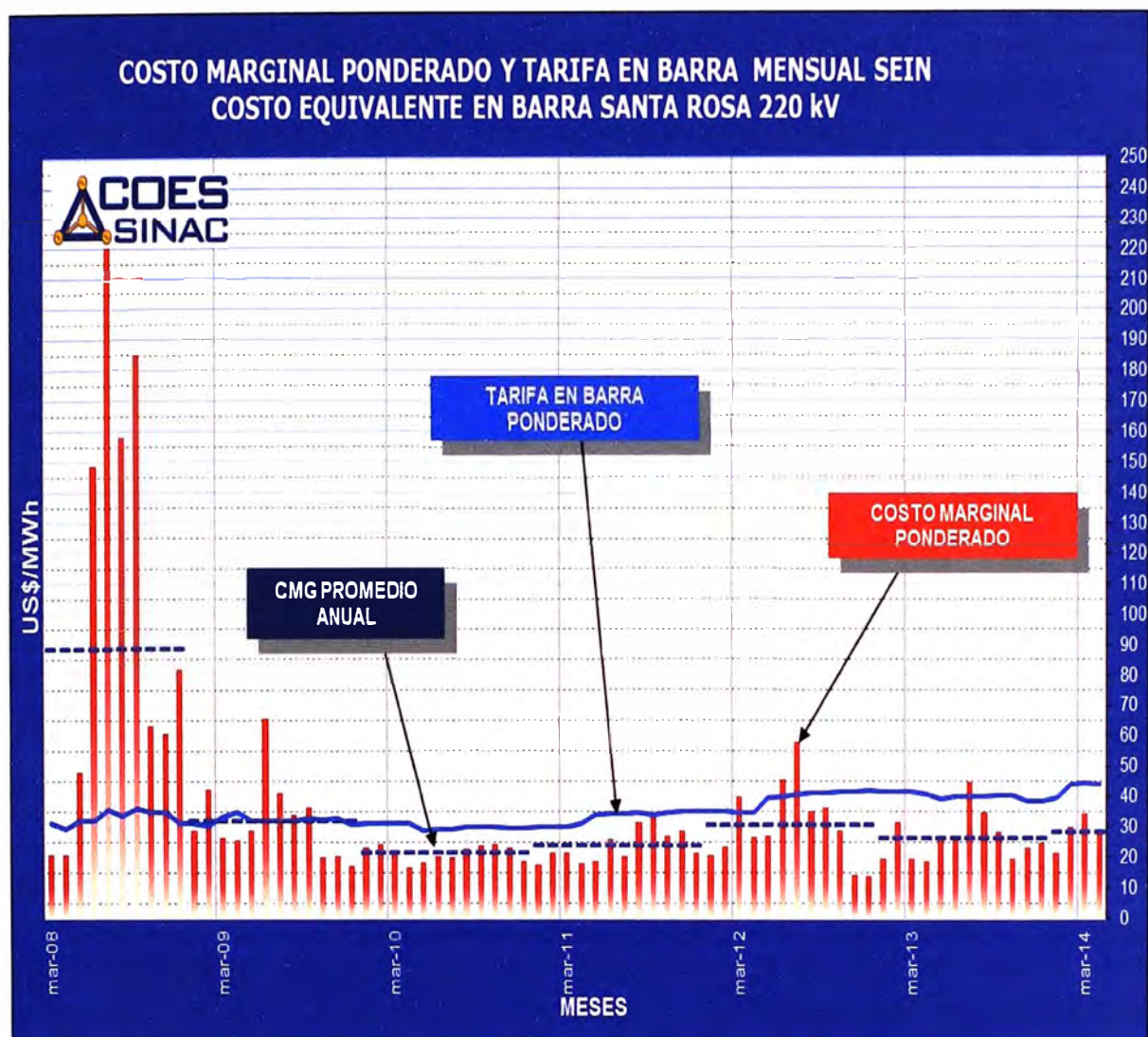


Fig.2.10 Costos Marginales- Barra Santa Rosa 220kV (Fuente referencia: [13])

Los Costos Marginales de corto plazo se determinan asumiendo la limitada disponibilidad de gas natural para las unidades de generación térmica y la capacidad de transporte del sistema de transmisión. Dicho Costos marginales de Corto Plazo no podrán superar el valor límite que fije mediante resolución el Ministerio de Energía y Minas. Estos costos marginales son utilizados para realizar la valorización mensual de las transferencias de energía activa entre generadores.

a. Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo

La determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo se efectuá a partir de los costos variables de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas que fueron despachas, es importante tener en cuenta las siguientes premisas respecto a los Costos Marginales de Corto Plazo:

La determinación de la Central Marginal tiene en cuenta la calificación asociada a

la operación de las unidades térmicas del SEIN [8].

Los Costos Variables no Combustibles están incluidos dentro de la determinación de los referidos Costos Marginales correspondientes [8].

b. Costos Variables de Operación Adicional

En el caso de existir diferencia entre los costos de operación al despachar centrales que cuenten con un mayor Costo Variable respecto al que el Costo Marginal de Corto Plazo (CVOA-CMg), la diferencia será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión asociado al Sistema Principal de Transmisión.

El pago por CVOA-CMg (costo adicional incurrido para satisfacer la demanda adicional del sistema), estará asociado a la calificación operativa denominada "Potencia y Energía"; también será hará efectivo el pago por dicho concepto cuando se despache unidades térmicas por congestión en el sistema de transmisión. El pago por CVOA-CMg, será calculado durante las Valorizaciones de la Transferencia Mensuales de Energía Activa, realizada por la Subdirección de Transferencias del COES (STR).

2.1.12 Fijación del Precio en Barra por el OSINERGMIN

En concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la fijación de los Precios en Barra; así como el Costo de Racionamiento será fijado por el OSINERGMIN. En cumplimiento del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) corresponde al OSINERGMIN, fijar el Peaje por Conexión Unitaria del Sistema Principal de Transmisión y el Peaje del Sistema Garantizado de Transmisión.

Los Precios en Barra obedecen a la suma de precios básicos de energía y potencia; así como de los peajes por transmisión.

a. Precio Básico de Energía

Los Precios Básicos de Energía, tienen como objetivo remunerar los costos variables de las centrales de generación eléctrica, son el resultado de considerar el promedio ponderado de los precios marginales históricos y proyectados (costos marginales de 12 anteriores y 24 meses proyectados).

Las principales variables a consideradas para el cálculo del Precio Básico de Energía son:

Plan de Obras: Contiene información de los proyectos con compromisos de implementación y avance.

Proyección de la demanda: Determina cuanta energía se necesitara producir para satisfacer la demanda.

Precio de combustibles: Los costos de los combustibles están asociados a los costos operativos de las centrales de generación, es decir a sus costos variables.

Situación de los embalses: Influye en la producción presente y futura de las

centrales hidroeléctricas.

Costo de Racionamiento.

El cálculo del Precio de Energía se efectuó para los bloques de punta y fuera de punta en función de los costos variables y la demanda, luego se ponderan en función de la cantidad de horas de cada bloque y se obtiene el Precio Básico de Energía.

b. Precio Básico de Potencia

Los Precios de Potencia, tienen como objetivo reconocer los costos fijos de las centrales de generación, permiten a las empresas de generación recuperar una parte de sus costos de inversión y mantenimiento.

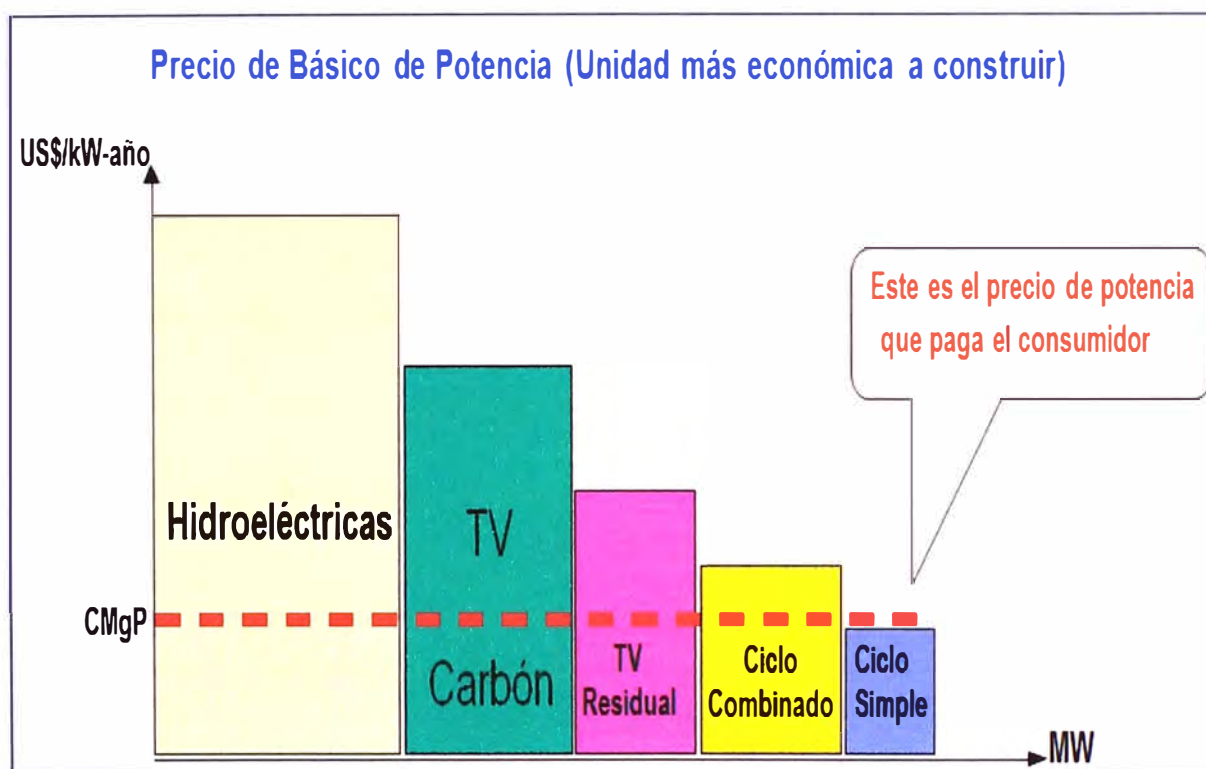


Fig.2.11 Precios Básicos de Potencia (Fuente referencia: [15])

Para la determinar el Precio Básico de Potencia, se utiliza la anualidad de inversión de la tecnología de la central marginal, es decir cuánto cuesta marginalmente instalar una central (el costo de inversión de la última central en despachar para satisfacer la demanda).

El Precio Básico de Potencia se determina a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta, turbogas, operando con combustible diésel en conformidad al "Procedimiento para la determinación del Precio Básico", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN 260-2004-OS/CD.

c. Fijación Tarifaria del Sistema de Transmisión Eléctrico

Durante la Fijación de Precios en Barra realizado por el OSINERGMIN, también se fijan las tarifas para las instalaciones que forman parte del Sistemas Principal de

Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).

Conforman el Sistema Principal de Transmisión, aquellas instalaciones calificadas como tal antes de la promulgación de la Ley 28832. Para la fijación tarifaria del Sistema de Transmisión, resulta necesario conocer el Valor Nuevo de Reemplazo; así como los costos de operación y mantenimiento. El SPT está sujeto a la inclusión de Cargos Adicionales.

Conforman el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), aquellas instalaciones que forman parte del Plan de Transmisión. La concesión y construcción de dichas instalaciones son el resultado de un proceso de licitación, convocado por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión).

d. Remuneración del Sistema Principal de Transmisión (SPT)

Las empresas de transmisión reciben ingresos a través de la aplicación de los Ingresos Tarifarios y los Peajes.

o Ingreso Tarifarios (IT)

Es el pago que reciben las empresas de transmisión eléctrica cuyas instalaciones forman parte del SPT, por el uso de sus líneas de transmisión para el traslado de energía (ingreso por energía); así como por la capacidad de transmisión (ingreso por potencia).

Para calcular los ingresos tarifarios, se valorizaran las entregas y retiros de energía-potencia considerando los distintos precios en barra del sistema, luego se le resta el valor calculado de todas las entregas y el valor calculado de todos los retiros (tanto para energía; así como para potencia), cabe precisar que la diferencia correspondiente a la energía es el ingreso tarifario por energía; mientras la diferencia correspondiente a la potencia es el ingreso tarifario por potencia. La valorización del ingreso tarifario responde a la siguiente formula [7].

$$IT = (Pr \times PBPr - Pe \times PBPe) + (Er \times PBEr - Ee \times PBEe) \quad (2.4)$$

Dónde:

- PBEr: Precio en Barra de la Energía de retiro.
- PBEe: Precio en Barra de la Energía de entrega.
- PBPr: Precio en Barra de la Potencia de retiro.
- PBPe: Precio en Barra de la Potencia de entrega.
- Er: Energía de retiro.
- Ee: Energía entregada.
- Pr: Potencia de retiro.
- Pe: Potencia de entrega.

El Ingreso Tarifario, correspondiente a cada empresa de transmisión eléctrica será pagado mensualmente por los generadores en función a sus ingresos por potencia.

o Peajes por Conexión

Es posible que los Ingresos Tarifarios (IT) no cubran los costos de inversión incurridos por parte de las empresas transmisoras; en consecuencia la diferencia entre el Costo Total Anual Eficiente y el Ingreso Tarifario es cubierto mediante la aplicación de un pago denominado "Peaje por Conexión". El cálculo del Peaje por Conexión responde a la siguiente formula.

$$PCSPT = C. Aef - IT \quad (2.5)$$

Dónde:

- PCSPT: Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.
- IT: Ingreso Tarifario.
- C.Aef: Costo Total Anual Eficiente.

El PCSPT es publicado mensualmente por la Subdirección de Transferencias del COES, durante la valorización de la transferencia mensual de Potencia y Energía.

La Figura 2.12, muestra como es reconocida la inversión de la infraestructura de transmisión. Este reconocimiento está compuesto por Ingreso Tarifario y los Peajes de Transmisión.

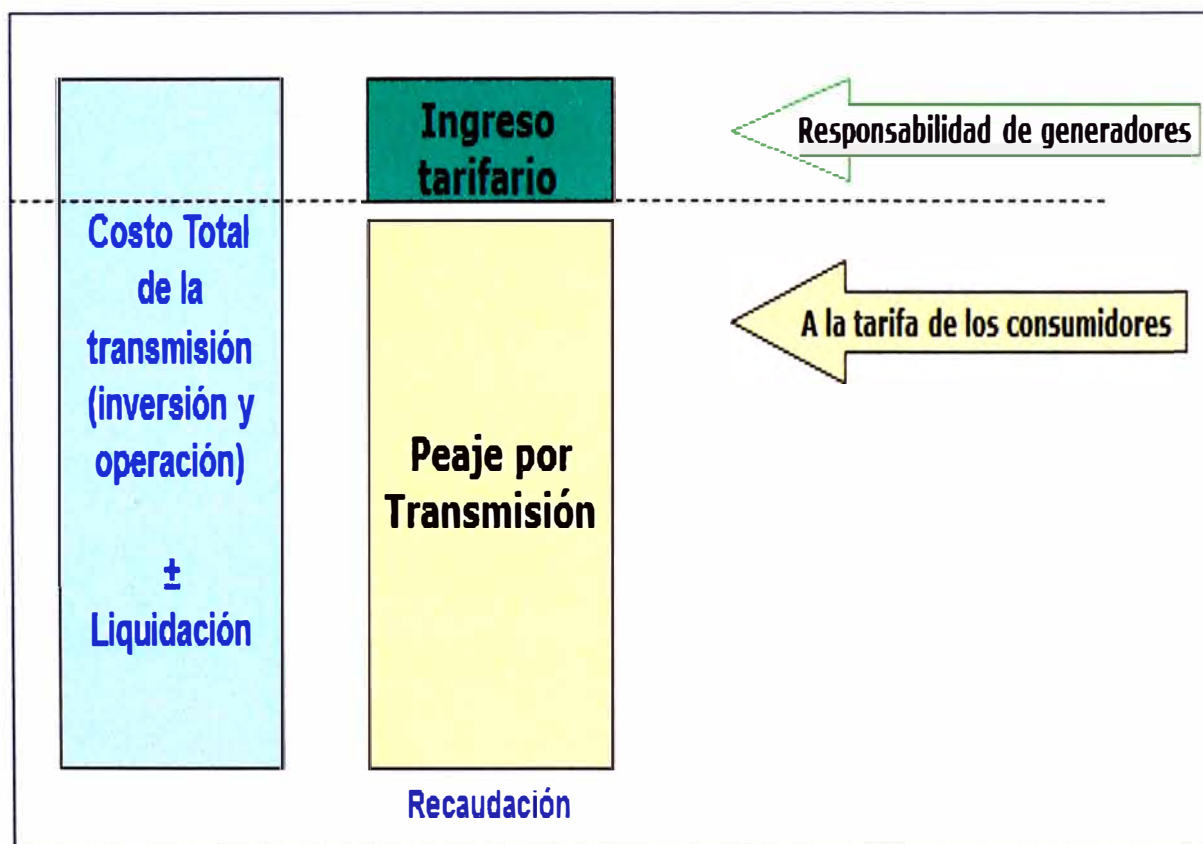


Fig.2.12 Ingresos del Sistema de Principal Transmisión (Fuente referencia: [15]).

d. Cargos Adicionales (CA)

Son los montos que las diferentes leyes, resoluciones y decretos ordenan incluir dentro del Peaje Principal de Transmisión.

TABLA N° 2.6 PCSPT-Fijación Tarifaria Mayo 2014-Abril 2015 (Fuente referencia: [14]).

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	PCSPT (S/./kW-mes)
REP	0.851
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0.004
ANTAMINA	0.005
ETESELVA	0.134
REDESUR	0.586
TRANSMANTARO	2.052
ISA	0.449
ISA-Ampliación 1	0.001
ISA-Ampliación 2	0.007
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro No Reserva Fria	0.151
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Talara	0.745
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Ilo	1.689
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Pucallpa	0.186
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Puerto Maldonado	0.107
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por CMG	4.257
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por RSC	0.000
Cargo por Prima Central Cogeneración Paramonga	0.045
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz II	0.047
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz I	0.042
Cargo por Prima C.H. Poechos 2	0.046
Cargo por Prima C.H. Roncador	0.030
Cargo por Prima C.H. Carhuaquero IV	0.152
Cargo por Prima C.H. Caña Brava	0.037
Cargo por Prima C.H. La Joya	0.081
Cargo por Prima C.T. Huaycoloro	0.094
Cargo por Prima C.H. Purmacana	0.008
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi I	0.058
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi II	0.055
Cargo por Prima C.H. Nuevo Imperial	0.030
Cargo por Prima Repartición Solar 20T	0.315
Cargo por Prima Majes Solar 20T	0.316
Cargo por Prima Tacna Solar 20T	0.404
Cargo por Prima Panamericana Solar 20T	0.408
Cargo por Prima C.H. Yanapampa	0.031
Cargo por Prima C.H. Las Pizarras	0.133
Cargo por Prima C.E. Marcona	0.248
Cargo Unitario por Compensación FISE	0.398
Cargo Unitario por Generación Adicional (Usuario Regulado)	0.001
Cargo Unitario por Generación Adicional (Usuario Libre)	0.004
Cargo Unitario por Generación Adicional (Grandes Usuarios)	0.009

Los Cargos Adicionales vigentes más relevantes son:

Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional (CVOA-CMg): Pago de los sobrecostos de las unidades de generación eléctrica que operan con costo

variable superior al costo marginal (D.U-049-2008).

Cargo por Capacidad de Generación Adicional: Implica la compensación a las centrales de generación contratadas por ProInversion como parte del Nodo Energético del Sur; así como la Central Térmica de Quillabamba.

Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS): Es la compensación a las centrales duales (gas natural y diésel) y las centrales de Reserva Fría licitadas por ProInversion (D.L.1041).

Cargo por Compensación de Generación Adicional (CUGA): Pago por instalación de unidades de generación adicional (D.U-037-2008).

Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (RER): Compensación a las centrales que utilizan RER (D.L.1002).

Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica: Implica la compensación de los costos de gas natural para promover la generación eléctrica eficiente en el área norte y sur del país.

Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE): Destinado a complementar los ingresos garantizados para implementar proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural, con el objetivo de afianzar la seguridad energética.

TABLA N° 2.7 Peajes del Sistema Garantizado de Transmisión - Fijación Tarifaria
Mayo 2014-Abril 2015 (Fuente referencia: [14]).

INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN SGT	PTSGT (\$/kW-mes)
Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	0.430
Talara - Piura (2do Circuito)	0.102
Zapallal - Trujillo 500 kV	1.061
Machupicchu - Abancay - Cotaruse	0.450
Trujillo - Chiclayo 500 kV	0.610
Pomacocha - Carhuamayo	0.112
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	0.067
Paragsha - Conococha 220 kV	0.094
Conococha - Huallanca 220 kV	0.175
Huallanca - Cajamarca 220 kV	0.325
SE Cajamarca - SVC	0.076
Socabaya - Tintaya	0.269
Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	1.989

En las Tablas N° 2.6 y N° 2.7, se aprecian los pagos a los Sistemas Principales y Garantizados de Transmisión; así como los Cargos Adicionales. Cabe precisar que los Clientes Libres pagaran durante el período comprendido entre Mayo 2014 y Abril 2015 la suma de 21.96 S./KW-mes.

2.2 Marco Legal y Regulatorio

A partir de la década del noventa, nuestro país ha experimentado cambios en el modelo del negocio del Sistema Eléctrico Peruano, pasando de un sistema de servicios integrados a un sistema sectorizado, dividido por tres actividades principales: generación, transmisión y distribución. Donde se le atribuye a la generación un mercado de libre competencia, a la transmisión y la distribución un mercado monopolista.

Las actividades dentro del Sistema Eléctrico Peruano, basan su sustento legal y regulatorio en la aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas (25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (28832); así como en las resoluciones, disposiciones y decretos promulgados.

Para la comercialización de energía eléctrica se utiliza la Teoría Marginalita, donde el costo marginal de corto plazo para la comercialización es igual al costo variable de la última central despachada para satisfacer la demanda. Cabe precisar que el costo marginal de corto plazo utilizado para las transferencias de energía no puede superar lo dispuesto por el Ministerio de Energía y Minas (313.5 S/ /MWh), en concordancia con lo dispuesto por el D.U-049-2008.

La implementación del D.U-049-2008, se llevó a cabo con el fin de mitigar los impactos negativos sobre los costos marginales, producto de las circunstancias coyunturales tales como: el precio del petróleo y la restricción de suministro del Gas de Camisea.

La aplicación del D.U-049-2008, ha sido ampliada hasta en dos ocasiones por: El Decreto de Urgencia N°079-2010, el cual extiende la vigencia de aplicación del Decreto de Urgencia N°049-2008 hasta el 31 de Diciembre del 2013 y la ley N°30115, la cual prorroga la vigencia de aplicación del Decreto de Urgencia N°049-2008 hasta el 31 de Diciembre del 2016.

El D.U-049-2008, establece que los costos marginales de corto plazo serán calculados (costos marginales idealizados) teniendo en cuenta dos principales premisas: La primera premisa refiere a la inexistencia de situaciones de congestión en el sistema de transmisión y la segunda refiere a la existencia infinita de gas natural.

La aplicación de Costos Marginales Idealizados para la comercialización de energía eléctrica puede proporcionar una determinada estabilidad a los precios de comercialización de la energía, pero no podría evitar el incremento de los costos

marginales reales.

Para cubrir la diferencia entre los costos de operación de las centrales térmicas con costos variables superiores al valor límite establecido (313.5 S/. /MWh) para los costos marginales idealizados, se establece un Cargo Adicional, incluido dentro del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT), denominado "Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional"(CVOA-Cmg).

Antes de la publicación del Decreto de Urgencia 049-2008, la comercialización de energía eléctrica consideraba los Costos Marginales Reales. Los sobrecostos de energía eléctrica debido a la congestiones en los sistemas de transmisión, constituía un incentivo para instalar generación eficiente en la región donde se producía la congestión, al aplicar el referido decreto de urgencia de alguna forma se perdió dicha facultad [16].

La aplicación del D.U-049-2008 ocasiona:

- Distorsión entre a los verdaderos costos de operación de las centrales de generación.
- Incremento del Cargo Adicional- "CVOA-Cmg".
- Ausencia de señales que propicien la instalación de generación económicamente eficiente, limita la instalación de centrales hidroeléctricas.

El desarrollo del presente informe, no ha considerado la aplicación del Decreto de Urgencia 049-2008 para los años 2017 al 2018.

Las situaciones de congestión deben ser superadas mediante la instalación de generación económica eficiente, que contribuya con la seguridad, continuidad y economía de la operación del Sistema Eléctrico Peruano.

2.3 Información de Demanda y Oferta

La característica del Sistema Eléctrico, de no poder almacenar energía en grandes magnitudes, hace necesario realizar un balance óptimo entre la oferta y la demanda. La demanda eléctrica futura propiciara la creación e implementación de nuevos proyectos hidrotérmicos capaces de poder suministrar energía necesaria para satisfacer dicha demanda. Los proyectos generación eléctrica; así como la integración de futuras líneas de transmisión para el período de análisis del presente informe, fueron obtenidos del Plan de Obras de Generación y Transmisión publicadas en la página web del Operador del Sistema (COES).

No se ha incluido el ingreso de obras de generación y transmisión posteriores al año 2018, considerando los posibles retrasos que puedan tener.

Para proyectar la demanda eléctrica utilizada en el presente informe, se ha recurrido a la información publicada en la página web del Operador del Sistema (COES), web del Organismo Regulador de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) o en su defecto a la mejor información disponible a la fecha.

TABLA N° 2.8 Principales Proyectos de Demanda en el Sistema Eléctrico Peruano durante el Período 2016 -2018 (Fuente referencia: [9]).

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2016	2017	2018
	[MW]	[MW]	[MW]
Ampliación Cerro Verde	406	406	406
Las Bambas (Apurímac)	42	150	150
Constancia	87	87	87
Proyecto Antapacay (XSTRATA)	82	82	82
Ampliación Antamina	34	79	79
Ampliación Concentradora Toquepala	72	72	72
Ampliación Shougang Hierro Perú		28	70
Proyecto Tía María	67	67	67
Proyecto Corocchohuayco (XSTRATA)			65
La Arena	65	65	65
Ampliación Toromocho	56	56	56
Ampliación Concentradora Cuajone		17	46
Proyecto Corani	21	41	41
Pukaqaqa (Milpo)		10	40
Proyecto Pampa de Pongo (Jinzhao Mining)			40
Ampliación UNACEM-Condorcocha	28	39	40
Marcobre (Mina Justa)	5	15	35
Azod (Zincore Metals-Exploraciones Collasuyo)		17	34
Ampliación SIDER PERU			33
Chucapaca -Minera Gold Fields La Cima	10	32	32
Salmueras Sudamericanas		30	30
El Brocal (Colquijirca)	26	26	26
Mina Chapi- Milpo	26	26	26
Ampliación Quimpac (Oquendo)	25	25	25
Ampliación Cemento Pacasmayo	25	25	25
Salmueras de Sechura		13	25
Cementos Piura	25	25	25
Haqira (Antares)	12	24	24
El Porvenir	24	24	24
Ampliación de Aceros Arequipa	11	16	21
Ampliación Bayovar	15	16	16
Ampliación Cementos Lima	16	16	16
Pachapaqui	8	12	16
Nueva Planta de Oxidos Volcan	16	16	16
Shahuindo	8	8	15
Mina Alpamarca	15	15	15
Ollachea (Kuri Kullu)	4	7	10
Proyecto Bongara (Cajamarquilla)		2	8
Ampliación Cerro Lindo	3	3	3

En la Tabla N° 2.8, se aprecia los principales proyectos que demandaran energía eléctrica al SEIN para el período comprendido entre los años 2016 al 2018.

En la Tabla N° 2.9, se aprecia la proyección global de Potencia y Energía en el SEIN para el período 2015 al 2022.

TABLA N° 2.9 Proyección de Demanda - Energía y Potencia (Fuente referencia: [9]).

Año	Energía	Crecimiento	Potencia	Crecimiento
	(GWh)	%	(MW)	%
2015	50269	12.0%	6993	10.6%
2016	57287	14.0%	7916	13.2%
2017	62448	9.0%	8564	8.2%
2018	68190	9.2%	9334	9.0%
2019	71943	5.5%	9833	5.3%
2020	76133	5.8%	10397	5.7%
2021	80528	5.8%	10981	5.6%
2022	84001	4.3%	11480	4.5%

La Figura 2.13, muestra la proyección de la energía y potencia eléctrica del SEIN comprendida entre los años 2015 al 2022, es importante precisar que dicha proyección fue recopilada de la actualización del Plan de Transmisión 2015 al 2014.

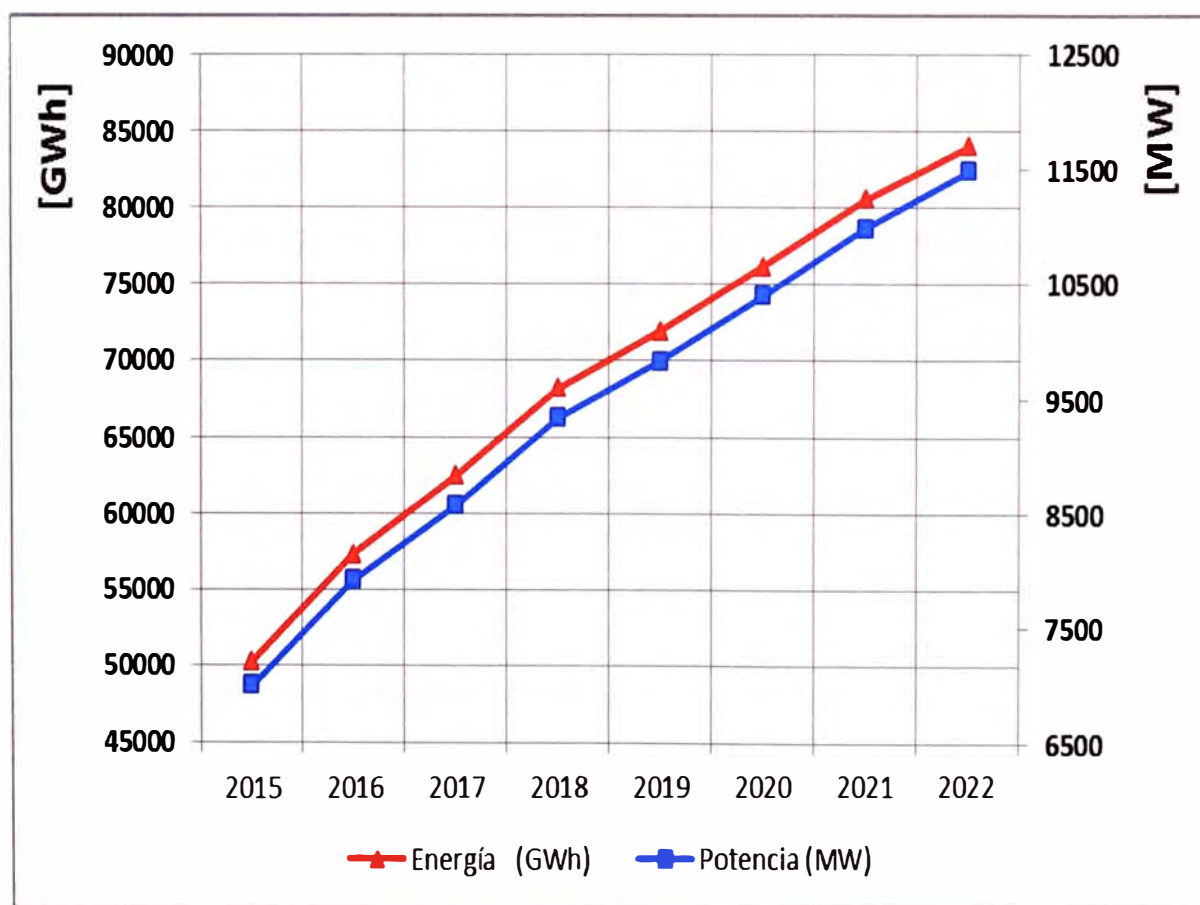


Fig.2.13 Crecimiento de la Demanda de Potencia y Energía en el SEIN – Período 2015 al 2022 (Fuente referencia: [9]).

2.4 Límite de los Enlaces de Transmisión de la Interconexión Centro-Sur

Los límites en la capacidad de transmisión de las Líneas de Transmisión Troncales Nacionales serán definidos en los contratos pactados entre ProInversion y la empresa ganadora de la licitación. Dichos límites podrán ser actualizados por el Operador del Sistema (COES) en caso considere necesario, previa justificación técnica. La Dirección Ejecutiva del COES, mediante resolución N°010-2014, estableció límites de operación para los enlaces de interconexión Centro-Sur; considerando la integración al Sistema Interconectado de la Línea de 500kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo con compensación serie, la cual entro en vigencia en el mes de Junio del 2014.

TABLA N° 2.10 Límites de Operación para los Enlaces de Interconexión Centro-Sur
(Fuente referencia: [17]).

OPERACIÓN DE LOS ENLACES DE INTERCONEXIÓN	BLOQUE HORARIO		
	08:00-17:00	17:00-23:00	23:00-08:00
Los dos circuitos de 220 KV y la L.T. de 500 KV E/S	700 MW	700 MW	750 MW
Un circuito del enlace de 220 KV Mantaro-Cotaruse-Socabaya F/S	650 MW	650 MW	650 MW
La línea de 500 KV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo F/S	460 MW	460 MW	460 MW
Los dos circuitos del enlace de 220 KV Mantaro-Cotaruse-Socabaya F/S	400 MW	450 MW	360 MW
E/S:en servicio F/S:fuera de servicio			

2.5 Principales Proyectos de Demanda en el Área Sur

El crecimiento económico de China durante la década pasada, y parte de la presente década ha propiciado la expansión y desarrollo de nuevos proyectos mineros en el Área Sur del Perú.

TABLA N° 2.11 Proyectos de Demanda en el Área Sur- Período 2016 al 2019
(Fuente referencia: [18]).

Proyectos Nuevos y Ampliaciones (MW)	2016	2017	2018	2019
Tía María (SPCC)	10	76	76	76
Amp.Concentradora Cuajone (SPCC)	0	17	46	46
Amp.Concentradora Toquepala (SPCC)	72	72	72	72
Ampliación Cerro Verde	406	406	406	406
Ampliación de Aceros Arequipa (Pisco)	11	16	21	36
Ampliación Antapacay (XSTRATA)	82	82	82	82
Las Bambas (XSTRATA)	42	75	100	110
Constancia (Hudbay)	87	87	87	87
Quellaveco- Angloamerican			2	8
Mina Chapi		7	26	26
Chucapaca		10	27	27
Pampa de Pongo (JMP)			60	80
Haqira (Antares)		13	27	27
Corani		21	41	41
Ollachea (Kuri Kullu)	10	11	12	11
Azod (Zincore Metals-Exploraciones Collasuyo)		17	34	34
DEMANDA TOTAL AREA SUR (MW)	719	910	1118	1169

En la Tabla N° 2.11, se aprecia la relación de los principales proyectos de demanda a instarse en la Zona Sur del Perú, cabe precisar que la mayoría de estos proyectos corresponde a inversiones en minería. El presente informe establece un Caso Base, considerando estos proyectos de demanda.

2.6 Acrónimos

Se destacan los siguientes

- NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- COES	Comité de Operación Económica del Sistema.
- MINEM	Ministerio de Energía y Minas.
- OSINERGMIN	Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería.
- PROINVERSION	Agencia de la Promoción de la Inversión Privada.
- SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
- NTOTR	Norma Técnica de la Operación en Tiempo Real.
- PT	Plan de Transmisión elaborado por el COES.
- RER	Recurso Energético Renovable.
- CT	Central Térmica.
- CH	Central Hidráulica.
- CR	Capacidad de Regulación.
- PMPO	Programa de Mediano Plazo de la Operación.
- PDO	Programa Diario de la Operación.
- PSO	Programa Semanal de la Operación.
- FCF	Función Costo Futuro.
- FCI	Función de Costo Inmediato.
- PDE	Programación Dinámica Estocástica.
- RPF	Regulación Primaria de Frecuencia.
- PR	Procedimiento Técnico del COES.
- STR	Subdirección de Transferencias del COES.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Este capítulo está compuesto por tres secciones principales: La primera está relacionada con el modelamiento del Caso Base, la segunda está relacionada al análisis de sensibilidad y la tercera plantea tres propuestas de valor.

3.1 Planteamiento del Caso Base

Para garantizar el suministro de energía eléctrica de forma continua, confiable, segura, eficiente y económica para los proyectos en construcción para el período comprendido entre los años 2016 al 2018; así como, para las futuras inversiones de talla mundial, resulta necesario modelar la operación del Sistema Eléctrico Peruano utilizando un modelo de despacho económico hidrotérmico que permita analizar la operación de los recursos energéticos e infraestructura de transmisión eléctrica necesaria para satisfacer de manera eficiente la demanda de energía eléctrica para el período 2016 al 2018.

El Caso Base, utilizado para modelar la operación del SEIN, recopila información disponible en el Portal Web del Operador del Sistema Eléctrico Peruano (COES); así como en el Portal Web del Regulador de la inversión en energía y minería (OSINERGMIN). El desarrollo del Caso Base está constituido por: Proyección de la Demanda, Proyectos de Transmisión eléctrica, Proyectos de Generación Eléctrica, Infraestructura de generación y transmisión eléctrica en el Área Sur y Consideraciones Adicionales para el Despacho.

3.1.1 Proyección de la Demanda

La Proyección de la Demanda Eléctrica, se determina considerando la componente vegetativa y los nuevos proyectos o ampliaciones (minería, industria, manufactura y otros).

a. Demanda Vegetativa

La Demanda Vegetativa del SEIN, se proyecta teniendo en consideración información histórica: ventas de energía eléctrica, precios de la energía, crecimiento demográfico y el crecimiento económico representado por el Producto Bruto Interno (PBI). Para relacionar estos valores históricos, se utiliza modelos econométricos que relaciona la variable dependiente (Consumo de Energía) respecto a las variables independientes (PBI y Crecimiento Demográfico). El presente informe ha recopilado las tasas de crecimiento

vegetativo presente en la "Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024".

b. Nuevos Proyectos o Ampliaciones

Estos proyectos obedecen a la inversión realizada en nuestro país por los diferentes grupos económicos nacionales y extranjeros, cabe precisar que en la última década solo en el sector minería la inversión ha sido del orden de 53, 000, 000,000.00 US\$.

c. Demanda Proyectada

La Demanda Vegetativa; así como la Demanda de los Nuevos Proyectos o Ampliaciones, han sido consideradas para determinar la demanda global del SEIN para el período 2016 al 2018. Esta demanda global, es disgregada en bloques horarios considerando los períodos hidrológicos de avenida y estiaje para los años 2016,2017 y 2018.

Para elaborar la proyección de la demanda horaria por semana representativa correspondiente a los periodos hidrológicos de Estiaje y Avenida para los años 2016,2017 y 2018 se siguió los siguientes pasos:

- Se seleccionó mes representativo para Avenida y Estiaje. El mes representativo para Avenida fue Marzo y el mes representativo para Estiaje fue Setiembre.
- Se seleccionó una semana representativa para los meses de Marzo y Setiembre. Luego se debe determinar los factores de carga de dichas semanas representativas.
- Se proyectó las demandas de las Áreas Centro, Norte y Sur. Para proyectar estas demandas se utilizó el método de Regresión Lineal. Se recopiló demandas historias de las Áreas Centro, Norte y Sur contenidas en el Reporte de Operación Semanal publicado por el Operador del Sistema (COES),
- La proyección de la demanda global del SEIN, está constituida por la proyección de la demanda vegetativa; así como la demanda declara de los nuevos proyectos o ampliaciones.
- Las centrales RER, adjudicadas en la Segunda y Tercera Subasta llevada a cabo por el OSINERGMIN, fueron consideradas como reducción a la demanda global del SEIN.
- Las demandas horarias se obtienen al multiplicar los factores de carga de las semanas representativas con los valores de la demanda proyectada para los meses representativos de avenida y estiaje.

La Tabla N° 3.1 hasta la N° 3.6, han sido elaboradas considerando el criterio de demandas semanales representativas para los Periodos Hidrológicos de Avenida y Estiaje para los años 2016 al 2018. Estas tablas representan la proyección de la demanda de potencia del SEIN elaboradas por bloques horarios correspondientes y días representativos.

TABLA N° 3.1 Avenida 2016 – Demanda Horaria (Fuente: elaboración propia).

HORA	2016						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
1:00	5944	5737	5415	5773	5685	5913	5943
2:00	5738	5568	5225	5614	5536	5662	5717
3:00	5610	5490	5234	5537	5534	5622	5527
4:00	5565	5438	5166	5529	5563	5603	5564
5:00	5734	5392	5323	5571	5662	5733	5759
6:00	5790	5421	5682	5824	5877	5947	6047
7:00	5666	5169	6037	6149	6101	6126	6236
8:00	6149	5396	6300	6390	6390	6444	6477
9:00	6561	5681	6730	6782	6772	6817	6887
10:00	6905	5749	6930	7015	7103	7116	7223
11:00	6938	5882	7065	7186	7221	7222	7200
12:00	6992	5962	7117	7184	7264	7223	7130
13:00	6936	5922	6979	7001	6960	6980	6997
14:00	6826	5849	7149	6958	7105	7081	7051
15:00	6736	5887	7224	7237	7280	7227	7245
16:00	6685	5833	7267	7256	7332	7339	7262
17:00	6620	5931	7240	7225	7290	7197	6892
18:00	6446	6107	6781	7001	6922	6990	6825
19:00	7219	6865	7363	7518	7590	7531	7496
20:00	7177	7026	7421	7493	7526	7521	7413
21:00	7014	6955	7292	7359	7295	7404	7272
22:00	6975	6799	7184	7150	7295	7387	7103
23:00	6408	6087	6537	6455	6613	6678	6527
0:00	6106	5738	6032	6035	6256	6294	6212

TABLA N° 3.2 Estiaje 2016 – Demanda Horaria (Fuente: elaboración propia).

HORA	2016						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
1:00	5731	5801	5346	5832	5771	5705	5650
2:00	5579	5567	5128	5599	5610	5552	5459
3:00	5443	5483	5098	5547	5478	5484	5329
4:00	5387	5473	5094	5517	5495	5482	5287
5:00	5491	5462	5256	5672	5562	5652	5453
6:00	5549	5342	5622	5931	5950	5968	5821
7:00	5642	5118	6009	6207	6277	6374	6139
8:00	6112	5279	6301	6355	6456	6492	6338
9:00	6501	5604	6626	6822	6760	6670	6623
10:00	6695	5725	6846	6973	6816	6791	6826
11:00	6866	5767	7037	7054	7072	6978	6997
12:00	6920	5993	7050	7031	7021	6886	7032
13:00	6604	5831	6916	6739	6765	6695	6791
14:00	6513	5785	6938	6832	6813	6766	6764
15:00	6570	5604	7068	6986	6924	6960	6969
16:00	6481	5604	7061	7096	6800	6867	7021
17:00	6456	5738	7097	7049	6850	6924	7058
18:00	6455	6198	6994	6989	6839	6871	7026
19:00	7164	7028	7326	7439	7468	7445	7444
20:00	7100	7126	7347	7413	7403	7401	7400
21:00	6984	6970	7233	7338	7309	7281	7242
22:00	7028	6705	6930	7230	7068	7083	7183
23:00	6540	6150	6391	6626	6487	6441	6683
0:00	6117	5730	6148	6131	5942	6000	6232

TABLA N° 3.3 Avenida 2017 – Demanda Horaria (Fuente: elaboración propia).

HORA	2017						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
1:00	6409	6185	5838	6225	6130	6376	6408
2:00	6187	6004	5634	6053	5969	6105	6164
3:00	6049	5920	5644	5970	5966	6061	5960
4:00	6000	5864	5570	5961	5999	6042	5999
5:00	6183	5814	5739	6006	6105	6182	6210
6:00	6244	5845	6126	6279	6337	6412	6520
7:00	6109	5574	6509	6631	6579	6605	6724
8:00	6630	5818	6793	6890	6890	6948	6984
9:00	7074	6125	7256	7312	7301	7350	7426
10:00	7446	6199	7472	7564	7659	7673	7788
11:00	7481	6343	7618	7748	7786	7787	7764
12:00	7539	6429	7674	7746	7832	7788	7688
13:00	7479	6386	7525	7549	7504	7526	7545
14:00	7360	6306	7708	7503	7661	7635	7603
15:00	7263	6348	7789	7803	7850	7792	7812
16:00	7208	6289	7836	7823	7905	7913	7830
17:00	7138	6395	7806	7791	7861	7760	7431
18:00	6950	6584	7311	7548	7464	7537	7359
19:00	7784	7402	7939	8106	8184	8120	8083
20:00	7738	7575	8002	8079	8115	8109	7993
21:00	7563	7499	7863	7935	7865	7984	7841
22:00	7520	7331	7746	7709	7866	7965	7658
23:00	6909	6564	7049	6960	7131	7200	7038
0:00	6584	6187	6504	6507	6746	6786	6698

TABLA N° 3.4 Estiaje 2017 – Demanda Horaria (Fuente: elaboración propia).

HORA	2017						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
1:00	6228	6304	5810	6337	6272	6199	6140
2:00	6063	6049	5573	6084	6096	6033	5933
3:00	5915	5958	5540	6028	5953	5960	5791
4:00	5854	5948	5535	5996	5971	5957	5746
5:00	5967	5936	5712	6164	6044	6142	5926
6:00	6030	5805	6109	6445	6466	6485	6325
7:00	6131	5562	6530	6745	6821	6927	6671
8:00	6642	5737	6847	6906	7016	7054	6887
9:00	7064	6089	7200	7413	7346	7249	7197
10:00	7275	6221	7439	7577	7407	7380	7418
11:00	7462	6267	7647	7665	7686	7583	7604
12:00	7520	6513	7661	7640	7629	7483	7642
13:00	7177	6336	7515	7323	7351	7275	7380
14:00	7078	6287	7540	7424	7404	7353	7351
15:00	7139	6090	7681	7591	7525	7563	7573
16:00	7043	6090	7673	7711	7390	7462	7630
17:00	7016	6235	7713	7660	7444	7525	7669
18:00	7014	6735	7601	7594	7432	7466	7635
19:00	7786	7637	7962	8084	8115	8090	8089
20:00	7715	7744	7984	8055	8045	8043	8041
21:00	7590	7575	7860	7974	7942	7912	7870
22:00	7637	7287	7531	7857	7681	7697	7805
23:00	7107	6683	6945	7201	7049	6999	7262
0:00	6647	6226	6681	6662	6457	6520	6773

TABLA N° 3.5 Avenida 2018 – Demanda Horaria (Fuente: elaboración propia).

HORA	2018						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
1:00	7031	6786	6405	6830	6726	6995	7030
2:00	6788	6587	6181	6641	6549	6698	6763
3:00	6637	6495	6192	6550	6546	6650	6539
4:00	6583	6433	6111	6540	6581	6629	6582
5:00	6783	6378	6296	6590	6698	6782	6813
6:00	6850	6413	6721	6889	6953	7035	7153
7:00	6703	6115	7141	7275	7218	7246	7377
8:00	7274	6383	7453	7559	7559	7623	7662
9:00	7761	6720	7961	8022	8011	8064	8147
10:00	8169	6801	8198	8298	8403	8418	8545
11:00	8207	6959	8358	8501	8543	8543	8518
12:00	8272	7053	8420	8499	8593	8545	8435
13:00	8205	7006	8256	8282	8233	8257	8278
14:00	8075	6919	8457	8232	8405	8377	8341
15:00	7969	6964	8546	8561	8612	8549	8571
16:00	7909	6900	8597	8583	8673	8681	8590
17:00	7832	7016	8564	8547	8624	8514	8153
18:00	7625	7224	8021	8282	8189	8269	8074
19:00	8540	8121	8710	8894	8979	8909	8868
20:00	8490	8311	8779	8864	8903	8897	8769
21:00	8297	8228	8626	8705	8629	8759	8602
22:00	8251	8043	8499	8458	8630	8738	8402
23:00	7581	7201	7733	7636	7823	7899	7721
0:00	7224	6787	7136	7140	7401	7445	7349

TABLA N° 3.6 Estiaje 2018 – Demanda Horaria (Fuente: elaboración propia).

HORA	2018						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
1:00	6818	6901	6359	6937	6865	6786	6721
2:00	6636	6622	6100	6660	6673	6604	6494
3:00	6474	6522	6065	6598	6516	6524	6340
4:00	6408	6510	6059	6563	6536	6521	6289
5:00	6532	6497	6252	6747	6616	6723	6486
6:00	6601	6355	6687	7055	7078	7099	6924
7:00	6711	6088	7147	7384	7466	7582	7303
8:00	7270	6280	7495	7559	7680	7722	7539
9:00	7733	6666	7882	8115	8041	7935	7878
10:00	7964	6810	8143	8294	8108	8078	8120
11:00	8168	6860	8370	8391	8413	8300	8324
12:00	8232	7129	8386	8363	8351	8191	8365
13:00	7856	6936	8227	8016	8047	7964	8078
14:00	7748	6882	8253	8127	8105	8049	8046
15:00	7815	6666	8408	8310	8237	8279	8290
16:00	7709	6666	8399	8441	8089	8168	8352
17:00	7680	6825	8442	8385	8149	8237	8395
18:00	7678	7372	8320	8313	8136	8173	8358
19:00	8522	8360	8715	8849	8883	8856	8855
20:00	8445	8477	8740	8818	8806	8804	8802
21:00	8308	8291	8603	8729	8694	8660	8615
22:00	8360	7976	8244	8600	8407	8425	8544
23:00	7779	7315	7602	7882	7716	7661	7950
0:00	7276	6816	7313	7292	7068	7137	7414

La Tabla N° 3.1, representa la proyección de potencia del SEIN por bloques horarios y días representativos; elaborada en el presente informe para el Periodo Hidrológico de Avenida 2016.

La Tabla N° 3.2, representa la proyección de potencia del SEIN por bloques horarios y días representativos; elaborada en el presente informe para el Periodo Hidrológico de Estiaje 2016.

La Tabla N° 3.3, representa la proyección de potencia del SEIN por bloques horarios y días representativos; elaborada en el presente informe para el Periodo Hidrológico de Avenida 2017.

La Tabla N° 3.4, representa la proyección de potencia del SEIN por bloques horarios y días representativos; elaborada en el presente informe para el Periodo Hidrológico de Estiaje 2017.

La Tabla N° 3.5, representa la proyección de potencia del SEIN por bloques horarios y días representativos; elaborada en el presente informe para el Periodo Hidrológico de Avenida 2018.

La Tabla N° 3.6, representa la proyección de potencia del SEIN por bloques horarios y días representativos; elaborada en el presente informe para el Periodo Hidrológico de Estiaje 2018.

TABLA N° 3.7 Demanda Horaria de los Nuevos Proyectos y Ampliaciones en el Área Sur- Años 2016 al 2018 (Fuente referencia [18]).

HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Sur (MW-Avenida 2016)							HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Sur (MW-Estiaje 2016)						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES		SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
01:00	462	462	462	462	462	462	462	01:00	720	720	720	720	720	720	720
02:00	462	462	462	462	462	462	462	02:00	720	720	720	720	720	720	720
03:00	462	462	462	462	462	462	462	03:00	720	720	720	720	720	720	720
04:00	462	462	462	462	462	462	462	04:00	720	720	720	720	720	720	720
05:00	462	462	462	462	462	462	462	05:00	720	720	720	720	720	720	720
06:00	462	462	462	462	462	462	462	06:00	720	720	720	720	720	720	720
07:00	462	462	462	462	462	462	462	07:00	720	720	720	720	720	720	720
08:00	462	462	462	462	462	462	462	08:00	720	720	720	720	720	720	720
09:00	462	462	462	462	462	462	462	09:00	720	720	720	720	720	720	720
10:00	462	462	462	462	462	462	462	10:00	720	720	720	720	720	720	720
11:00	462	462	462	462	462	462	462	11:00	720	720	720	720	720	720	720
12:00	462	462	462	462	462	462	462	12:00	720	720	720	720	720	720	720
13:00	462	462	462	462	462	462	462	13:00	720	720	720	720	720	720	720
14:00	462	462	462	462	462	462	462	14:00	720	720	720	720	720	720	720
15:00	462	462	462	462	462	462	462	15:00	720	720	720	720	720	720	720
16:00	462	462	462	462	462	462	462	16:00	720	720	720	720	720	720	720
17:00	462	462	462	462	462	462	462	17:00	720	720	720	720	720	720	720
18:00	462	462	462	462	462	462	462	18:00	720	720	720	720	720	720	720
19:00	462	462	462	462	462	462	462	19:00	720	720	720	720	720	720	720
20:00	462	462	462	462	462	462	462	20:00	720	720	720	720	720	720	720
21:00	462	462	462	462	462	462	462	21:00	720	720	720	720	720	720	720
22:00	462	462	462	462	462	462	462	22:00	720	720	720	720	720	720	720
23:00	462	462	462	462	462	462	462	23:00	720	720	720	720	720	720	720
00:00	462	462	462	462	462	462	462	00:00	720	720	720	720	720	720	720

HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Sur (MW)-Avenida 2017							HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Sur (MW)-Estiaje 2017						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES		SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
01:00	910	910	910	910	910	910	910	01:00	910	910	910	910	910	910	910
02:00	910	910	910	910	910	910	910	02:00	910	910	910	910	910	910	910
03:00	910	910	910	910	910	910	910	03:00	910	910	910	910	910	910	910
04:00	910	910	910	910	910	910	910	04:00	910	910	910	910	910	910	910
05:00	910	910	910	910	910	910	910	05:00	910	910	910	910	910	910	910
06:00	910	910	910	910	910	910	910	06:00	910	910	910	910	910	910	910
07:00	910	910	910	910	910	910	910	07:00	910	910	910	910	910	910	910
08:00	910	910	910	910	910	910	910	08:00	910	910	910	910	910	910	910
09:00	910	910	910	910	910	910	910	09:00	910	910	910	910	910	910	910
10:00	910	910	910	910	910	910	910	10:00	910	910	910	910	910	910	910
11:00	910	910	910	910	910	910	910	11:00	910	910	910	910	910	910	910
12:00	910	910	910	910	910	910	910	12:00	910	910	910	910	910	910	910
13:00	910	910	910	910	910	910	910	13:00	910	910	910	910	910	910	910
14:00	910	910	910	910	910	910	910	14:00	910	910	910	910	910	910	910
15:00	910	910	910	910	910	910	910	15:00	910	910	910	910	910	910	910
16:00	910	910	910	910	910	910	910	16:00	910	910	910	910	910	910	910
17:00	910	910	910	910	910	910	910	17:00	910	910	910	910	910	910	910
18:00	910	910	910	910	910	910	910	18:00	910	910	910	910	910	910	910
19:00	910	910	910	910	910	910	910	19:00	910	910	910	910	910	910	910
20:00	910	910	910	910	910	910	910	20:00	910	910	910	910	910	910	910
21:00	910	910	910	910	910	910	910	21:00	910	910	910	910	910	910	910
22:00	910	910	910	910	910	910	910	22:00	910	910	910	910	910	910	910
23:00	910	910	910	910	910	910	910	23:00	910	910	910	910	910	910	910
00:00	910	910	910	910	910	910	910	00:00	910	910	910	910	910	910	910

HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Sur (MW)-Avenida 2018							HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Sur (MW)-Estiaje 2018						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES		SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
01:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	01:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
02:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	02:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
03:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	03:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
04:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	04:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
05:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	05:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
06:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	06:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
07:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	07:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
08:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	08:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
09:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	09:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
10:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	10:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
11:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	11:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
12:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	12:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
13:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	13:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
14:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	14:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
15:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	15:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
16:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	16:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
17:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	17:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
18:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	18:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
19:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	19:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
20:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	20:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
21:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	21:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
22:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	22:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
23:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	23:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
00:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	00:00	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119

La Tabla N° 3.7, representa la proyección de potencia de los principales proyectos mineros e industriales dentro del Área Sur del Perú por bloques horarios y días representativos para los años comprendidos entre el 2016 al 2018.

TABLA N° 3.8 Demanda Horaria de los Nuevos Proyectos y Ampliaciones en el Área Norte- Años 2016 al 2018 (Fuente referencia [18]).

HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Norte (MW)-Avenida 2016							HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Norte (MW)-Estiaje 2016						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES		SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
01:00	52	52	52	52	52	52	52	01:00	52	52	52	52	52	52	52
02:00	52	52	52	52	52	52	52	02:00	52	52	52	52	52	52	52
03:00	52	52	52	52	52	52	52	03:00	52	52	52	52	52	52	52
04:00	52	52	52	52	52	52	52	04:00	52	52	52	52	52	52	52
05:00	52	52	52	52	52	52	52	05:00	52	52	52	52	52	52	52
06:00	52	52	52	52	52	52	52	06:00	52	52	52	52	52	52	52
07:00	52	52	52	52	52	52	52	07:00	52	52	52	52	52	52	52
08:00	52	52	52	52	52	52	52	08:00	52	52	52	52	52	52	52
09:00	52	52	52	52	52	52	52	09:00	52	52	52	52	52	52	52
10:00	52	52	52	52	52	52	52	10:00	52	52	52	52	52	52	52
11:00	52	52	52	52	52	52	52	11:00	52	52	52	52	52	52	52
12:00	52	52	52	52	52	52	52	12:00	52	52	52	52	52	52	52
13:00	52	52	52	52	52	52	52	13:00	52	52	52	52	52	52	52
14:00	52	52	52	52	52	52	52	14:00	52	52	52	52	52	52	52
15:00	52	52	52	52	52	52	52	15:00	52	52	52	52	52	52	52
16:00	52	52	52	52	52	52	52	16:00	52	52	52	52	52	52	52
17:00	52	52	52	52	52	52	52	17:00	52	52	52	52	52	52	52
18:00	52	52	52	52	52	52	52	18:00	52	52	52	52	52	52	52
19:00	52	52	52	52	52	52	52	19:00	52	52	52	52	52	52	52
20:00	52	52	52	52	52	52	52	20:00	52	52	52	52	52	52	52
21:00	52	52	52	52	52	52	52	21:00	52	52	52	52	52	52	52
22:00	52	52	52	52	52	52	52	22:00	52	52	52	52	52	52	52
23:00	52	52	52	52	52	52	52	23:00	52	52	52	52	52	52	52
00:00	52	52	52	52	52	52	52	00:00	52	52	52	52	52	52	52

HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Norte (MW)-Avenida 2017							HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Norte (MW)-Estiaje 2017						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES		SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
01:00	143	143	143	143	143	143	143	01:00	143	143	143	143	143	143	143
02:00	143	143	143	143	143	143	143	02:00	143	143	143	143	143	143	143
03:00	143	143	143	143	143	143	143	03:00	143	143	143	143	143	143	143
04:00	143	143	143	143	143	143	143	04:00	143	143	143	143	143	143	143
05:00	143	143	143	143	143	143	143	05:00	143	143	143	143	143	143	143
06:00	143	143	143	143	143	143	143	06:00	143	143	143	143	143	143	143
07:00	143	143	143	143	143	143	143	07:00	143	143	143	143	143	143	143
08:00	143	143	143	143	143	143	143	08:00	143	143	143	143	143	143	143
09:00	143	143	143	143	143	143	143	09:00	143	143	143	143	143	143	143
10:00	143	143	143	143	143	143	143	10:00	143	143	143	143	143	143	143
11:00	143	143	143	143	143	143	143	11:00	143	143	143	143	143	143	143
12:00	143	143	143	143	143	143	143	12:00	143	143	143	143	143	143	143
13:00	143	143	143	143	143	143	143	13:00	143	143	143	143	143	143	143
14:00	143	143	143	143	143	143	143	14:00	143	143	143	143	143	143	143
15:00	143	143	143	143	143	143	143	15:00	143	143	143	143	143	143	143
16:00	143	143	143	143	143	143	143	16:00	143	143	143	143	143	143	143
17:00	143	143	143	143	143	143	143	17:00	143	143	143	143	143	143	143
18:00	143	143	143	143	143	143	143	18:00	143	143	143	143	143	143	143
19:00	143	143	143	143	143	143	143	19:00	143	143	143	143	143	143	143
20:00	143	143	143	143	143	143	143	20:00	143	143	143	143	143	143	143
21:00	143	143	143	143	143	143	143	21:00	143	143	143	143	143	143	143
22:00	143	143	143	143	143	143	143	22:00	143	143	143	143	143	143	143
23:00	143	143	143	143	143	143	143	23:00	143	143	143	143	143	143	143
00:00	143	143	143	143	143	143	143	00:00	143	143	143	143	143	143	143

HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Norte (MW)-Avenida 2018							HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Norte (MW)-Estiaje 2018						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES		SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
01:00	205	205	205	205	205	205	205	01:00	205	205	205	205	205	205	205
02:00	205	205	205	205	205	205	205	02:00	205	205	205	205	205	205	205
03:00	205	205	205	205	205	205	205	03:00	205	205	205	205	205	205	205
04:00	205	205	205	205	205	205	205	04:00	205	205	205	205	205	205	205
05:00	205	205	205	205	205	205	205	05:00	205	205	205	205	205	205	205
06:00	205	205	205	205	205	205	205	06:00	205	205	205	205	205	205	205
07:00	205	205	205	205	205	205	205	07:00	205	205	205	205	205	205	205
08:00	205	205	205	205	205	205	205	08:00	205	205	205	205	205	205	205
09:00	205	205	205	205	205	205	205	09:00	205	205	205	205	205	205	205
10:00	205	205	205	205	205	205	205	10:00	205	205	205	205	205	205	205
11:00	205	205	205	205	205	205	205	11:00	205	205	205	205	205	205	205
12:00	205	205	205	205	205	205	205	12:00	205	205	205	205	205	205	205
13:00	205	205	205	205	205	205	205	13:00	205	205	205	205	205	205	205
14:00	205	205	205	205	205	205	205	14:00	205	205	205	205	205	205	205
15:00	205	205	205	205	205	205	205	15:00	205	205	205	205	205	205	205
16:00	205	205	205	205	205	205	205	16:00	205	205	205	205	205	205	205
17:00	205	205	205	205	205	205	205	17:00	205	205	205	205	205	205	205
18:00	205	205	205	205	205	205	205	18:00	205	205	205	205	205	205	205
19:00	205	205	205	205	205	205	205	19:00	205	205	205	205	205	205	205
20:00	205	205	205	205	205	205	205	20:00	205	205	205	205	205	205	205
21:00	205	205	205	205	205	205	205	21:00	205	205	205	205	205	205	205
22:00	205	205	205	205	205	205	205	22:00	205	205	205	205	205	205	205
23:00	205	205	205	205	205	205	205	23:00	205	205	205	205	205	205	205
00:00	205	205	205	205	205	205	205	00:00	205	205	205	205	205	205	205

La Tabla N° 3.8, representa la proyección de potencia de los principales proyectos mineros e industriales dentro del Área Norte del Perú por bloques horarios y días representativos para los años comprendidos entre el 2016 al 2018.

TABLA N° 3.9 Demanda Horaria Nuevos de los Proyectos y Ampliaciones en el Área Centro- Años 2016 al 2018 (Fuente referencia [18]).

HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Centro (MW)-Avenida 2016							HORA	Proyectos Nuevos y Ampliaciones Área Centro (MW)-Estiaje 2016						
	SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES		SABADO	DOMINGO	LUNES	MARTES	MÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
01:00	392	392	392	392	392	392	392	01:00	392	392	392	392	392	392	392
02:00	392	392	392	392	392	392	392	02:00	392	392	392	392	392	392	392
03:00	392	392	392	392	392	392	392	03:00	392	392	392	392	392	392	392
04:00	392	392	392	392	392	392	392	04:00	392	392	392	392	392	392	392
05:00	392	392	392	392	392	392	392	05:00	392	392	392	392	392	392	392
06:00	392	392	392	392	392	392	392	06:00	392	392	392	392	392	392	392
07:00	392	392	392	392	392	392	392	07:00	392	392	392	392	392	392	392
08:00	392	392	392	392	392	392	392	08:00	392	392	392	392	392	392	392
09:00	392	392	392	392	392	392	392	09:00	392	392	392	392	392	392	392
10:00	392	392	392	392	392	392	392	10:00	392	392	392	392	392	392	392
11:00	392	392	392	392	392	392	392	11:00	392	392	392	392	392	392	392
12:00	392	392	392	392	392	392	392	12:00	392	392	392	392	392	392	392
13:00	392	392	392	392	392	392	392	13:00	392	392	392	392	392	392	392
14:00	392	392	392	392	392	392	392	14:00	392	392	392	392	392	392	392
15:00	392	392	392	392	392	392	392	15:00	392	392	392	392	392	392	392
16:00	392	392	392	392	392	392	392	16:00	392	392	392	392	392	392	392
17:00	392	392	392	392	392	392	392	17:00	392	392	392	392	392	392	392
18:00	392	392	392	392	392	392	392	18:00	392	392	392	392	392	392	392
19:00	392	392	392	392	392	392	392	19:00	392	392	392	392	392	392	392
20:00	392	392	392	392	392	392	392	20:00	392	392	392	392	392	392	392
21:00	392	392	392	392	392	392	392	21:00	392	392	392	392	392	392	392
22:00	392	392	392	392	392	392	392	22:00	392	392	392	392	392	392	392
23:00	392	392	392	392	392	392	392	23:00	392	392	392	392	392	392	392
00:00	392	392	392	392	392	392	392	00:00	392	392	392	392	392	392	392

La Tabla N° 3.9, representa la proyección de potencia de los principales proyectos mineros e industriales dentro del Área Centro del Perú por bloques horarios y días representativos para los años comprendidos entre el 2016 al 2018.

3.1.2 Representación de la Demanda Eléctrica Proyectada respecto a los Nuevos Proyectos y Ampliaciones para el Periodo 2016 al 2018.

La demanda proyectada del SEIN; así como las demandas proyectas por cada una de la Áreas (Centro, Norte y Sur), serán representadas teniendo en consideración las demandas de los nuevos proyectos mineros e industriales recopilados de la Proyección de Demanda de los Principales Proyecto elaborada por el COES para los años 2016 al 2018.

La Figura 3.1, representa la proyección total de demanda del SEIN por bloques horarios y días representativos elaborado en el presente informe (Tablas N° 3.1 hasta N° 3.6) respecto a la proyección de demanda total de proyectos mineros e industriales elaborada por el COES para el periodo 2016 al 2018.

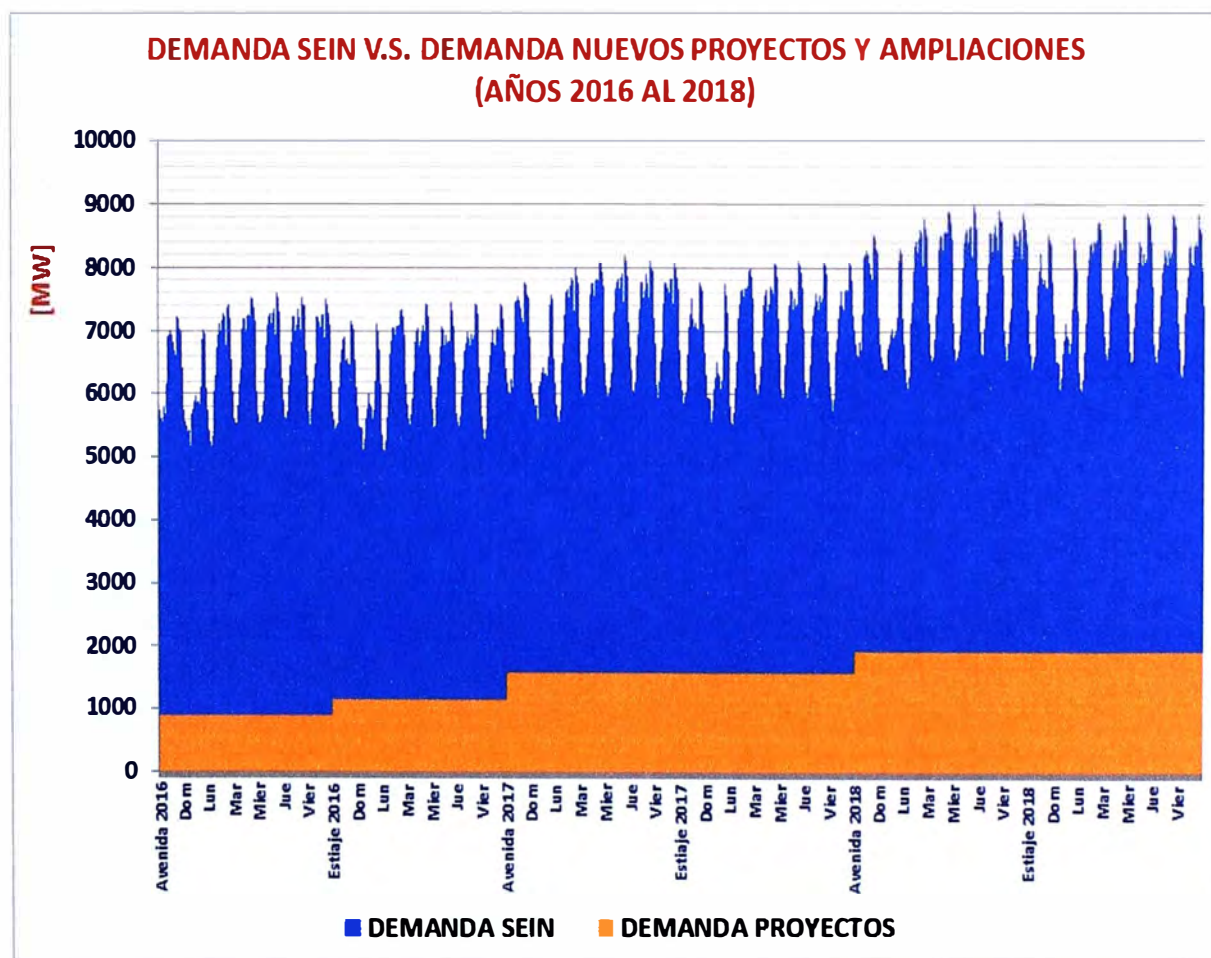


Fig.3.1 Demanda SEIN V.S. Nuevos Proyectos (Fuente: elaboración propia).

La Figura 3.2, representa la proyección total de demanda del Área Sur por bloques horarios y días representativos elaborados en el presente informe respecto a la

proyección de demanda en el Área Sur de proyectos mineros e industriales elaborada por el COES para el periodo 2016 al 2018 (Tabla N° 3.7) .

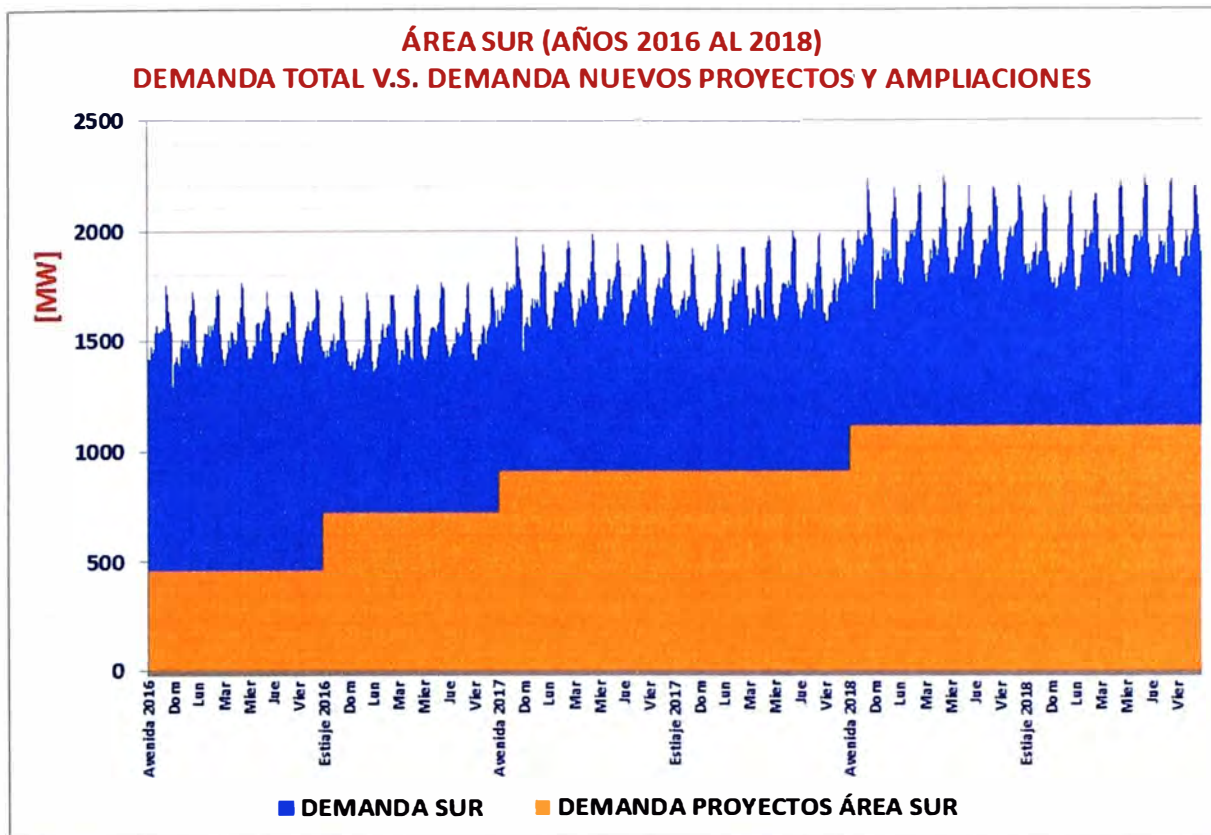


Fig.3.2 Demanda Sur V.S. Nuevos Proyectos (Fuente: elaboración propia).

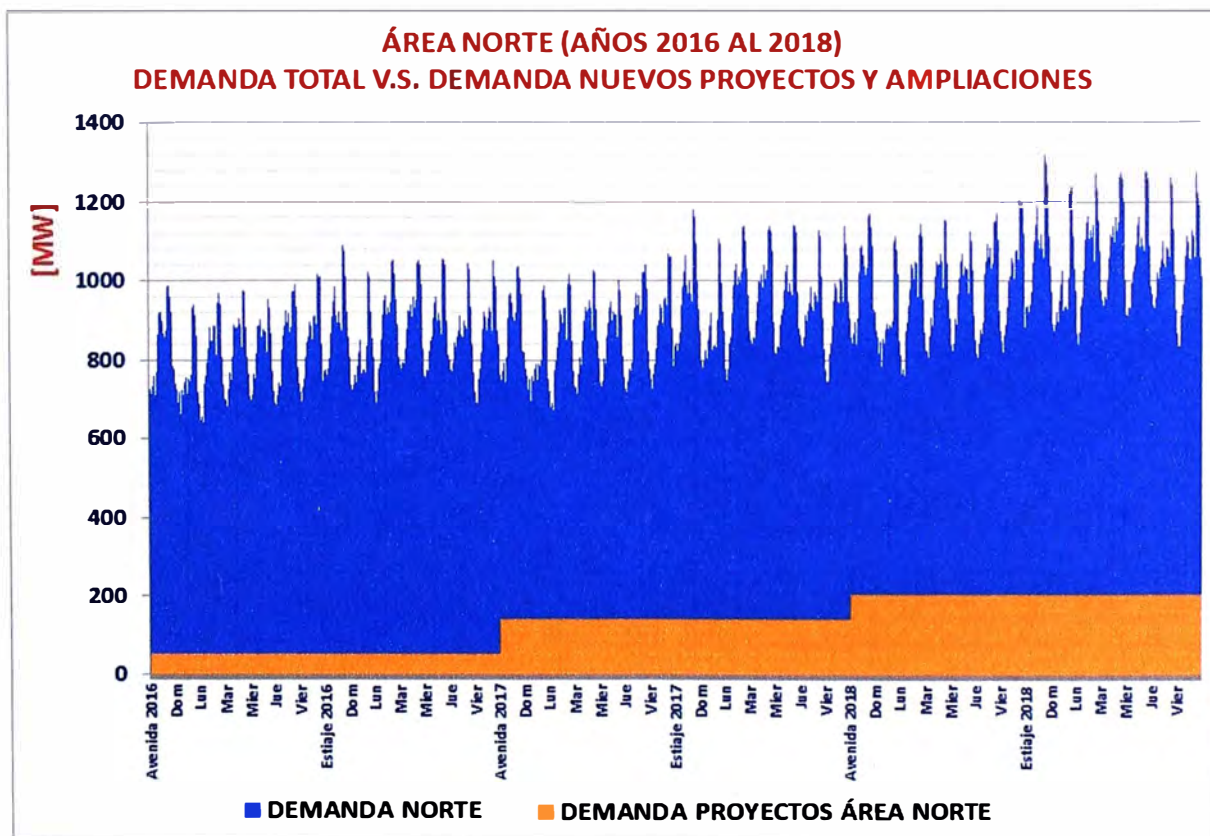


Fig.3.3 Demanda Norte V.S. Nuevos Proyectos (Fuente: elaboración propia).

La Figura 3.3, representa la proyección total de demanda del Área Norte por bloques horarios y días representativos elaborados en el presente informe respecto a la proyección de demanda en el Área Norte de proyectos mineros e industriales elaborada por el COES para el periodo 2016 al 2018 (Tabla N° 3.8) .

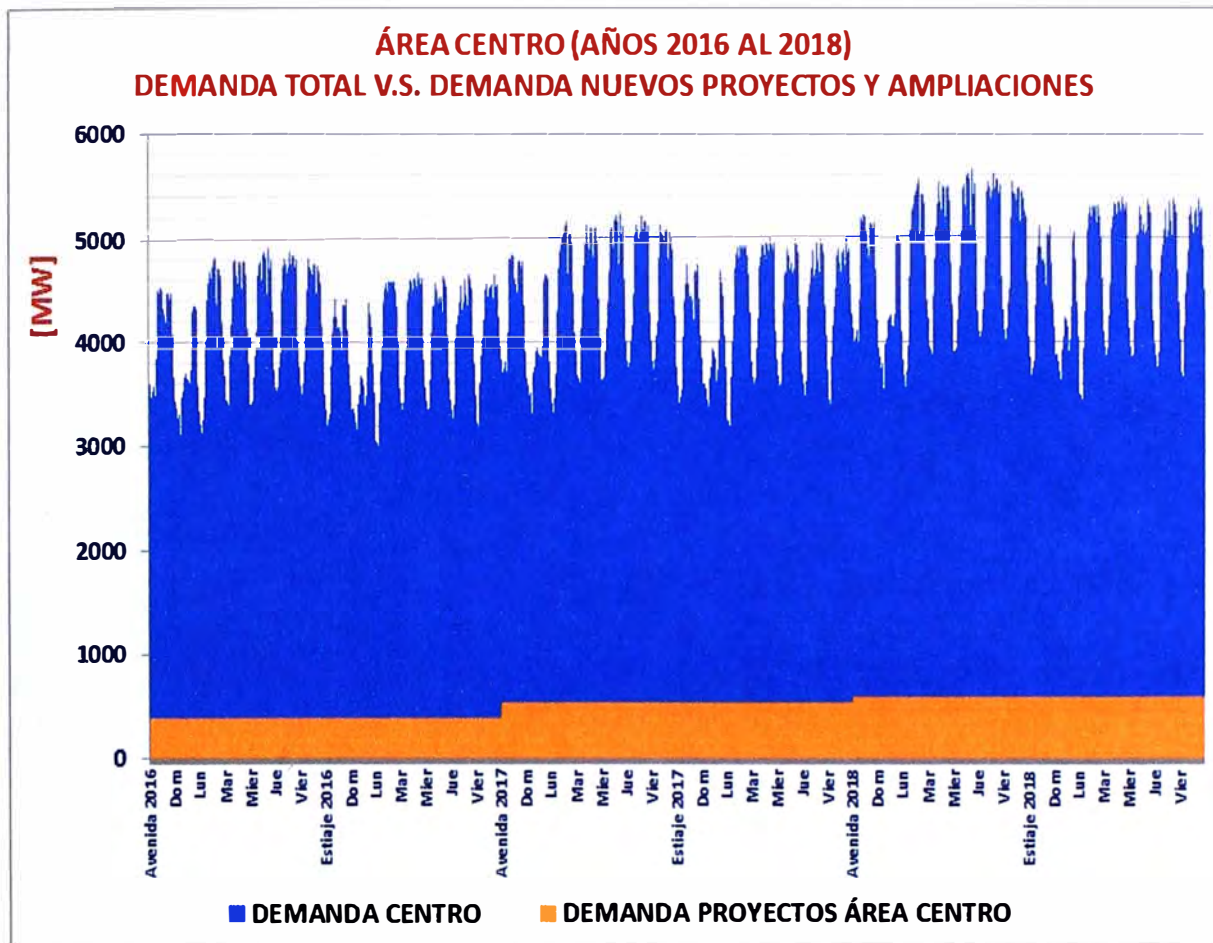


Fig.3.4 Demanda Centro V.S. Nuevos Proyectos (Fuente: elaboración propia).

La Figura 3.4, representa la proyección total de demanda del Área Centro por bloques horarios y días representativos elaborados en el presente informe respecto a la proyección de demanda en el Área Centro de proyectos mineros e industriales elaborada por el COES para el periodo 2016 al 2018 (Tabla N° 3.9).

Las figuras 3.1 hasta la 3.4, muestran el incremento sostenido de la demanda de energía eléctrica de los Nuevos Proyectos y Ampliaciones. En el Área Sur para los años 2016,2017 y 2018, los nuevos proyectos representaran el 38.7%,52.9% y 57.7% de la demanda global de esta área. Por lo tanto para satisfacer esta creciente demanda el SEIN se verá obligado a arrancar plantas económicamente ineficientes operadas a Diésel B5.

3.1.3 Proyectos de Generación Eléctrica

Se ha considerado los Principales Proyectos de Generación Eléctrica, contenidos en el Programa de Obras de Transmisión y Generación 2014-2018.

TABLA N° 3.10 Principales Proyectos de Generación (Fuente referencia: [18]).

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	MW
Jul-2014	Central Eólica Talara	Eólica	30.00
Jul-2014	Central Eólica Cupisnique	Eólica	80.00
Aug-2014	CH Santa Teresa - G1	Hidroeléctrica	49.06
Nov-2014	CT Fenix - TG11	Ciclo Combinado	268.00
Jan-2015	CH Runatullo III	Hidroeléctrica	20.00
Jan-2015	CH Machupicchu II	Hidroeléctrica	99.86
Jan-2015	Central Solar Moquegua FV	Solar	16.00
Mar-2015	Reserva Fria - Planta Puerto Maldonado	Dual Diesel B5/Gas Natural	18.00
Mar-2015	Reserva Fria - Planta Pucallpa	Dual Diesel B5/Gas Natural	40.00
Apr-2015	CH Runatullo II	Hidroeléctrica	19.00
Apr-2015	CH Santa Teresa - G2	Hidroeléctrica	49.06
Apr-2015	CH Quitaracsa	Hidroeléctrica	111.80
Jun-2015	Reserva Fria - Planta de Eten	Dual Diesel B5/Gas Natural	219.00
Jan-2016	Parque Eólico Tres Hermanas	Eólica	97.15
Jan-2016	CH 8 de Agosto	Hidroeléctrica	19.00
Jan-2016	CH Cheves I	Hidroeléctrica	168.00
Jan-2016	CH Chancay	Hidroeléctrica	19.20
May-2016	CT Mollendo - Nodo Energético del Sur	Dual Diesel B5/Gas Natural	500.00
Jul-2016	CH Manta	Hidroeléctrica	19.78
Jul-2016	CH Cerro del Águila	Hidroeléctrica	525.00
Aug-2016	CH RenovAndes H1	Hidroeléctrica	19.99
Aug-2016	CH Chaglla	Hidroeléctrica	456.00
Nov-2016	CH Huatziroki I	Hidroeléctrica	11.08
Nov-2016	CH Carpapata III	Hidroeléctrica	12.80
Dec-2016	CH La Virgen	Hidroeléctrica	64.00
Jan-2017	CH Maraón	Hidroeléctrica	88.00
Mar-2017	CT Ilo - Nodo Energético del Sur	Dual Diesel B5/Gas Natural	500.00
Apr-2017	CT Santo Domingo de los Olleros - TV	Ciclo Combinado	86.00
Jan-2018	CH Pucará	Hidroeléctrica	149.80
Jan-2018	CH Angel III	Hidroeléctrica	19.95
Jan-2018	CH Angel I	Hidroeléctrica	19.95
Jan-2018	CH Angel II	Hidroeléctrica	19.95
Jan-2018	CH Tulumayo IV	Hidroeléctrica	40.00
Jan-2018	CH Tulumayo V	Hidroeléctrica	65.00
Jan-2018	CH Macon	Hidroeléctrica	10.00
Jul-2018	CH Las Cruces	Hidroeléctrica	14.60

La Tabla N° 3.10, muestra los principales proyectos de generación eléctrica que serán desarrollados hasta el año 2018. Es importante precisar que dicha información fue recopilada del Plan de Obras de Generación Eléctrica actualizado por el COES a Julio 2014.

Para el Área Sur del Perú, para el correspondiente periodo de análisis destacan los siguientes proyectos de generación eléctrica:

-Central Hidroeléctrica Santa Teresa Grupo 01.

- Central Hidroeléctrica Machu Picchu.
- Central Solar Moquegua FV.
- Central Hidroeléctrica Santa Teresa Grupo 02.
- Central Térmica Mollendo-Nodo Energético del Sur.
- Central Hidroeléctrica Cerró el Águila.
- Central Térmica Ilo-Nodo Energético del Sur.

Para el desarrollo del Caso Base y las Propuestas de Valor de Generación Eléctrica, no se considera la entrada en operación comercial de la Central Hidráulica Pucara de 150 MW durante el periodo de análisis correspondiente a los años 2016 al 2018. Esta decisión se fundamenta en la revisión del informe "Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica", actualizado al mes de octubre por Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN. Este documento precisa que el avance de este proyecto es solo de 3%. Se prevé la puesta en operación comercial de la Central Térmica Pucara para el año 2020, razón por la cual no fue considerada en el presente informe.

3.1.4 Proyectos de Transmisión Eléctrica

El presente informe considera los Principales Proyectos de Transmisión Eléctrica, contenidos en el Programa de Obras de Transmisión y Generación 2014-2018 publicado por el Operador del Sistema Eléctrico Peruano (COES).

TABLA N° 3.11 Principales Proyectos de Transmisión (Fuente referencia: [18]).

FECHA	PROYECTO
Aug-2014	Repotenciación de la LT 220 kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA
Oct-2014	Repotenciación de la LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 MVA a 250 MVA
Jan-2015	Nueva SE Reque 220 kV (antes llamada SE Chiclayo Sur)
Apr-2015	LT 220 kV Machupicchu - Abancay Nueva - Cotaruse (doble circuito) 500 MVA y SSEE Asociadas
Apr-2015	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría de 189 MVA (cuarto circuito)
Jun-2015	SE Shahuindo 220 kV
Jan-2016	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza - Carabaylo
Aug-2016	LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y SSEE Asociadas
Jan-2017	LT 500 kV Mantaro - Marcona - Nueva Socabaya - Montalvo y SSEE Asociadas
Jan-2017	LT 220 kV Moquegua - Los Héroes (2do circuito) y Ampliación de la SE Los Héroes
Jan-2017	Repotenciación de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca
Jan-2017	Repotenciación de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan
May-2017	LT 220 kV Azangaro - Juliaca - Puno y SSEE Asociadas
Jan-2018	Repotenciación de la LT 220 kV Tingo María - Vizcarra - Conococha
Jan-2018	Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo - Cajamarca

3.1.5 Infraestructura de Generación y Transmisión Eléctrica en el Área Sur

Área Sur se encuentra interconectada con el Área Centro-Norte, la capacidad instalada de transmisión eléctrica del Enlace Centro-Sur es de 1350 MVA, por medio de dos líneas de transmisión eléctrica:

- Línea de Transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya de 220 kV
- Línea de Transmisión Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo de 500 kV.

La generación hidroeléctrica en el Área Sur está en el orden de los 350 MVA; sin embargo la generación térmica instalada en el Área Sur está en el orden de los 850 MVA. De acuerdo al Plan de Obras de Generación y Transmisión Eléctrica, se tiene previsto una segunda línea de transmisión de 500 kV (Mantaro-Poroma-Yarabamba-Montalvo); así como la instalación del Nodo Energético del Sur (Mollendo e Ilo), el cual tiene previsto instalar 1000 MVA en el Área Sur.

La entrada en operación del Gaseoducto Sur Peruano esta prevista a partir del año 2019. El Proyecto Gaseoducto Sur Peruano, firmado entre el Estado Peruano y el Consorcio Gaseoducto Sur Peruano (Odebrecht y Enegas), es un proyecto que posibilitara el desarrollo de generación eficiente en el Área Sur del Perú, la inversión de este proyecto asciende a 7, 328, 654,011.00 US\$.

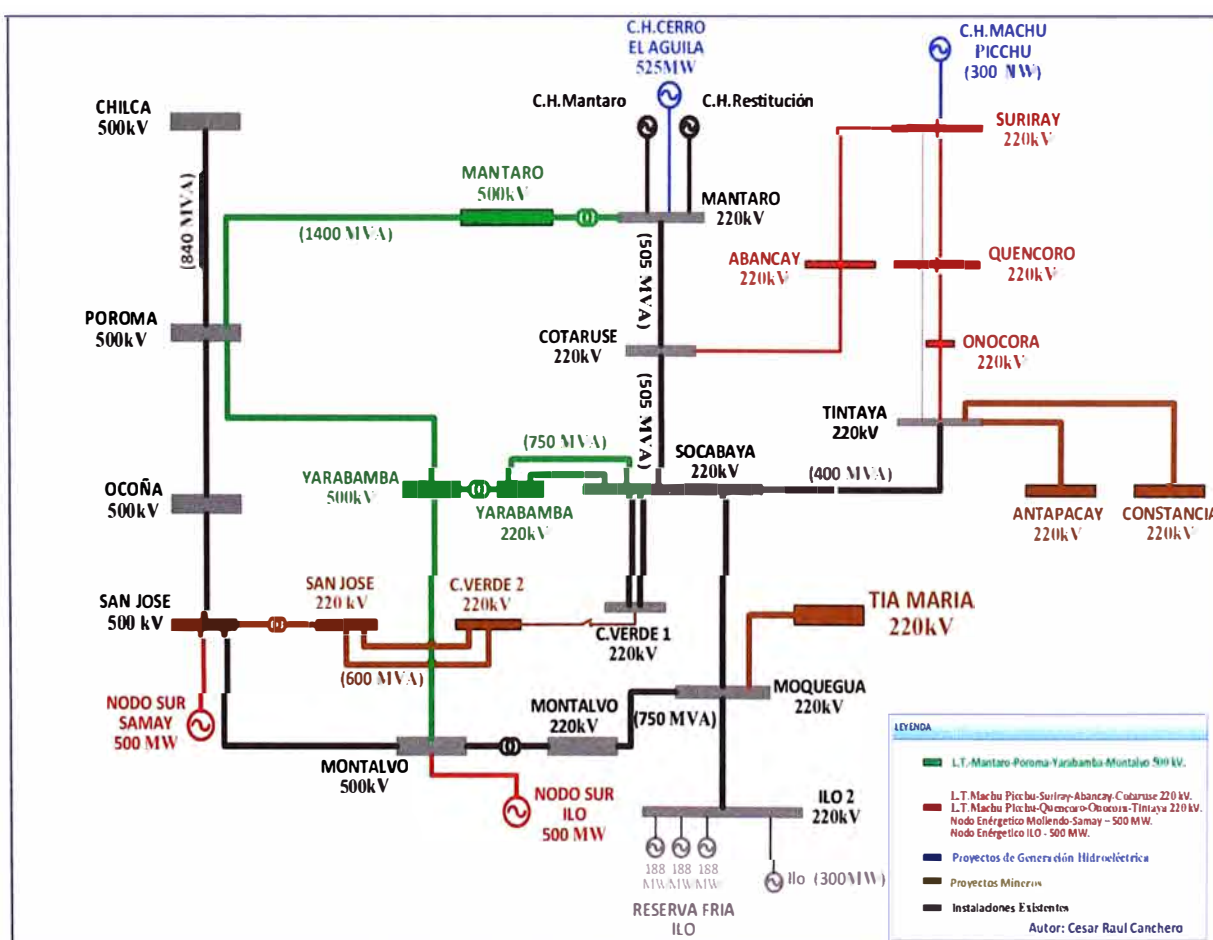


Fig.3.5 Diagrama Esquemático Área Sur al 2018 (Fuente: elaboración propia).

3.1.6 Consideraciones Adicionales para el Despacho Hidrotérmico

El Despacho Hidrotérmico, simulado para el desarrollo del Presente Informe considera semanas representativas de Estiaje y Avenida para el período de análisis. La demanda eléctrica fue proyectada considerando esta premisa; para el período de Avenida se consideró a Marzo como mes representativo y para el período hidrológico de Estiaje se consideró a Setiembre como mes representativo.

a. Consideraciones de la Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda anual, se realizó utilizando la misma metodología propuesta en la Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024, elaborado por el COES. La proyección de la demanda por Áreas (Norte, Centro y Sur) se desarrolló considerando los datos históricos contenidos en los Informes de Operación Semanal, elaborado por el Operador del Sistema Eléctrico (COES). Los Factores de Carga fueron obtenidos a partir de los datos históricos de potencia y energía (años 2000 al 2014).

TABLA N° 3.12 Factores de Carga del SEIN (Fuente referencia [8]).

Meses	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ene	0.76	0.78	0.80	0.81	0.82	0.84	0.84	0.84	0.82	0.83	0.84	0.85	0.85	0.84	0.84
Feb	0.80	0.79	0.80	0.82	0.86	0.85	0.86	0.84	0.87	0.84	0.84	0.86	0.88	0.85	0.86
Mar	0.78	0.79	0.80	0.81	0.83	0.83	0.84	0.84	0.83	0.83	0.84	0.85	0.84	0.84	0.85
Abr	0.76	0.76	0.80	0.81	0.82	0.83	0.82	0.81	0.84	0.81	0.83	0.84	0.83	0.84	0.84
May	0.77	0.78	0.79	0.80	0.83	0.82	0.83	0.82	0.82	0.82	0.83	0.85	0.83	0.84	0.84
Jun	0.76	0.78	0.78	0.81	0.83	0.83	0.84	0.83	0.83	0.82	0.83	0.84	0.84	0.84	
Jul	0.77	0.78	0.78	0.81	0.84	0.80	0.83	0.83	0.82	0.81	0.83	0.84	0.83	0.85	
Ago	0.79	0.79	0.79	0.81	0.84	0.83	0.84	0.83	0.83	0.83	0.84	0.86	0.85	0.85	
Set	0.77	0.79	0.80	0.82	0.85	0.83	0.84	0.82	0.84	0.85	0.84	0.84	0.84	0.85	
Oct	0.78	0.79	0.81	0.82	0.83	0.83	0.84	0.83	0.84	0.84	0.84	0.85	0.84	0.85	
Nov	0.78	0.79	0.80	0.82	0.84	0.84	0.84	0.82	0.82	0.83	0.85	0.84	0.85	0.84	
Dic	0.78	0.78	0.79	0.81	0.83	0.83	0.83	0.82	0.80	0.83	0.84	0.84	0.83	0.83	
Anual	0.67	0.75	0.77	0.80	0.80	0.79	0.79	0.78	0.80	0.79	0.81	0.81	0.81	0.81	0.84

b. Consideraciones Hidrológicas

Los caudales fueron estimados considerando los períodos hidrológicos históricos de avenida y estiaje; también se consideró los caudales utilizados en la elaboración de la Fijación de los Precios en Barra Período Mayo 2014-Abril 2015, desarrollado por el OSINERGMIN.

El Período Hidrológico de Estiaje comprende los siguientes meses: Diciembre, Enero, Febrero, Marzo, Abril y Mayo.

El Período Hidrológico de Avenida comprende los siguientes meses: Junio, Julio, Agosto, Setiembre, Octubre y Noviembre.

c. Costos Variables

Los Costos Variables de las unidades térmicas, fueron tomados de los Programas Semanales de Operación (Agosto 2014).

e. Centrales de Generación Renovable

Las Centrales Generación Renovable adjudicadas en la Segunda y la Tercera Subasta, elaborada por el OSINERGMIN, han sido consideradas restando estas últimas a la demanda global de energía eléctrica del SEIN.

f. Capacidad de Transmisión Eléctrica de los Enlaces Centro-Sur

Línea de Mantaro-Cotaruse-Socabaya de 220 kV : 505 MVA.

Línea de Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo de 500 kV : 840 MVA.

Línea de Mantaro- Poroma –Yarabamba-Montalvo de 500 kV: 1400 MVA.

3.2 Planteamiento del Caso Base con Sensibilidad

Considerando las premisas y los datos establecidos para la elaboración del Caso Base, resulta necesario analizar las sensibilidades a lo largo del Período de Estudio. La principal sensibilidad está relacionada directamente con la limitación de la capacidad de transmisión del Enlace Centro Sur.

La vigente resolución N°010-2014, establece los límites de operación para los Enlaces de Interconexión Centro-Sur; considerando la integración al Sistema Interconectado de la Línea de 500kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo con compensación serie, el cual entro en vigencia en el mes de Junio del 2014.

Tabla N° 3.13 Limite de Transmisión Enlace Centro-Sur (Fuente referencia: [17]).

OPERACIÓN DE LOS ENLACES DE INTERCONEXIÓN	BLOQUE HORARIO		
	08:00-17:00	17:00-23:00	23:00-08:00
Los dos circuitos de 220 KV y la L.T. de 500 KV E/S	700 MW	700 MW	750 MW
Un circuito del enlace de 220 KV Mantaro-Cotaruse-Socabaya F/S	650 MW	650 MW	650 MW
La línea de 500 KV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo F/S	460 MW	460 MW	460 MW
Los dos circuitos del enlace de 220 KV Mantaro-Cotaruse-Socabaya F/S	400 MW	450 MW	360 MW
E/S:en servicio			
F/S:fuera de servicio			

El presente informe, simula la operación del Sistema Eléctrico Peruano considerando como principal sensibilidad, la limitación del enlace Transmisión Eléctrica Centro-Sur. Las

premisas tomadas para representar esta sensibilidad fueron:

Año 2016: Enlace de Centro Sur (Línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse y Línea de 500 kV Poroma-Ocoña) limitado a 800 MVA.

Año 2017: Enlace de Centro Sur (Línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse, Línea de 500 kV Chilca-Ocoña y Línea de 500 kV Mantaro-Poroma) limitado a 1100 MVA.

Año 2018: Enlace de Centro Sur (Línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse, Línea de 500 kV Chilca-Ocoña y Línea de 500 kV Mantaro-Poroma) limitado a 1100 MVA.

3.3 Planteamiento de las Propuestas de Valor

Con el fin de mitigar los sobrecostos de energía eléctrica incurridos para satisfacer de manera segura, continúa, eficiente y confiable la demanda de los futuros proyectos mineros e industriales en el Área Sur del Perú, resulta importante plantear propuestas de valor que mitiguen estos sobrecostos. Estas propuestas de valor están relacionadas directamente a proyectos de infraestructura de generación.

El presente informe desarrolla tres importantes propuestas de valor:

Estiaje 2017: Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW.

Estiaje 2017: Instalación de Planta de Regasificación bidireccional, que permita instalar la Central Térmica Planta Ilo de 350 MW, ubicada en el Puerto de Ilo.

Estiaje 2018: Instalación de la Central Térmica de Quillabamba de 200 MW, para que sea factible esta alternativa se debe adelantar la construcción del primer y segundo tramo del Gaseoducto Sur Peruano.

3.3.1 Primera Propuesta: Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW.

De acuerdo al contrato suscrito entre el Estado Peruano y Contugas (Empresa de Distribución de Gas Natural para las localidades de Marcona, Nazca, Ica, Pisco y Chincha), para la construcción de Gaseoducto de Ica firmado en el año 2009. Se tenían los siguientes objetivos:

- Construir una red de distribución para suministrar gas natural a 50,000 usuarios residenciales, comerciales y vehiculares dentro del área de concesión de Contugas.

- Instalar una infraestructura de 1000 km (redes de acero y polietileno) que asegure el suministro de gas natural.

Actualmente solo se utiliza el 2% de la capacidad instalada del Gaseoducto de Ica; se prevé al año 2020 se utilizara 20% de su capacidad. Ello ocasionado por la falta de desarrollo de la industria petroquímica. Esta ineficiencia en la capacidad instalada puede ser revertida, con la instalación de centrales térmicas que utilicen gas natural. Es importante precisar que este gaseoducto utiliza gas natural proveniente del yacimiento de Camisea ubicado en el departamento de Cuzco.

La Central Térmica Poroma, evacua la energía producida a través de la subestación

Poroma 500kV, el inicio de operación comercial está previsto para el periodo de Estiaje 2017. El Costo Variable asociado al despacho de la Central Térmica Poroma asciende a 19.013 \$/MWh.

En conclusión, la instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW es factible dada la existencia de combustible eficiente (gas de camisea). La central Térmica Poroma, estará ubicada en la localidad de Marcona, departamento de Ica, provincia de Nazca.

3.3.2 Segunda Propuesta: Instalación de la Central Térmica Planta Ilo de 350 MW.

Con el fin de incrementar la seguridad y continuidad del suministro de energía eléctrica en el Área Sur del Perú, resulta necesario contar con una planta bidireccional (regasificación y licuefacción). Esta planta estará ubicada en el Puerto de Ilo y suministrara gas natural a la Central Térmica Planta Ilo de 350 MW. La peculiaridad de esta planta es el aprovechamiento del recurso energético, dada la coyuntura nacional e internacional; dicha planta podrá importar o exportar gas natural dependiendo del precio que fije el mercado internacional. Ello permitirá contar con una matriz energética robusta y sostenible en el tiempo, preservando el gas natural proveniente de camisea.

La Central Térmica Planta Ilo de 350 MW, evacua la energía producida a través de la subestación Montalvo 500kV, el inicio de operación comercial está previsto para el periodo de Estiaje 2017. El Costo Variable asociado al despacho de la Central Térmica Poroma asciende a 39.170 \$/MWh.

3.3.3 Tercera Propuesta: Instalación de la Central Térmica de Quillabamba de 200 MW.

El Proyecto Gaseoducto Sur Peruano, será desarrollado por el Consorcio formado por las empresas Odebrecht y Enegas, la inversión de asciende a 7, 328, 654,011.00 US\$. La construcción de dicha infraestructura se desarrollara en tres etapas. La primera y segunda etapa está asociada a la construcción del tramo Camisea-Quillabamba. Esto representa una oportunidad para operar la Central Térmica Quillabamba con gas natural (combustible económicamente eficiente).

La Central Térmica Quillabamba de 200 MW, evacua la energía producida a través de la subestación Suriray 220kV, el inicio de operación comercial está previsto para el periodo de Avenida 2018. El Costo Variable asociado al despacho de la Central Térmica Quillabamba asciende a 33.850 \$/MWh.

La Tabla N° 3.14, muestra los parámetros más resaltantes utilizados en el presente informe para modelar las Propuestas de Valor de generación eléctrica.

Para la elaboración del presente informe las Propuestas de Valor fueron desarrolladas considerando las similitudes operativas respecto a centrales termoeléctricas existentes.

TABLA N° 3.14 Parámetros utilizados para las Propuestas de Valor (Fuente: elaboración propia).

Opciones de Generación	Generación Maxima (MW)	Barra de Conexión	Ingreso Operación Comercial	Combustible	Costo Var. Comb (\$/MWh)	Costo. Var. No Comb (\$/MWh)
Central Térmica Poroma	300	Poroma 500kV	Avenida 2017	Gas Natural-Camisea	15.668	3.345
Central Térmica Planta Ilo	350	Montalvo 500kV	Estiaje 2017	Gas Natural	35.825	3.345
Central Térmica Quillabamba	200	Suriray 220kV	Avenida 2018	Gas Natural-Camisea	29.850	4.000

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se tocan los siguientes cuatro ítems: Resultados del Caso Base, Resultados del Caso Base con sensibilidad en el enlace de Transmisión Centro-Sur, Resultado de la aplicación de las Propuestas de Valor y Costos Totales de Operación.

4.1 Resultados del Caso Base

Los resultados de la operación de la infraestructura de generación y transmisión eléctrica, muestran incrementos de los Costos Marginales para el Periodo comprendido entre los años 2016 al 2018.

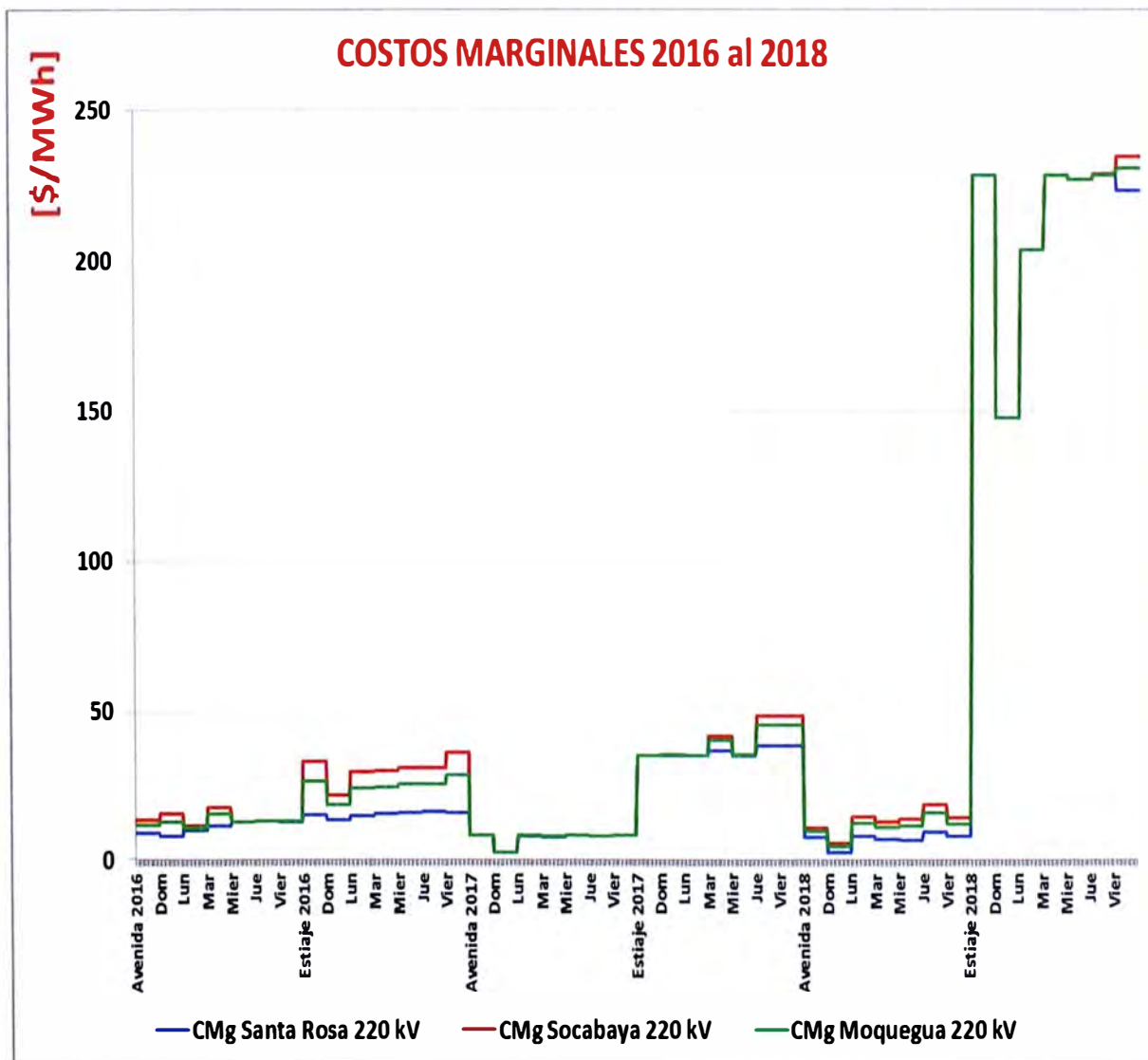


Fig.4.1 Costos Marginales - Periodo 2016 al 2018 (Fuente: elaboración propia).

Este incremento en el costo de la energía eléctrica, se debe principalmente a las situaciones de congestión de la Línea de Transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya de 220 kV; así como de la operación de centrales térmicas que utilizan combustible Diésel B5, las cuales son económicamente ineficientes y están localizadas en el Área Norte y Sur del Perú.

4.1.1 Análisis de Resultados-Caso Base

Tomando en consideración los Costos Marginales calculados para el período 2016 al 2018, correspondientes a las barras: Santa Rosa 220 kV, Socabaya 220 kV y Moquegua 220 kV, se precisa lo siguiente:

Año 2016: Los costos marginales tanto para el Período Hidrológico de Avenida y Estiaje, alcanzan un valor promedio de 30 \$/MWh. En el Período Estiaje se presenta situaciones de congestión en el Enlace de Transmisión Mantaro-Socabaya; sin embargo los costos marginales son bajos.

Año 2017: En el Período de Avenida 2017, se observan costos marginales bajos, ello motivado por la entrada en Operación Comercial de la Central Hidroeléctrica Cerro el Águila (525 MW); así como la integración al Sistema de Transmisión Peruano de la Línea de Transmisión de 500 kV Mantaro-Poroma-Yarabamba-Montalvo. En el Período de Estiaje 2017, los costos marginales alcanzan un valor promedio de 50 \$/MWh, se presentan leves situaciones de congestión.

Año 2018: En el Período de Avenida 2018, se observan costos marginales bajos; además, se presentan leves situaciones de congestión. En el Período de Estiaje 2018, no se presentan situaciones de congestión en los enlaces de transmisión Centro-Sur (Línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse, Línea de 500 kV Chilca-Ocoña y Línea de 500 kV Mantaro-Poroma); pero el costo marginal promedio alcanza un valor de 230 \$/MWh; situación que afecta considerablemente a la competitividad energética que tiene actualmente el Perú en la región.

4.1.2 Operación de la Reserva Fría-Caso Base

Durante el Período Hidrológico de Avenida 2018, la Reserva Fría operara de manera esporádica solo en las Horas de Punta (HP).

Durante el Período Hidrológico de Estiaje 2018, se observa que la Reserva Fría opera en horas Fuera de Punta con una generación promedio de 193 MW (Reserva Fría Sur: 168 MW, Reserva Fría Centro-Norte: 25), ello ocasiona que el costo de la energía eléctrica se incremente drásticamente.

Durante las Horas de Punta (HP) la Reserva Fría despacha en promedio 356 MW (Reserva Fría Sur: 331 MW, Reserva Fría Centro-Norte: 25 MW).

La Figura 4.2, muestra el despacho de la Reserva Fría instalada en el SEIN; se aprecia que en las horas fuera de punta esta despacha 193 MW; mientras que en las horas de punta despacha 356 MW.



Fig.4.2 Operación Reserva Fria-Período 2016 al 2018 (Fuente: elaboración propia).

4.2 Resultados del Caso Base -Enlace de Transmisión Centro-Sur Limitado

La limitación a la capacidad de transmisión del enlace Centro-Sur (Línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse, Línea de 500 kV Chilca-Ocoña y Línea de 500 kV Mantaro-Poroma), ocasiona el incremento de los costos marginales en el Área Sur del Perú. Cabe precisar que la capacidad instalada del Enlace Centro Sur está en el orden de los 2800 MVA; resulta necesario analizar esta limitación con el fin de incrementar eficiencia de la capacidad instalada de dicho enlace.

Para el año 2016, se simuló la operación del Sistema Eléctrico Peruano considerando 800 MW como límite de transmisión para el Enlace Centro Sur.

Para el año 2017, se simuló la operación del Sistema Eléctrico Peruano considerando 1100 MW como límite de transmisión para el Enlace Centro Sur. El incremento al límite de transmisión obedece a la integración de la Línea de 500 kV Mantaro-Poroma-Yarabamba-Montalvo al SEIN.

En la figura 4.3, se aprecia gran diferencia entre los costos marginales de las barras de Santa Rosa 220 kV y Socabaya 220 kV. Esta diferencia se debe a situaciones de congestión permanente del enlace de transmisión Centro Sur; así como de la operación de centrales térmicas a Diésel B5.

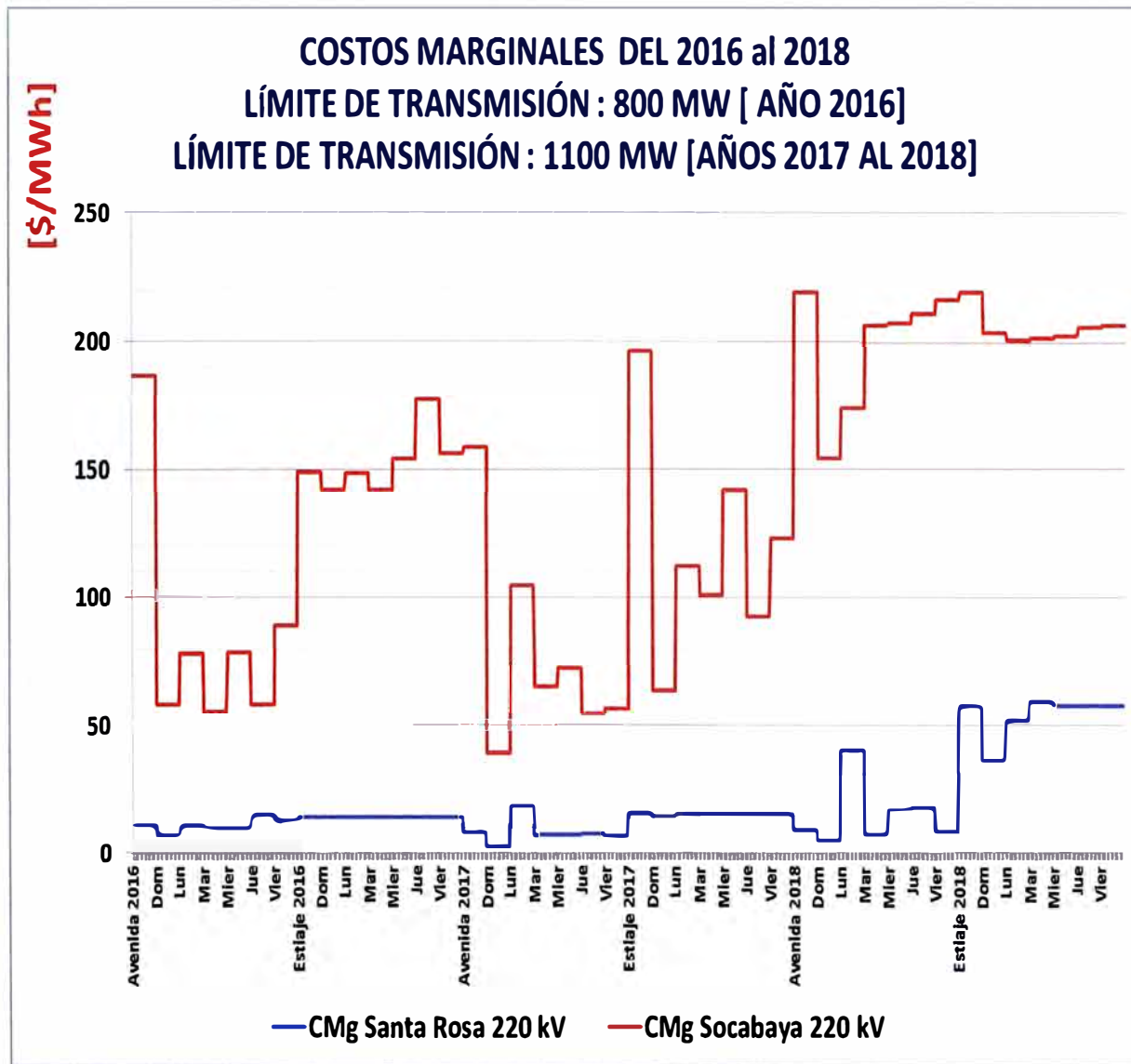


Fig.4.3 Costos Marginales-Enlace Centro Sur Limitado (Fuente: elaboración propia).

4.2.1 Análisis de Resultados-Enlace de Transmisión Centro-Sur Limitado

Tomando en consideración los Costos Marginales calculados para el período 2016 al 2018, correspondientes a las barras: Santa Rosa 220 kV y Socabaya 220 kV, se precisa lo siguiente:

Año 2016: Para los periodos de Avenida y Estiaje 2016, los costos marginales alcanzan valores promedio de 80 \$/MWh y 150 \$/MWh respectivamente. Este incremento en los costos marginales promedio es ocasionado por situaciones de congestión en el Enlace de Transmisión Centro-Sur.

Año 2017: En el Período de Avenida 2017, se observan costos marginales

promedios de 60 \$/MWh, esta disminución es motivada por la entrada en Operación Comercial de la Central Hidroeléctrica Cerro el Águila (525 MW); así como la integración al Sistema de Transmisión Peruano de la Línea de Transmisión de 500 kV Mantaro-Poroma-Yarabamba-Montalvo. En el Periodo de Estiaje 2017, los costos marginales alcanzan un valor promedio de 120 \$/MWh. En ambos periodos hidrológicos se presenta situaciones de congestión en el Enlace de Transmisión Centro-Sur.

Año 2018: Para los periodos de Avenida y Estiaje 2018, los costos marginales alcanza valores promedios de 210 \$/MWh. El incremento drástico de los costos marginales es ocasionado por situaciones de congestión en el Enlace de Transmisión Centro-Sur; así como la operación de centrales térmica que utilizan Diésel B5.

4.3 Modelamiento de las Propuestas de Valor

Luego de analizar los resultados de la operación del Sistema Eléctrico Peruano, se aprecia que los costos de la energía eléctrica se incrementa drásticamente afectando a todos los usuarios del sistema Eléctrico Peruano, en especial a los Grandes Usuarios como son las empresas mineras ubicadas en el sur del Perú, ello devengará en el incremento de los costos operativos y ocasionará disminución en la utilidad neta; así como una menor recaudación para el Estado Peruano.

Tomando como premisas los resultados de la operación del Sistema Eléctrico Peruano para el período 2016 al 2018, resulta necesario e indispensable el planteamiento de Propuestas de Valor que eliminen o mitiguen estos altos costos de energía eléctrica en el corto y mediano plazo. El incremento del precio de la energía eléctrica está ligado a la congestión de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse - Socabaya de 220 kV y a la operación de plantas térmicas económicamente ineficientes denominadas Centrales de Reserva Fría.

Con el fin de mitigar los elevados costos de energía incurridos para satisfacer la demanda de los proyectos en el Área Sur del Perú, el presente informe plantea las siguientes propuestas de valor:

Estiaje 2017: Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW.

Avenida 2018: Instalación de la Central Térmica de Quillabamba de 200 MW, para que sea factible esta alternativa se debe adelantar la construcción del primer y segundo tramo del Gaseoducto Sur Peruano.

Estiaje 2017: Instalación de Planta de gas bidireccional y Central Térmica Planta Ilo de 350 MW, ubicada en el Puerto de Ilo.

Cabe precisar que el valor de estas propuestas radica en el Costo de Oportunidad

que estas tienen. El Costo de Oportunidad es aquel que relaciona el costo incurrido para la construcción, operación y mantenimiento de estos proyectos respecto al ahorro sistémico que cada uno de ellos otorga.

4.3.1 Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW

Con el fin de mitigar los altos costos de energía eléctrica incurridos para satisfacer los proyectos de demanda durante el período de análisis, el presente informe propone la instalación de una Central Térmica denominada “Central Térmica Poroma 300 MW”. Es importante precisar que en la actualidad se viene realizando una ampliación en el ducto que llega desde Camisea hasta Marcona, esta ampliación permitirá suministrar hasta 600 MW de energía eficiente para el Área Sur del Perú. La Central Térmica Poroma de 300 MW utilizara gas natural proveniente de Camisea.

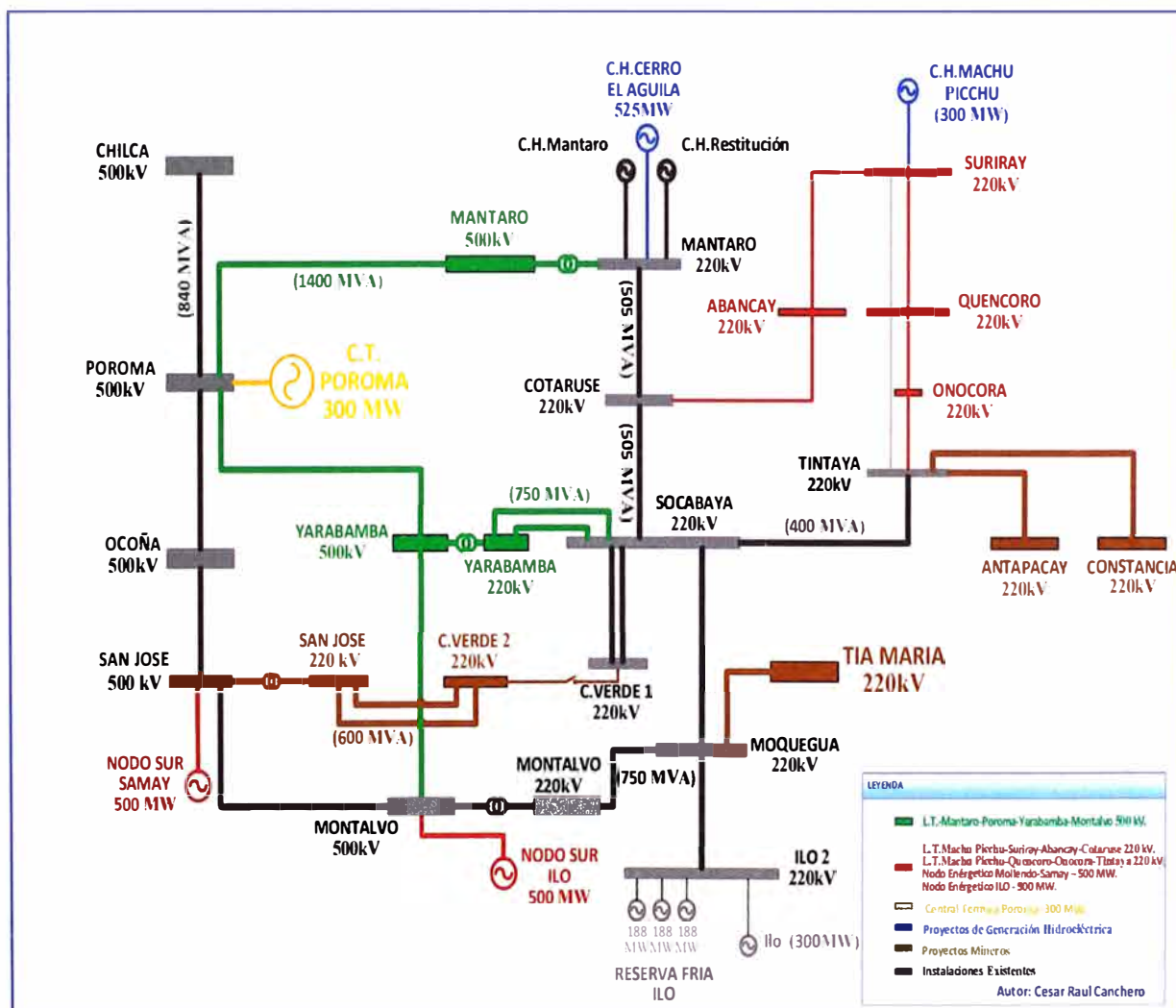


Fig.4.4 Diagrama representativo con C.T. Poroma (Fuente: elaboración propia).

4.3.2 Resultado de la Instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW

La instalación de la Central Térmica Poroma permite la reducción significativa de los costos marginales; así como desplaza a las Plantas de Reserva Fría ubicadas en el Sur del Perú.

Una de las principales fortalezas de esta Primera Propuesta de Valor radica en la disponibilidad de suministro de gas natural producto de la puesta en Servicio del Gaseoducto de Ica. El desarrollo de este proyecto fue firmado en el año 2009 entre el Estado Peruano y la empresa concesionaria CONTUGAS (Empresa de Distribución de Gas Natural para las localidades de Marcona, Nazca, Ica, Pisco y Chincha). La entrada en operación de este proyecto de infraestructura de generación eléctrica permitirá afianzar la disponibilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.

En la Figura 4.5, se aprecia para el Periodo Hidrológico de Estiaje 2018, reducción de los Costos Marginales pasando de 230 \$/MWh (Caso Base) a 73 \$/MWh. El presente informe señala como fecha de puesta en servicio el año 2017; sin embargo al existir el recurso energético (Gas de Camisea) y teniendo limitada la capacidad del Enlace de Transmisión Centro-Sur, resulta necesario adelantar la puesta en servicio de esta central en el menor lapso.

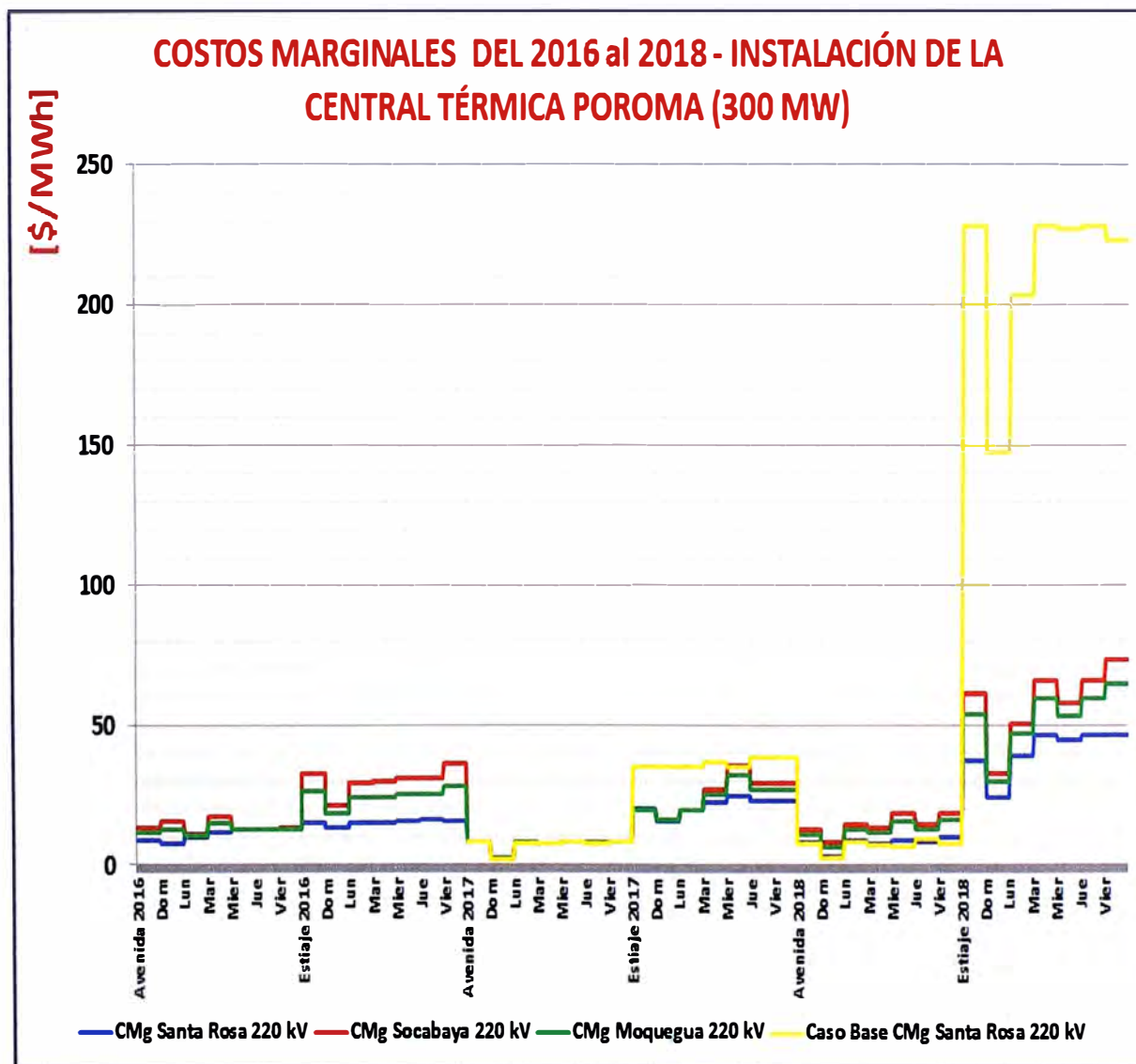


Fig.4.5 Costo Marginales con C.T. Poroma de 300MW (Fuente: elaboración propia).

○ **Operación de la Reserva Fría considerando instalación de la Central Térmica Poroma de 300 MW.**

Durante el Período Hidrológico de Avenida 2018, la Central Térmica Poroma despacha 185 MW solo en las horas de punta.

Durante el Período Hidrológico de Estiaje 2018, la Central Térmica Poroma despacha 300 MW. Además reduce el despacho de la Reserva Fría pasando de 356 MW (Caso Base) a 116MW en horas de punta; así como de 193 MW (Caso Base) a 0 MW en horas fuera de punta.

Tomando en consideración los resultados mostrados en la Figura 4.6, se aprecia el desplazamiento de la operación de las plantas de Reserva Fría. En el Periodo de Avenida 2018 (Hora de Punta y Hora Fuera de Punta), la Reserva Fría es desplazada completamente debido a la operación de la Central Térmica Poroma de 300 MW.

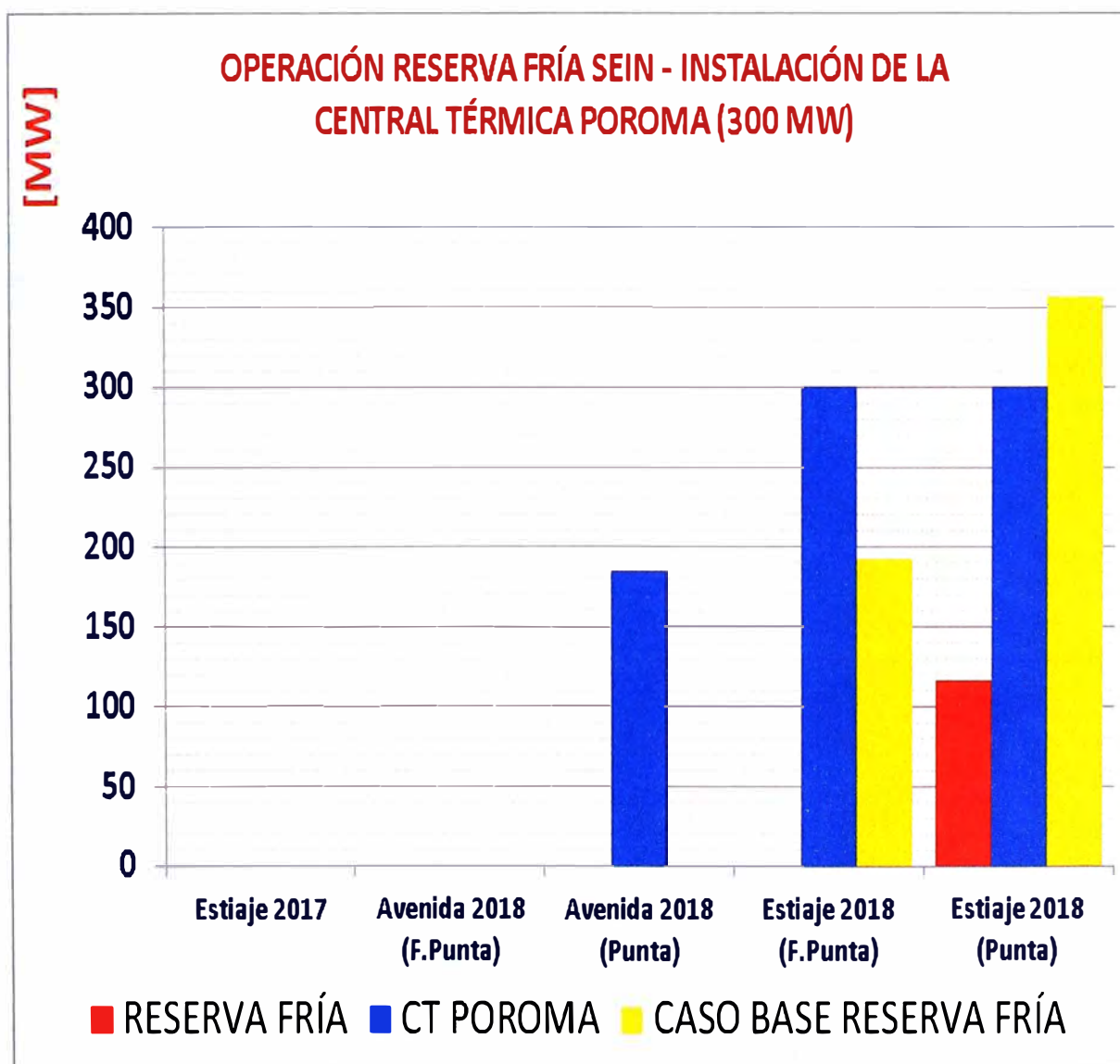
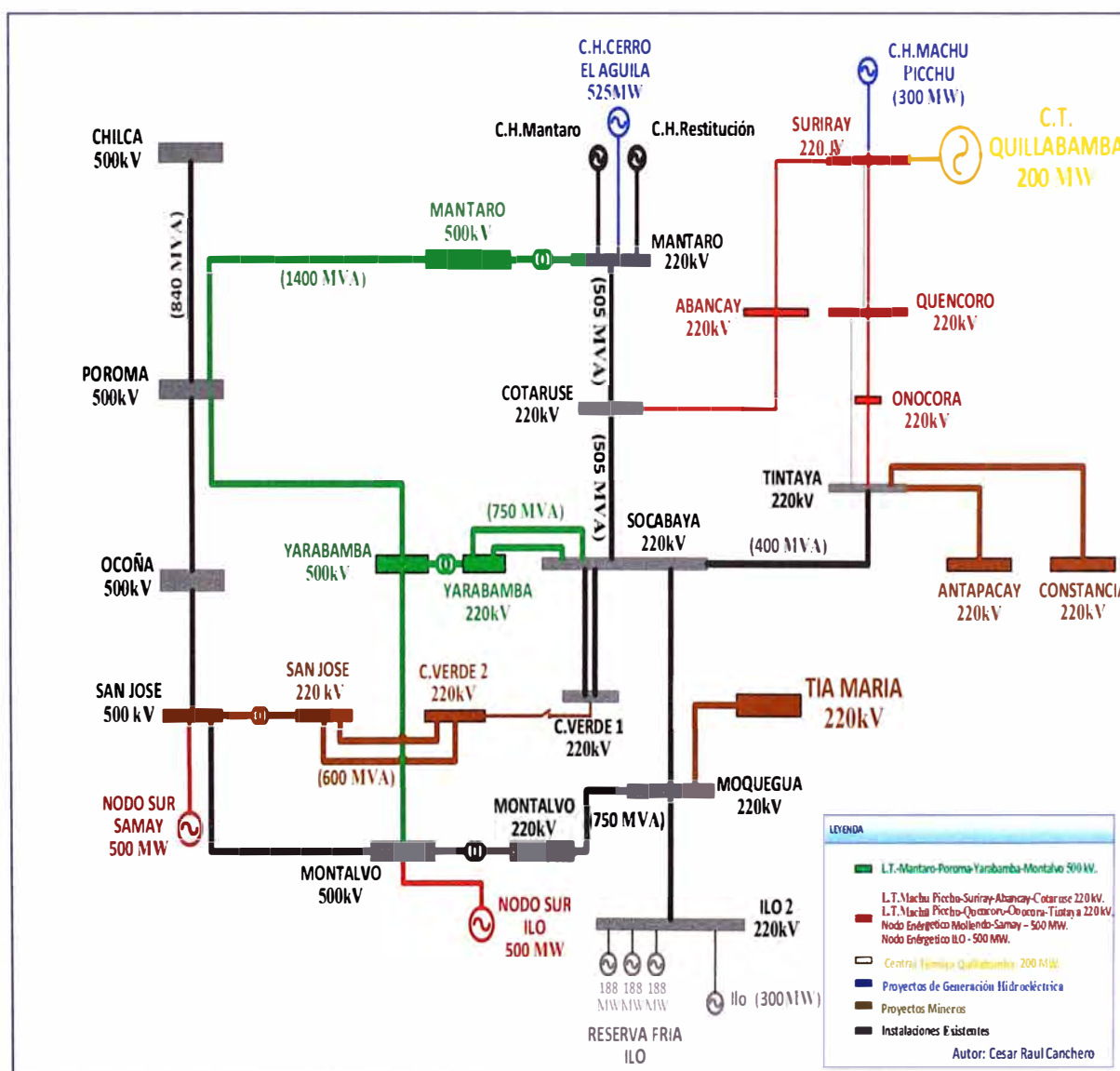


Fig.4.6 Operación Reserva Fría considerando la CT Poroma de 300 MW - Período 2017 al 2018 (Fuente: elaboración propia).

La Figura 4.6, muestra la implicancia del despacho de la Central Térmica Poroma respecto a la operación de la Reserva Fria. La barra de color rojo representa el despacho de la Reserva Fria considerando la operación de la nueva Central Térmica Poroma de 300 MW; mientras que la barra de color amarillo representa la operación de la Reserva Fria determinada en el Caso Base.

4.3.3 Instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW

Con el fin de mitigar los sobrecostos de energía incurridos para satisfacer la demanda eléctrica de los nuevos proyectos o ampliaciones, se plantea como Segunda Propuesta de Valor, la instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW. El presente informe recomienda adelantar el primer y segundo tramo del Gaseoducto Sur Peruano. Esto permitirá operar a la Central Térmica de Quillabamba con gas natural proveniente de Camisea (combustible económicamente eficiente).



4.3.4 Resultado de la Instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW

La instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW, reduce los costos marginales; además desplaza generación económicamente ineficiente en el Área Sur del Perú.

Para el Período Hidrológico de Estiaje 2018, se aprecia reducción de los costos marginales pasando de 230 \$/MWh (Caso Base) a 170 \$/MWh.

Esta propuesta de valor está estrechamente ligada al adelanto del primer tramo del Gaseoducto Sur Peruano, el cual tiene previsto iniciar operaciones a partir del Segundo Semestre del año 2019.

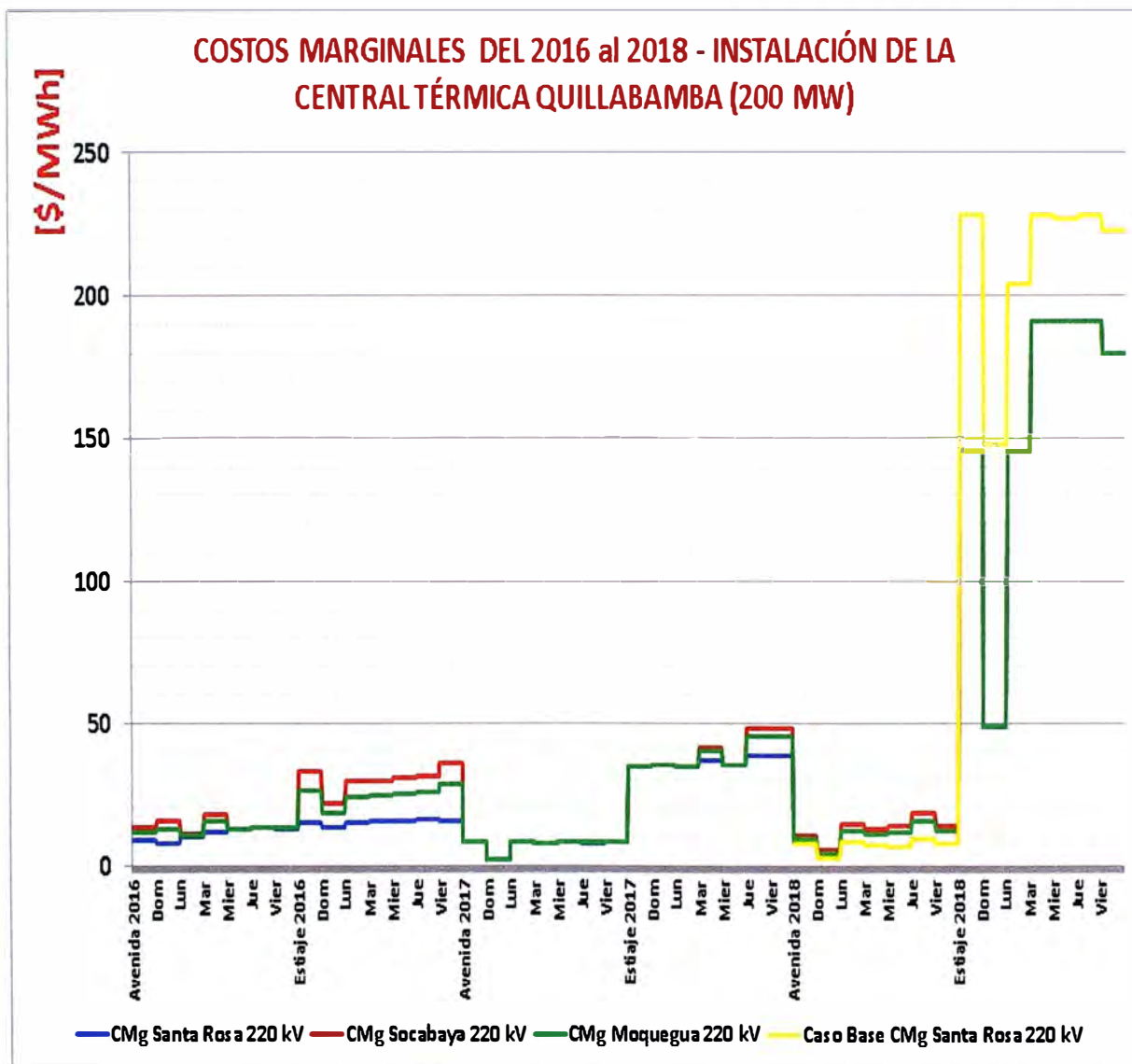


Fig.4.8 Costos Marginales con C.T. Quillabamba de 200 MW (Fuente: elaboración propia).

La Figura 4.8, muestra la evolución de los Costos Marginales luego de la instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW respecto al Caso Base elaborado en el presente informe.

○ **Operación de la Reserva Fría considerando instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW.**

Durante el Período Hidrológico de Estiaje 2018, la Central Térmica Quillabamba despacha 200 MW. Además reduce completamente el despacho de la Reserva Fría.

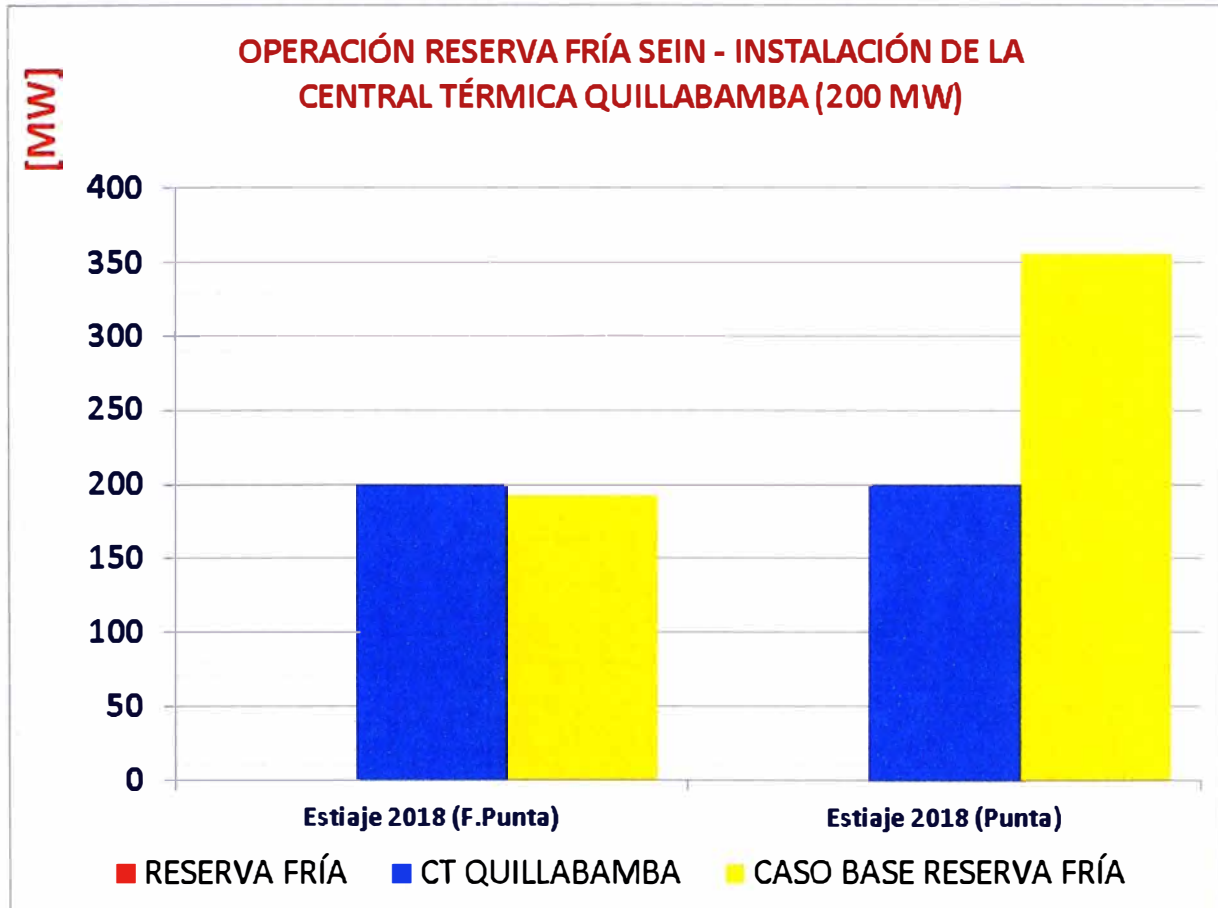


Fig. 4.9 Operación Reserva Fría con CT Quillabamba de 200 MW - Período 2018
(Fuente: elaboración propia).

La Figura 4.9, muestra la implicancia del despacho de la Central Térmica Quillabamba respecto a la operación de la Reserva Fría. La barra de color azul representa el despacho de la Central Térmica Quillabamba, la barra color rojo representa el despacho de la Reserva Fría considerando la operación de la nueva Central Térmica Quillabamba de 200 MW; mientras que la barra de color amarillo representa la operación de la Reserva Fría determinada en el Caso Base. Es importante resaltar que la operación la CT Quillabamba desplaza completamente a la reserva fría tanto en horas de punta como fuera de punta.

4.3.5 Instalación de la Central Térmica Planta ILO de 350 MW

La Tercera Propuesta de Valor del presente informe, recomienda instalar la Central Térmica Planta Ilo (ubicada en el Puerto de Ilo) de 350 MW. La operación de esta central térmica está ligada a la construcción de una planta de bidireccional (licuefacción y regasificación) ubicada en el Puerto de Ilo. Esta central incrementará la seguridad de

suministro de energía eléctrica para el Área Sur del Perú; así como aprovechará la coyuntura internacional de precios de gas natural para importar y procesar este hidrocarburo a través de sus unidades de regasificación o exportar a través de sus unidades de licuefacción.

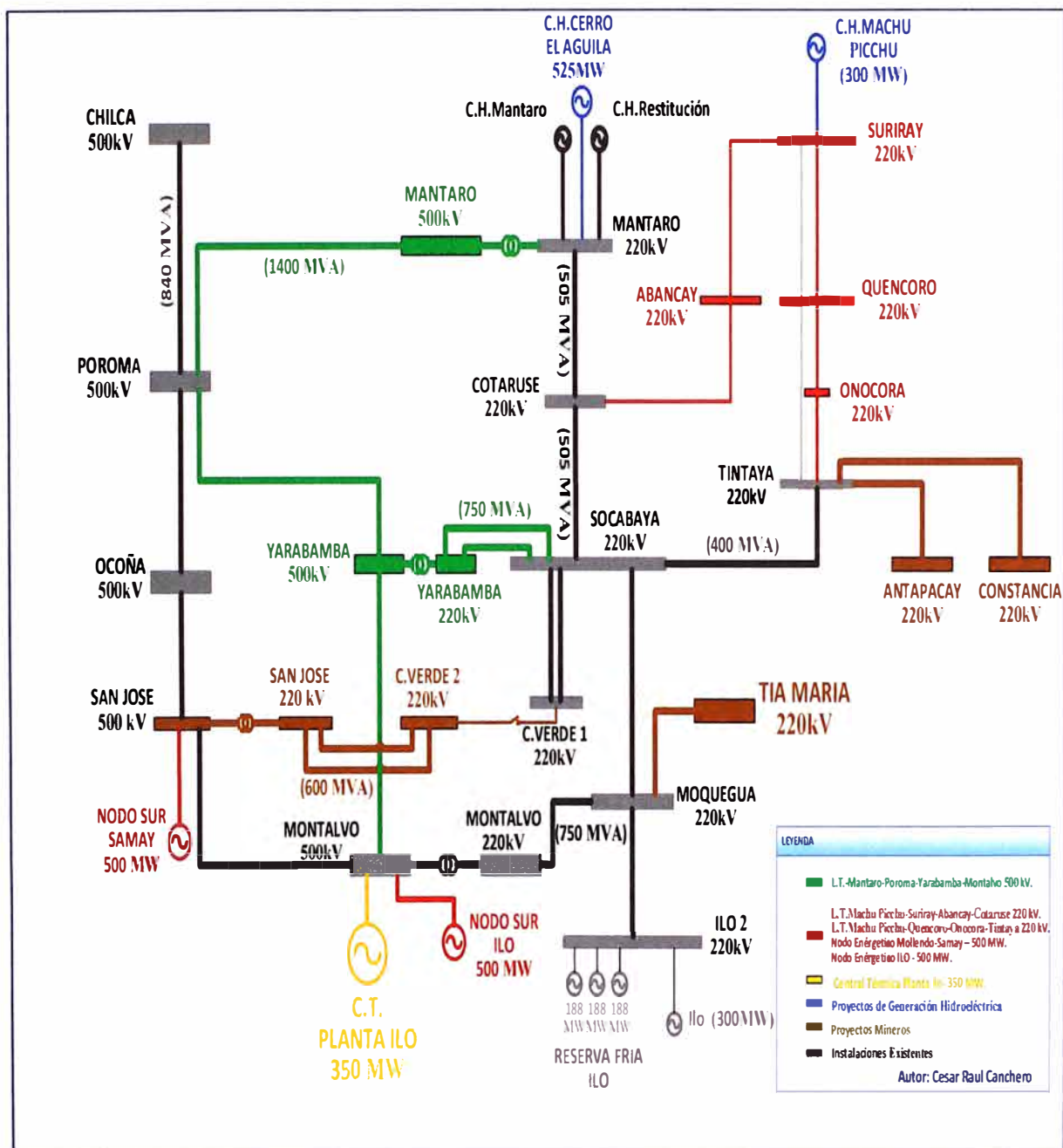


Fig. 4.10 Diagrama representativo del Área Sur con C.T. Planta Ilo de 350 MW (Fuente: elaboración propia).

4.3.6 Resultado de la Instalación de la Central Térmica Planta Ilo de 350 MW

La instalación de la Central Térmica Planta Ilo, mitiga los sobrecostos incurridos para satisfacer la demanda del Área Sur. Para el Período Hidrológico de Estiaje 2018, se aprecia reducción de los costos marginales pasando de 230 \$/MWh (Caso Base) a 70 \$/MWh.

La Figura 4.11, muestra la evolución de los Costos Marginales luego de la instalación de la Central Térmica Planta Ilo de 350 MW respecto al Caso Base elaborado en el presente informe.

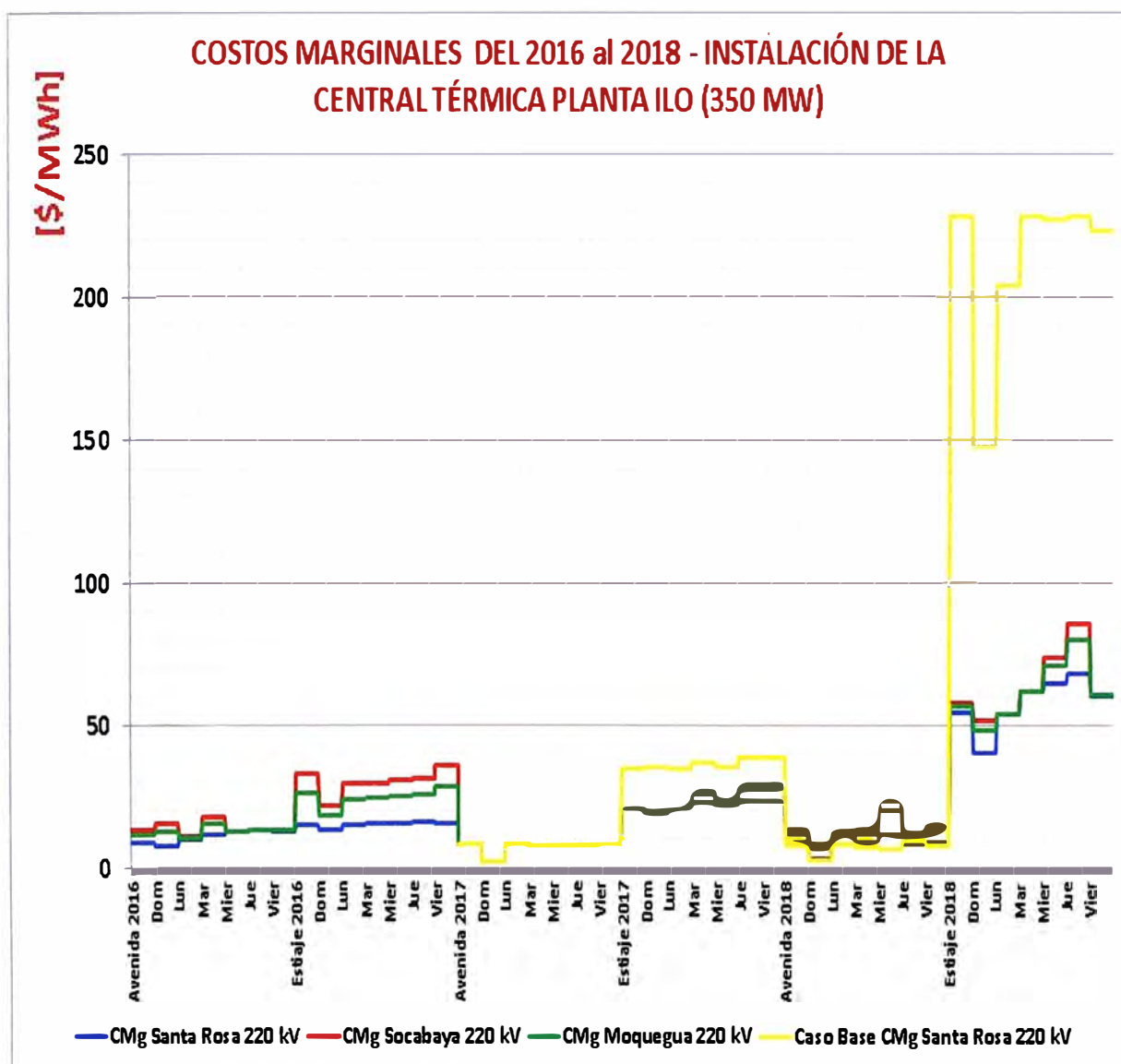


Fig. 4.11 Costos Marginales con C.T. Planta ILO de 350 MW (Fuente: elaboración propia).

o **Operación de la Reserva Fría considerando instalación de la Central Térmica Quillabamba de 200 MW.**

Para el Período Hidrológico de Avenida 2018, la Central Térmica Planta Ilo opera con 187 MW en horas de punta.

Para el Período Hidrológico de Estiaje 2018, la Central Térmica Planta Ilo opera (horas de punta y fuera de punta) con 350 MW.

La Figura 4.12, muestra la implicancia del despacho de la Central Térmica Planta Ilo respecto a la operación de la Reserva Fría. La barra de color azul representa el despacho de la Central Térmica Planta Ilo, la barra color rojo representa el despacho de la Reserva

Fría considerando la operación de la nueva Central Térmica Planta Ilo de 350 MW; mientras que la barra de color amarillo representa la operación de la Reserva Fría determinada en el Caso Base. Es importante resaltar que la operación la CT Planta Ilo desplaza completamente a la reserva fría tanto en horas de punta como fuera de punta, esto se debe a la operación de la Central Térmica Planta Ilo, la cual utiliza gas natural (combustible económicamente eficiente respecto al Diésel B5).

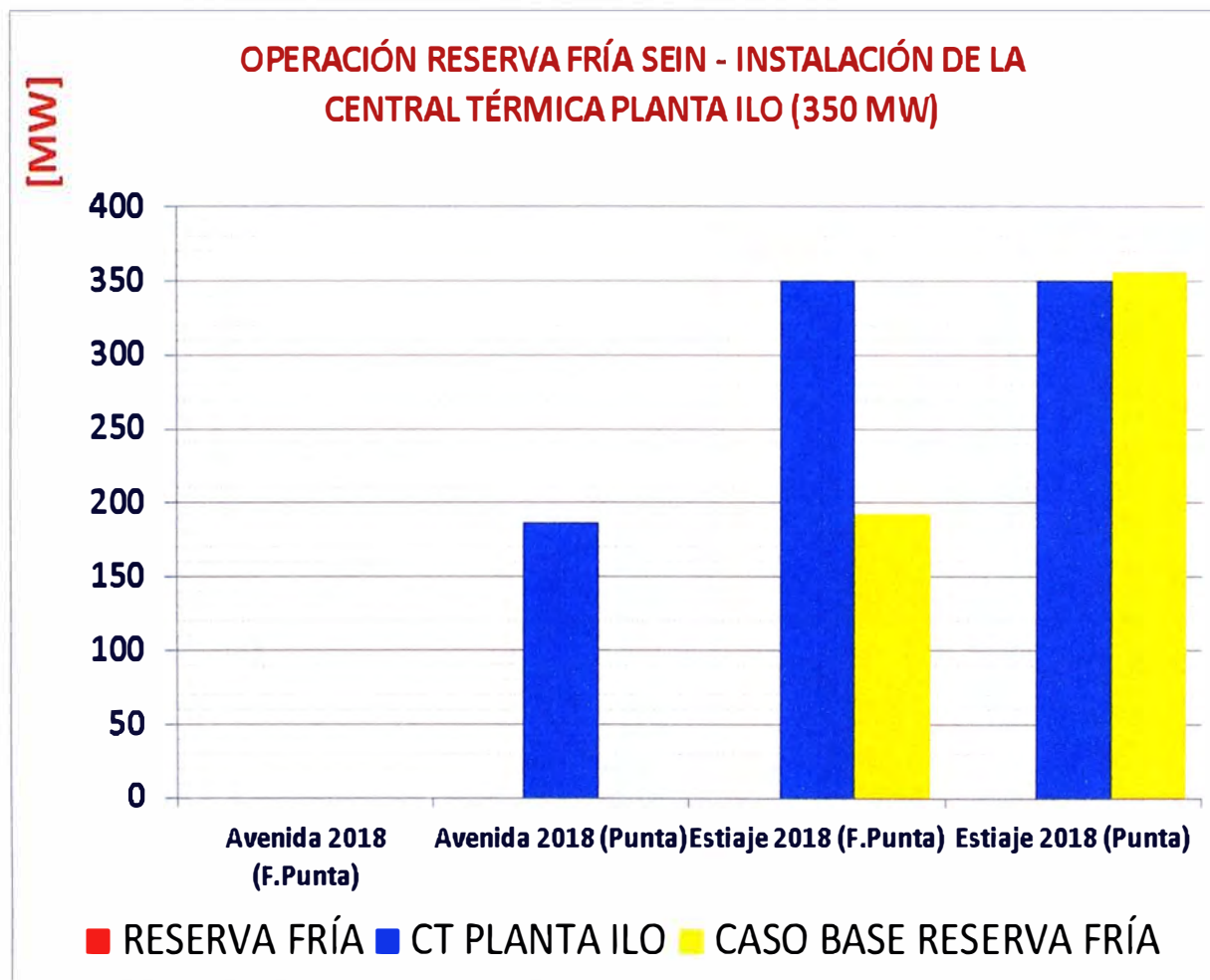


Fig.4.12 Operación Reserva Fría con la CT Planta Ilo de 350 MW - Periodo 2018

(Fuente: elaboración propia).

4.4 Costo Totales de Operación

La Tabla N° 4.1, resume los Costos Operativos incurridos por el parque generador para satisfacer la demanda de energía eléctrica para del SEIN durante el periodo comprendido entre los años 2016 al 2018. A continuación se resumen los resultados mostrados en la Tabla N° 4.1:

Para el periodo de Estiaje 2017, el costo operativo asociado al Caso Base asciende a 176, 000,000.00 USD\$. Con la presencia de la Central Térmica Poroma dicho costo operativo del Caso Base disminuye en 3, 000,000.00 USD\$. Por otra parte el costo operativo disminuye en 2, 000,000.00 USD\$ al instalar Central Térmica Planta Ilo.

Para el periodo de Avenida 2018, el costo operativo asociado al Caso Base asciende a 119, 000,000.00 USD\$. Con la presencia de la Central Térmica Poroma dicho costo operativo del Caso Base disminuye en 8, 000,000.00 USD\$. Por otra parte el costo operativo disminuye en 10, 000,000.00 USD\$ con la presencia de la Central Térmica Planta Ilo.

Para el periodo de Estiaje 2018, el costo operativo asociado al Caso Base asciende a 477, 000,000.00 USD\$. Con la presencia de la Central Térmica Poroma dicho costo operativo del Caso Base disminuye en 231, 000,000.00 USD\$. Por otra parte el costo operativo disminuye en 206, 000,000.00 USD\$ con la presencia de la Central Térmica Planta Ilo. Considerando la Tercera Propuesta de Valor, precisamos que el costo operativo asociado al Caso Base disminuye en 195, 000,000.00 USD\$.

TABLA N° 4.1 Costos Operativos (Fuente: elaboración propia).

Período	Costos Operativos (Millones USD\$)			
	CASO BASE	CT. POROMA 300 MW	CT. PLANTA ILO 350 MW	CT. QUILLABAMBA 200 MW
Avenida 2016	143	--	--	--
Estiaje 2016	150	--	--	--
Avenida 2017	103	--	--	--
Estiaje 2017	176	173	174	--
Avenida 2018	119	111	109	--
Estiaje 2018	477	246	271	282

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El suministro de energía de los proyectos mineros de talla mundial, ubicados en la zona sur de Perú, ocasionara el incremento del precio de la energía eléctrica para el período 2016 al 2018. Siendo el año 2018, muy crítico dado que los costos promedio energía eléctrica, alcanzaran valores de 230 \$/MWh.
2. En Estiaje 2018 la Reserva Fría, operara en horas de punta con 356 MW en promedio. La operación de estas plantas ocasiona sobre costos de energía dado que utilizan combustible Diésel B5 para operar; además estas por regulación deben contar con suministro de combustible garantizado.
3. Se debe revisar con mayor detalle la limitación al Enlace Centro Sur. Esta limitante incrementa la diferencia entre los costos marginales de las barras de Santa Rosa 220 kV y Socabaya 220 kV; esta creciente diferencia obedece a situaciones de congestión entre el Área Centro y el Área Sur.
4. Los sobre costos de energía incurridos para satisfacer la creciente demanda electrica en el Área Sur del Perú, serán compensados a través del Costos Adicional fijado por el OSINERGMIN, denominado CVOA-Cmg. Se debe tomar medidas necesarias para mitigar este Costo Adicional.
5. Los sobre costos de energía eléctrica pueden ser mitigados, con la instalación de la Central Térmica de Poroma (300MW), ubicada en Marcona. Esta central permite la disminución del costo de energía de 230 \$/MWh a 73 \$/MWh
6. La ubicación de la Central Térmica Poroma de 300MW, obedece a la ampliación del ducto de gas natural que llega desde Camisea, el cual estará culminado para el año 2015, teniendo como capacidad máxima de suministro hasta 600MW.
7. La instalación de la Central Térmica Poroma, es una importante propuesta de valor. Debe ser instalada y puesta en operación comercial dado que disminuirá los costos de la energía eléctrica en el Perú.
8. Se debe adelantar la construcción del Primer y Segundo Tramo del Gaseoducto Sur Peruano, ello permitirá operar la Central Térmica de Quillabamba utilizando gas

natural proveniente de Camisea.

9. Se debe instalar en el Puerto de Ilo una planta bidireccional (licuefacción y regasificación), que incremente la seguridad y eficiencia del suministro de energía eléctrica al Área Sur del Perú. Ello permitirá contar con el suministro necesario para instalar una central térmica de 350 MW en el Puerto de Ilo. En el presente informe esta central se denomina Central Térmica Planta Ilo; la operación de esta permite la disminución del costo de energía de 230 \$/MWh a 70 \$/MWh durante el Periodo Hidrológico de Estiaje 2018.
10. Las Propuestas de Valor, planteadas en el presente informe representan una oportunidad para mejorar la seguridad, continuidad y eficiencia del suministro de energía eléctrica al Sur del Perú. Estas propuestas mitigan los sobrecostos de energía eléctrica incurridos para satisfacer los proyectos de demanda para el periodo de análisis; así como desplazan generación económicamente ineficiente en el Área Sur del Perú.

Recomendaciones

1. El análisis realizado por el Operador del Sistema Eléctrico Peruano, para determinar el Límite de Transmisión del Enlace Centro-Sur; también debe considerar una evaluación de futuros sobrecostos de energía eléctrica incurridos para satisfacer la demanda de energía para el período 2016 al 2018.
2. La Central Térmica Poroma, deberá estar en operación comercial en el menor lapso, teniendo como fecha límite de puesta en servicio el año 2017.
3. Se debe construir una planta bidireccional (licuefacción y regasificación) en el Puerto de Ilo, la cual permitirá afianzar la seguridad energética del Perú; así como aprovechar la coyuntura internacional de precios de gas natural con el fin de importar o exportar este hidrocarburo, esto permitirá contar con un suministro económicamente eficiente que garantice la continuidad de la competitividad energética que en la actualidad cuenta el Perú.
4. El ministerio de Energía y Minas debe agilizar la construcción de generación hidroeléctrica, que permita contar con un suministro eléctrico económicamente sostenible.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] INFORME MENSUAL DE LA OPERACIÓN DEL SEIN MAYO 2014, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, 2014.
- [2] GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TECNICOS DEL COES-SINAC, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, 2014.
- [3] Briones Soledad, Ibero Marta, Reemtsma Krestin, "Proyecto Xalala", Diciembre 2008, http://www.cifra.org/contenido_documentos.php3.
- [4] Instituto de Energía Eléctrica Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de San Juan, "PROGRAMACION OPTIMA DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELECTRICOS", Octubre 1998.
- [5] PROCEDIMIENTO TECNICO N_17, "DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS", Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, 2001.
- [6] Informe COES/D/DO/SPR-IT-070-2014, "Informe del Programa Semanal de Operación-Semana 24", Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, Junio 2014.
- [7] Alfredo Dammert, Fiorella Molinelli, Max Carbajal, "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano", Osinergmin, 2011.
- [8] Sub-Dirección de Gestión de la Información, "Estadística de la Operación 2013", Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, Diciembre 2013.
- [9] Informe COES/DP-01-2014, "Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024", Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, Mayo 2014.
- [10] Informe INFSGI-SEM52-2013, "Informe Semanal de la Operación -Semana 52", Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, Diciembre 2013.
- [11] Marcelo Castillo, "El Negocio Regulatorio en Latinoamérica", ESAN, Enero 2013.
- [12] MODELO NCP-Manual de Metodología, PSR, versión 5.12, Abril 2014.
- [13] Sub-Dirección de Transferencias, "Informe Costos Marginales de Corto Plazo y Valorización de Transferencias de Energía Activa", Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, Mayo 2014.
- [14] Fijacion Tarifaria Mayo 2014-Abril 2015, Osinergmin, Abril 2014.

- [15] Severo Buenalaya Cangallaba, "Fijación de Precios en Barra Mayo 2014-Abril 2015", Osinergmin, Marzo 2014.
- [16] SEIN- Situación Operativa- Período 2015 a 2017, ALFA PLUS S.A.C., Sociedad Minera Cerro Verde, Marzo 2012.
- [17] Informe COES/D/DO/SEV-INF-029-2014, "INFORME DE ANALISIS ECONOMICO DEL DESPACHO MAYO 2014", Comité de Operación Económico del Sistema Interconectado, 2014.
- [18] Dirección de Planificación, "Proyección de la Demanda de los Principales Proyectos 2014-2018", Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, Julio 2014.