

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ANÁLISIS DE RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL DESPACHO
ECONÓMICO DE MEDIANO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL**

INFORME DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

URSULA VANESSA FERRARI GALVEZ

PROMOCIÓN 2005 – I

LIMA – PERÚ

2008

**ANÁLISIS DE RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL
DESPACHO ECONÓMICO DE MEDIANO PLAZO
DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO
NACIONAL**

DEDICATORIA

Dedico este trabajo:

A Valentina, por motivarme cada día a ser
mejor

SUMARIO

Inicialmente, para la elaboración de la programación de la operación de mediano plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se utilizaba el modelo JUNANU el cual modelaba al sistema eléctrico uninodal; es decir, se consideraba que la oferta de generación y la demanda se ubicaban en una misma barra. De tal manera que, a través de los factores de pérdidas marginales, se representaba la dimensión espacial de la ubicación de las unidades de generación y de las cargas a lo largo de la red de transmisión, los cuales permitían representar las pérdidas de transmisión de cada central en una barra de referencia.

Una dificultad originada por este tipo de modelado es no poder representar los problemas de congestión de líneas y equipos que se presentan en una red de transmisión eléctrica, el cual influye en la operación del SEIN, debido a que modifica el despacho económico.

Debido a esta limitación, actualmente, la programación de la operación de mediano plazo se elabora con el modelo de optimización SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*) el cual es multinodal y multiembalse. El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo e interconexiones internacionales.

La programación de mediano plazo se elabora mensualmente considerando las condiciones iniciales en las que se encuentra el SEIN al inicio del mes a partir del cual se realiza la simulación. Esto nos permite evaluar los modos de uso de los embalses del SEIN para usarlos de manera óptima. Adicionalmente se debe modelar las condiciones técnicas y restricciones operativas tales como: congestiones en líneas de transmisión, desabastecimiento de combustibles, volúmenes mínimos de los embalses, entre otros.

El objetivo del presente trabajo es analizar dos de las restricciones operativas consideradas en la programación de mediano plazo de la operación del SEIN, la congestión del ducto de gas natural de Camisea y la condición de volúmenes mínimos del lago Junín; y una no considerada aún, la asignación de reserva rotante, a través de simulaciones en las cuales se evaluarán los sobrecostos en los que se incurre por considerarlas.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CÁPITULO I	
INTRODUCCIÓN	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo	4
1.3 Planteamiento del análisis	4
1.4 Alcances	4
CAPÍTULO II	
LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	6
2.1 Despacho económico del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN)	6
2.1.1 Concepto de despacho económico	6
2.2 Horizontes del despacho económico	8
2.2.1 Programación de mediano plazo	9
2.2.2 Programación de corto plazo	11
2.2.3 Programación diaria de la operación	14
2.2.4 Operación en tiempo real	14
CAPÍTULO III	
LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO DEL SEIN	15
3.1 Descripción del sistema hidrológico del SEIN	15
3.1.1 El sistema hidráulico	15
3.1.2 Comportamiento aleatorio de los ríos	16
3.1.3 Características del sistema hidráulico	17

3.2	Descripción del sistema térmico del SEIN	25
3.2.1	Centrales de turbinas a vapor	25
3.2.2	Centrales de turbinas a gas	28
3.2.3	Centrales con combustible diesel	28
3.2.3	Centrales de ciclo combinado	30
3.3	Descripción del sistema de transmisión del SEIN	31
3.3.1	Características de las redes de transmisión	31
3.3.2	Áreas geográficas del sistema de transmisión del SEIN	33
3.3.3	Limitaciones del sistema de transmisión del SEIN	35
3.4	La operación de mediano plazo del SEIN	36
3.5	Parámetros de entrada para la optimización del despacho de mediano plazo	37
3.5.1	Disponibilidad de equipos del SEIN	37
3.5.2	Oferta de generación	37
3.5.3	Programa de obras de transmisión	37
3.5.4	Pronóstico de caudales y volúmenes iniciales de los embalses del SEIN	37
3.5.5	Programa de mantenimientos	38
3.5.6	Proyección de la demanda	38
3.5.7	Proyección de los costos de combustibles	38
3.6	Restricciones operativas del despacho	38
3.6.1	Restricción de combustibles	39
3.6.2	Restricción de volúmenes mínimos del lago Junín	40
3.6.3	Restricciones por reserva rotante	41
 CAPÍTULO IV		
APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN		43
4.1	Modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming)	43
4.2	Caso base: despacho económico de agosto de 2008 a julio de 2009	44
4.2.1	Consideraciones generales	44
4.3	Evaluación de resultados	51
4.3.1	Despacho económico	51
4.3.2	Costos marginales	53
4.3.3	Energía por tipo de generación	55
4.3.4	Déficit de generación	56
4.3.5	Volúmenes de descargas de los embalses	56
4.3.6	Caudales vertidos	58

4.3.7 Consumo de combustible	58
4.3.8 Flujos de cargas de los equipos de transmisión	60
4.4 Comentarios de los resultados	61
CAPÍTULO V	
ANÁLISIS DE RESULTADOS DE RESTRICCIONES OPERATIVAS	63
5.1 Levantamiento de restricciones operativas	63
5.1.1 Caso 1: Despacho de mediano plazo sin restricciones de combustibles	63
5.1.2 Caso 2: Despacho de mediano plazo sin restricciones de volúmenes del lago Junín	73
5.1.3 Caso 3: Despacho de mediano plazo con restricción de reserva rotante	82
5.2 Comparación de resultados	94
5.2.1 Energía total del SEIN	94
5.2.2 Déficit de generación del SEIN	95
5.2.3 Costos marginales del SEIN	96
CAPÍTULO VI	
AGENDA PENDIENTE	98
6.1 Estrategias de operación	98
6.2 Análisis de sensibilidades	98
6.2.1 Por variabilidad del crecimiento de la demanda	99
6.2.2 Por variabilidad de caudales	99
6.3 Propuestas para implementación de equipamiento del SEIN	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFÍA	104

PRÓLOGO

La planificación y operación de los sistemas eléctricos se realiza de manera que se minimizen los costos de generación en diferentes horizontes de estudio acoplados entre sí. Dichos horizontes pueden ser de corto, mediano y largo plazo según los periodos de estudio. Actualmente el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y por tanto está encargado de realizar dicha planificación en nuestro país.

La operación del SEIN consiste en la programación de despachos de generación de mediano y corto plazo acoplados entre sí y la operación en tiempo real, producto final de estas programaciones. Estos despachos de generación se elaboran con modelos de optimización. Para el despacho de corto plazo (semanal y diario) se utiliza el modelo NCP (*New Computer Programming*) y para la programación de mediano plazo cuyo periodo es anual se utiliza el modelo SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*). La aplicación de este segundo modelo va a ser fundamental para el análisis de este informe.

El presente informe está distribuido en 6 capítulos y abarca el análisis del despacho de mediano plazo y de tres restricciones operativas. En el capítulo I se realiza una introducción al tema, describiendo los antecedentes y señalando el objetivo del presente trabajo. En el capítulo II se describen conceptos relacionados al despacho económico y a sus horizontes de estudio. En el Capítulo III se describe la programación de mediano plazo del SEIN. En el Capítulo IV se describe la aplicación del modelo de optimización. En el Capítulo V se analizan las implicancias de considerar restricciones operativas al despacho de mediano plazo, se analiza el levantamiento de dos restricciones y la inclusión de una y se comparan resultados.

Finalmente en el capítulo VI se describe la agenda pendiente; y finalmente se describen las conclusiones y recomendaciones del estudio.

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El COES-SINAC es el organismo técnico creado de conformidad con el Artículo 39° de la Ley de Concesiones Eléctricas y se ha conformado para coordinar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SINAC).

Dicho artículo señala que los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán el organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Entre las diversas funciones del COES está la de realizar la programación de la operación de corto y mediano plazo del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN), así como la operación en tiempo real del sistema.

Hasta febrero de 2007, para la programación de la operación de mediano plazo, se consideraba al sistema eléctrico uninodal; es decir, oferta y demanda total del sistema concentradas en una única barra. Limitada a no reflejar los problemas de congestión.

Para la determinación del valor agua sólo se optimizaba los desembalses del lago Junín y por lo tanto, éste era un único valor. Asimismo, para realizar el despacho de la unidades térmicas y, luego de proyectada la demanda, se utilizaba el método del orden de mérito y los factores de pérdidas marginales para los bloques horarios del día. Con los costos de las centrales de generación reflejadas en la barra de Santa Rosa, (debido que en ella se concentraba la mayor carga del sistema, actualmente es la barra de San Juan

la que concentra la mayor carga del SEIN) se obtiene la lista de mérito de las unidades ordenadas de manera creciente a su costo variable.

Desde el punto de vista de la calidad del servicio, la reserva de generación (reserva rotante) tiene como función contribuir a la seguridad de la operación del SEIN. Según la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real debe ser considerada durante las 24 horas del día con un índice de riesgo de falla establecido por el COES.

Para la asignación de la reserva del sistema, el comportamiento dinámico del sistema juega un papel muy significativo. Esta reserva tiene por objetivo que la frecuencia no caiga por debajo del 95% de la nominal, dado que a partir de esta última se desconectan los grupos para proteger los eventuales daños en las unidades de generación. En general el objetivo de la reserva de capacidad de generación tiene dos facetas: primero obligatoriamente establecer ciertas condiciones mínimas de seguridad que eviten el conducir al colapso de todo el sistema y segundo que la reserva a definir resulte de una evaluación económica que incluya dos aspectos contrapuestos, nivel de seguridad versus costo de la reserva.

Este servicio no está siendo considerado en el despacho de mediano plazo, sin embargo, esta restricción será analizada también en este informe.

El modelo SDDP es integrado, es decir, modela las inflexibilidades de generación y restricciones de transmisión, además de optimizar con múltiples embalses. En el caso de la red de transmisión se utiliza la formulación lineal del flujo de potencia o modelo DC.

La principal ventaja del modelo SDDP es que considera las restricciones de las líneas de transmisión, las cuales pueden originar problemas de congestión que obliguen al redespacho de la generación, esto hace que operen centrales con mayor costo variable. Con la red de transmisión considerada en el proceso de despeje de mercado, el efecto de ésta se reflejará directamente en los costos marginales por barra. En este caso, los precios horarios de mediano plazo no solamente incorporarán el efecto de la generación y las pérdidas de transmisión, sino también el de la congestión, componente que en algunos instantes puede ser mucho mayor que los dos anteriores.

1.2 Objetivo

El objetivo del presente trabajo es comparar los resultados obtenidos del despacho de mediano plazo (al cual denominaremos case base) y analizarlos con respecto al levantamiento de dos de las restricciones operativas que en la simulación se han considerado producto del desabastecimiento de combustibles por limitación en el suministro del gas de Camisea y el volumen mínimo almacenado del embalse del lago Chinchaycocha (Junín) el más importante del SEIN y la adición de una restricción operativa que es la asignación de reserva rotante por margen de seguridad en la operación. Estas restricciones modifican sustancialmente el despacho económico de mediano plazo.

El análisis del levantamiento o inclusión de restricciones al despacho de mediano plazo o caso base permitirá tomar decisiones que impliquen modificar normatividad entre otras medidas de urgencia para evitar los cortes de suministros en el SEIN a futuro.

1.3 Planteamiento del análisis

Tomando de base la programación de mediano plazo de agosto de 2008 a julio de 2009 se realizará una serie de simulaciones utilizando el modelo optimizador SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) considerando las restricciones operativas anteriormente mencionadas. De los resultados obtenidos en las simulaciones se realizará una comparación de los principales parámetros de evaluación tales como: despacho de generación, costos marginales y costo total de la operación.

1.4 Alcances

Como se mencionó anteriormente, el objetivo central del presente trabajo es el análisis de tres restricciones operativas de la programación de mediano plazo de la operación del SEIN, la congestión del ducto de gas natural de Camisea y la condición de volúmenes mínimos del lago Junín; y una no considerada aún, la asignación de reserva rotante. Adicionalmente este informe, por su naturaleza, no abarca ampliamente un análisis más profundo de estas restricciones como por ejemplo el planteamiento de un plan óptimo de aguas para el mejor aprovechamiento del lago Junín y otras sensibilidades adicionales tales como variaciones del crecimiento de la demanda, variabilidad de caudales de las cuencas hidrográficas, etc; pero sirve y da una buena

referencia para futuros proyectos y estudios de planificación de la operación del SEIN y de plan referencial elaborado anualmente para periodos de largo plazo.

CAPITULO II

LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 DESPACHO ECONÓMICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

2.1.1 Concepto de Despacho Económico

El despacho económico es un problema de optimización en el cual se tiene una función objetivo, sujeta a un conjunto de restricciones. Estas restricciones pueden ser de generación, transmisión, demanda, etc.

La ecuación (1) representa la función objetivo que se desea minimizar.

$$Z = \text{Min} [CO + CA + CD + \alpha] \quad (1)$$

Cada elemento incluido en los corchetes es un tipo de costo de la operación. Estos costos son:

- Costo operativo variable térmico (CO)
- Costo de arranque térmico (CA)
- Costo de déficit energético (CD)
- Función de costo futuro (α), que relaciona el valor esperado del costo de producción en el futuro con el volumen de agua almacenado en los embalses.

La ecuación (1) está sujeta a ciertas restricciones tales como volúmenes mínimos y máximos de los embalses, unidades de generación limitadas a rangos de valores máximos y mínimos, tiempos mínimos de operación de la centrales térmicas, etc.

En el SEIN contamos con recurso térmicos e hídricos importantes, debido a ello se planifica un despacho hidrotérmico en todos los horizontes de estudio. El despacho hidrotérmico determina la relación adecuada entre la generación hidráulica y la generación térmica de tal manera que el costo operativo (costo total de la operación) sea óptimo (mínimo) durante el período de planeamiento. El despacho debe cumplir con las restricciones operativas; además, establece el uso racional y eficiente de los recursos energéticos de los sistemas eléctricos de potencia.

En un sistema hidrotérmico se tiene un parque de generación hidráulico con centrales de regulación y pasada y un parque de generación térmico con unidades a gas, a vapor, nucleares y a combustible diesel; con una demanda total del sistema y distribuida en barras. Se puede tener adicionalmente centrales eólicas en el sistema. Existen diversas soluciones para el despacho óptimo, diversas combinaciones de configuración de generación, debido al comportamiento no lineal de varias funciones de producción asociada a cada unidad generadora. El costo total de la operación de estas centrales o costo operativo de la solución óptima debe ser el mínimo [1].

La característica más evidente de un sistema con generación hidroeléctrica es poder utilizar la energía de bajo costo que está almacenada en los embalses para cubrir la demanda, evitando así los gastos de combustible con las unidades térmicas. Sin embargo, la disponibilidad de la energía hidráulica está limitada por la capacidad de almacenamiento en los embalses de las centrales hidroeléctricas. Esta característica introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro durante el periodo de estudio.

Luego, si usamos hoy las reservas hidráulicas, con el objetivo de minimizar los costos térmicos, y ocurre una sequía severa en el futuro, podría ocurrir un racionamiento de energía con los altos costos sociales y económicos que esto implica. Si, por otro lado, preservamos las reservas de energía hidráulica de modo que operamos intensamente con generación térmica y los caudales futuros son altos, puede ocurrir un vertimiento en los embalses de las centrales hidroeléctricas del sistema, lo que representa un desperdicio de energía y, consecuentemente, un aumento en el costo operativo [9].

En la figura 2.1 se puede apreciar el proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos. Donde se observa que, a diferencia de los sistemas puramente térmicos,

cuya operación es desacoplada en el tiempo (la decisión de operarlas hoy no afecta la operación de, por ejemplo, la próxima semana), la operación de un sistema hidrotérmico es un problema acoplado en el tiempo, es decir, una decisión operativa hoy afecta el costo operativo futuro.

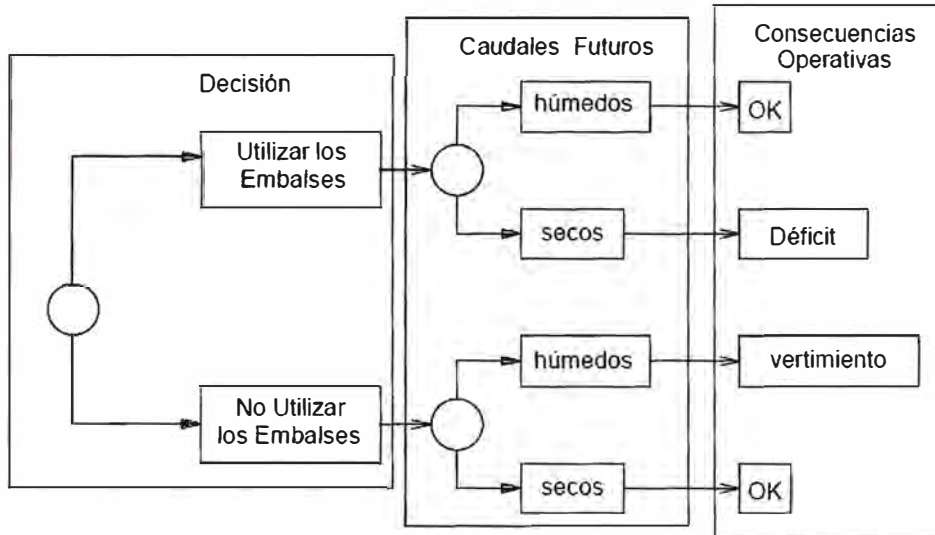


Fig. 2.1 Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos

2.2 HORIZONTES DEL DESPACHO ECONÓMICO

La operación a mínimo costo del despacho de un sistema eléctrico requiere de planificación en todos sus horizontes de estudio. Para el sistema ya definido y dado que la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades en forma económica, el despacho debe ser adecuadamente planificado. Existen tendencias de hidrologías que se repiten de manera estacional y anual, esto nos permite recurrir a una base de datos que nos permite estimar la tendencia de caudales durante diferentes periodos.

La programación de la operación involucra la toma de una serie de decisiones tendientes a definir de entre las unidades generadoras disponibles: cuales, en qué período de tiempo y con qué potencias deben ser puestas en servicio, de tal manera que se suministre con mínimo costo la energía eléctrica requerida por los usuarios (demanda del sistema).

Con las consideraciones anteriores, se ha elaborado una clasificación de los horizontes de estudio de la operación del SEIN. En la tabla N° 2.1 se describe estos horizontes, los periodos que se abarcan en cada uno y el manejo del recurso hídrico para optimizar su uso.

2.2.1 Programación de mediano plazo

La programación de la operación de un sistema hidrotérmico debe considerar el beneficio inmediato del uso del agua con el beneficio futuro que resulta del almacenamiento de la misma.

TABLA N° 2.1 Horizontes de la programación del despacho económico

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">Programación de la Operación de Mediano Plazo (Anual)</div> <div style="text-align: center; margin: 5px 0;">↓</div>	Programa de Obras de nuevas centrales Manejo de Embalse de regulación anual Contratos de Combustible de mediano plazo Mantenimiento Mayor de las centrales
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">Programación de la Operación de Corto Plazo (Semanal)</div> <div style="text-align: center; margin: 5px 0;">↓</div>	Despacho de centrales hidráulicas Manejo de reservorios de regulación diaria Selección de Parque Térmico
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">Programación de Operación Diaria</div> <div style="text-align: center; margin: 5px 0;">↓</div>	Distribución de cargas entre las máquinas en funcionamiento (Despacho)
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">Operación de Tiempo Real</div>	Ajuste de la demanda ante variaciones de demanda y/o fallas imprevistas

La función de costo inmediato - FCI - representa los costos de generación térmica en la etapa t (diaria, semanal, mensual). En la figura 2.2 se observa que el costo inmediato aumenta en la medida que disminuye la energía hidráulica disponible en la etapa, o en la medida que aumenta el volumen almacenado final de los embalses del sistema.

Mientras la función de costo futuro - FCF - representa el costo esperado de generación térmica más el racionamiento al final de la etapa t (inicio de $t+1$) hasta el final del periodo de estudio. El costo futuro disminuye en la medida que aumenta el volumen almacenado final, debido a que habrá más energía hidráulica disponible en el futuro [3].

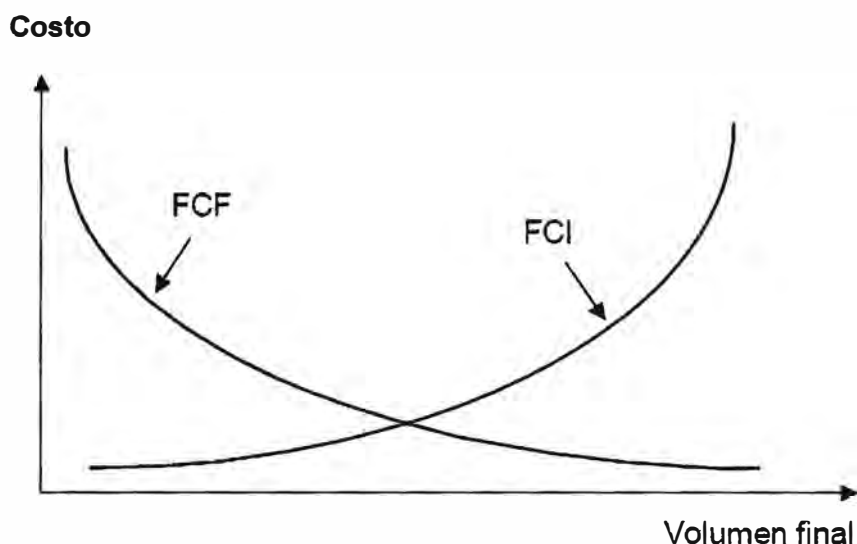


Fig. 2.2 Costo inmediato y futuro vs almacenamiento

En otras palabras, para un periodo de estudio, si decidimos al inicio del horizonte utilizar los recursos térmicos con el riesgo de dejar volúmenes finales altos en los embalses ocasionaremos que la FCI aumente por el costo de operación de las unidades térmicas. Así mismo, dado que los embalses se encuentran llenos para periodos mayores al inicio, la FCF disminuye debido a que, al haber mayor recurso hídrico no se necesitará operar las centrales térmicas.

La solución óptima al final del periodo de estudio es aquella que minimice la suma de las funciones de costo inmediato más la de costo futuro. Esta solución nos permite obtener el costo operativo mínimo del periodo de estudio.

Una de las variables con mayor incertidumbre en la programación de mediano plazo, es la proyección de los caudales afluentes a los embalses debido a su variabilidad dependiente de la estación y otras condiciones climatológicas. Es debido a estas condiciones que las proyecciones de caudales se realizan de dos maneras: estocásticamente (usando varios escenarios de caudales de años pasados o escenarios creados a través de modelos autoregresivos [3]) o determinísticamente (utilizando solo

los caudales de determinado año el cual se ha considerado similar al año de estudio, de la base de datos de caudales).

En la programación de mediano plazo se determina la operación óptima de descargas de los embalses durante los doce meses que dura el periodo de estudio, con una estimación determinada de los caudales afluentes a los embalses, basados en la información histórica de estos, con la finalidad de obtener el menor costo operativo del periodo de evaluación.

2.2.2 Programación de corto plazo

La programación de la operación de corto plazo consiste en determinar el momento en que cada máquina debe ser puesta en servicio y sacada de servicio (predespacho) y la potencia efectiva de generación de la misma (despacho preliminar), bajo consideración de todas las restricciones técnicas y de operación, con el objetivo de efectuar el suministro con costos mínimos de operación en el periodo de tiempo analizado [9].

En esta tarea debe tenerse en cuenta el marco de referencia resultado de la programación de la operación de mediano plazo, de manera que las decisiones de descargas de los embalses del corto plazo obedezcan a las decisiones de la etapa mediano plazo.

El periodo de análisis para la programación de la operación de corto plazo depende entre otros de los ciclos de demanda, de la duración de las restricciones que afecten el servicio, del tiempo de retardo del agua en las centrales encadenadas, etc. En general se extiende desde un día hasta una semana. Este periodo de análisis es a su vez dividido en sub periodos que pueden ser horarios o de cada media hora. La consideración de sub periodos de menor duración conduce por un lado a una disminución de la exactitud con que puedan efectuarse los pronósticos de demanda y por otro lado ocasiona un aumento en la cantidad de sub intervalos que deben considerarse. Con lo cual se produce un incremento considerable en los requerimientos computacionales y no necesariamente se produce un aumento en la exactitud de los resultados.

Los caudales estocásticos, como el error de pronóstico de demanda y la salida de servicio por falla de los bloques de generación, son relativamente pequeñas debido a la duración (máximo una semana) del periodo de análisis. Por otro lado existe la posibilidad

de corregir (mediante la reiteración de los cálculos) los resultados para la parte del periodo restante, si se produjeran variaciones de importancia. Por lo tanto no es necesaria la consideración de caudales estocásticos en el corto plazo.

El sistema estará programado con cierta reserva rotante para tener la capacidad de cubrir posibles fallas en él. Esta reserva se debe asignar en aquellas unidades que tienen tiempo de respuesta rápido, para poder asumir de forma inmediata la pérdida de generación o pérdida de carga debido a que se considera que el déficit de generación es mucho más caro que el de última unidad del orden de mérito.

La presencia de un parque de generación variado origina la diferenciación de estas centrales para cubrir la demanda, teniendo en consideración la actuación rápida de sus reguladores de velocidad y la suficiente capacidad de cubrir los picos de demanda que se puedan presentar, sin violar sus limitaciones técnicas.

Con estas consideraciones se puede realizar un diagrama de la demanda para cubrirla de la manera más óptima posible.

En el figura 2.3 se puede observar el diagrama de la demanda de un día normal [4]. A partir de este diagrama se realiza la distribución del parque de generación, aprovechando las propiedades del tipo de generación tanto térmica como hidráulica.

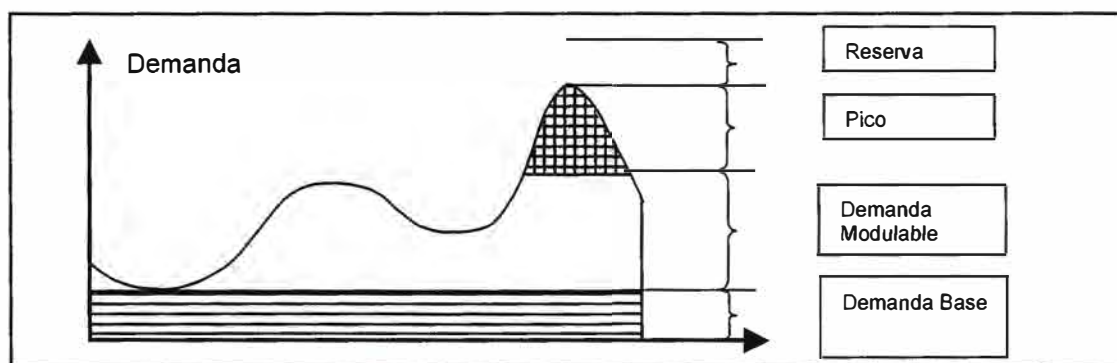


Fig. 2.3 Diagrama de demanda diaria

En primer lugar, veremos la distribución de las centrales térmicas. En la semibase o demanda modulable se ubica centrales que tengan la capacidad de variar su carga en forma continua y que además tengan la capacidad de poder salir y entrar en servicio en intervalos de horas. Las que mejor cumplen estos requisitos son las centrales diesel,

turbogases y de ciclo combinado. De los tres tipos de centrales, las turbogases y las de ciclo combinado operan con combustibles más económicos que las centrales de diesel.

En la demanda base se pueden ubicar las centrales que su variación de carga es mas lenta y que tengan altos tiempos de operación. Las centrales que cumplen con esta características son las centrales nucleares, los turbovapores y las de ciclo combinado. Las centrales nucleares y turbovapores son las centrales térmicas que con combustible más económico, que los centrales turbogases. En el SEIN no contamos con centrales nucleares, en este caso, el gráfico de la figura 1.4 es general para un sistema eléctrico de potencia.

Seguidamente veremos la distribución las centrales hidráulicas. Las centrales hidráulicas de regulación del SEIN cuentan con bajos estatismos (alta sensibilidad a los cambios de la frecuencia). Esto les permite responder (subir o bajar generación) de manera inmediata a las variaciones súbitas de demanda. Debido a esta ventaja es que estas centrales desplazan a la térmicas del bloque de demanda modulable al bloque de demanda pico.

De lo explicado anteriormente la mejor distribución de las centrales se aprecia en la figura 2.4. Del gráfico se rescata la distribución del cubrimiento de la demanda. Se puede observar que, finalmente, el bloque de la reserva es cubierto por la generación hidráulica, por poseer un costo cero y responder a los cambios de demanda de forma más eficiente [9].

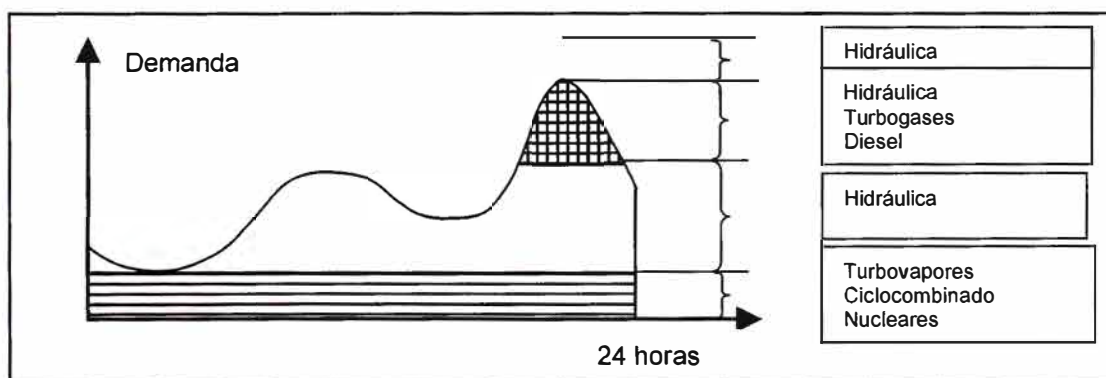


Fig. 2.4 Cubrimiento de la demanda diaria

2.2.3 Programación diaria de la operación

La programación diaria de la operación se realiza en nuestro mercado, un día previo a su aplicación. En ella se realiza la optimización de los embalses diarios de regulación y se optimiza la producción de potencia activa de cada generador, habiendo considerado todas las limitaciones técnicas que se puedan presentar hasta un día antes dando tiempo de programar mantenimientos de índole correctivo, es decir, que por su naturaleza tengan que ser aprobados de manera extraordinaria de lo contrario se pone en riesgo la confiabilidad del sistema.

El análisis de la programación diaria se realiza en periodos horarios, lo cual permite una mejor exactitud en la distribución de la generación.

2.2.4 Operación en Tiempo Real

En esta etapa se ejecuta la programación diaria realizando los ajustes requeridos por variaciones instantáneas de la demanda, actualización de los caudales, variación de la topología del sistema que afecte el despacho, así como la realización de los redespacho en caso de contingencias o fallas en el sistema que así lo ameriten.

Para la Operación en Tiempo Real se cuenta con un sistema SCADA a través del cual se monitorea la generación de las centrales y los flujos de carga en los principales equipos de transmisión, las variaciones de cargas de grandes clientes y los perfiles de tensión de las principales barras del SEIN.

CAPÍTULO III

LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO DEL SEIN

3.1 Descripción del sistema hidrológico del SEIN

3.1.1 El Sistema Hidráulico

Existe una gran variedad de *Aprovechamientos Hidroeléctricos (AH)* que por su capacidad de embalse y/o uso prioritario del agua, se pueden clasificar en:

a) Centrales de Pasada

Son aquellas sin embalses asociados debiendo utilizar sólo el recurso hídrico proveniente de sus aportes. No son optimizables.

b) Centrales con un solo embalse

La forma de operación de estas centrales está cuasi - predefinida por usos no energéticos del agua, por ejemplo: riego, control de crecidas, navegación, etc. Su margen de optimización es muy reducido.

La modelación en este caso es sencilla dado que la generación definida por otro uso, se descuenta directamente de los diagramas de demanda.

c) Centrales hidroeléctricas controlables

Aprovechamientos con estructuras simples. Una central ubicada al pie del embalse operada con salto variable (longitud física de la tubería forzada) y con la posibilidad de poseer centrales aguas abajo sin embalses o con embalses muy pequeños que solo pueden turbinar el agua que les llega y sin restricciones aguas abajo. Centrales totalmente optimizables.

Se puede definir el concepto de “Capacidad de Regulación (CR)”, como una medida del tiempo que resulta de la relación que existe entre la capacidad del embalse y la erogación a potencia nominal. Dicho de otro modo la capacidad de regulación es una medida de la capacidad de regular los caudales que aportan a un embalse correspondientes a un año, estación, mes, semana, día, horas.

Este grupo de centrales según su capacidad de regulación, se clasifican en: plurianuales, anuales, estacionales, mensuales, semanales, diarios, horarias y de fracciones de hora. Este encuadre es el que permite modelarlos como controlables o no dentro del proceso de optimización, según el horizonte del mismo.

d) Aprovechamientos Multipropósitos Regulador – Compensador

Funcionalmente se utilizan cuando existe incompatibilidad respecto de la oportunidad del uso óptimo del recurso hídrico en relación con sus posibles aplicaciones. Son dos embalses en cascada que permite en gran medida independizar el uso no energético del energético del agua. Normalmente el embalse superior es siempre de gran capacidad (estacional) y el inferior es de pequeña (semanal y diario) o excepcionalmente de mediana capacidad (mensual estacional). Ambos tipos de embalse pueden o no ser de salto variable. Los embalses del tipo compensador son optimizables desde el punto de vista del salto.

Las centrales hidroeléctricas son muy flexibles, pueden partir y alcanzar plena carga, o detenerse en minutos. Además prácticamente pueden funcionar a cualquier potencia. La disponibilidad esta limitada en gran medida por los aportes hidrológicos a los embalses. Sin embargo, con suficiente capacidad de regulación, las centrales pueden entregar toda su potencia por algunas horas. Es lógico que en sistemas predominantemente hidroeléctricos, los problemas de abastecimiento se producen por falta de energía y no de potencia, por lo que los programas de optimización, realizan una programación óptima de la energía de acuerdo a la disponibilidad de la energía hidráulica [9].

3.1.2 Comportamiento aleatorio de los ríos

Los cursos de agua que aportan sus recursos a los embalses tienen un comportamiento aleatorio y constituyen un punto crítico en problemas de optimización y en la simulación de la operación del sistema. La base de datos históricas de aportes

mensuales se conocen solo para un período insuficiente para poder obtener resultados estadísticos que describan su comportamiento. El objetivo por lo tanto de los modelos estadísticos estocásticos es analizar la muestra y estimar parámetros que la caractericen desde el punto de vista de su comportamiento probabilístico. Los pronósticos resultantes son utilizados en los modelos de optimización para reproducir las series históricas.

3.1.3 Característica del sistema hidráulico

A continuación se describe las cuencas hidráulicas con las que cuenta el SEIN y que son modeladas con sus restricciones que influyen en la programación de mediano y corto plazo, como por ejemplo los volúmenes mínimos y máximos de los embalses, los tiempos de retardo del agua entre las presas y las centrales, los caudales máximos permitidos en las tuberías, etc [5].

Las principales cuencas hidráulicas son:

a) Cuenca de los ríos Santa Eulalia y Rimac

La cuenca del río Rimac, ubicada en el departamento de Lima, es una de las más importantes para el sector energético debido a que en ella están ubicadas la mayoría de las centrales hidráulicas de la empresa EDEGEL. Esta cuenca es importante, además, porque abastece de agua potable a la ciudad de Lima siendo su aporte considerable para las actividades agrícolas del valle. La distribución de esta cuenca se aprecia en la figura 3.1.

La particularidad de esta cuenta es la utilización de los ríos Rímac y Santa Eulalia, y el aprovechamiento de los aportes del río Santa Eulalia para la captación de agua en la presa Sheque de la central Huinco (247 MW) mientras los aportes del río Rímac van a la central de Matucana (128 MW) acumulándose en su pulmón (presa). Las centrales en cascada aguas abajo de dichas centrales son: Callahuanca (75 MW), Moyopampa (64.7 MW) y Huampani (30 MW).

En conjunto, las centrales de EDEGEL de la cuenca del río Rimac aportan al SEIN un total de 541.7 MW. La central Huinco realiza la regulación de frecuencia del SEIN por su bajo nivel de estatismo y su rápida actuación ante variaciones súbitas de frecuencia.

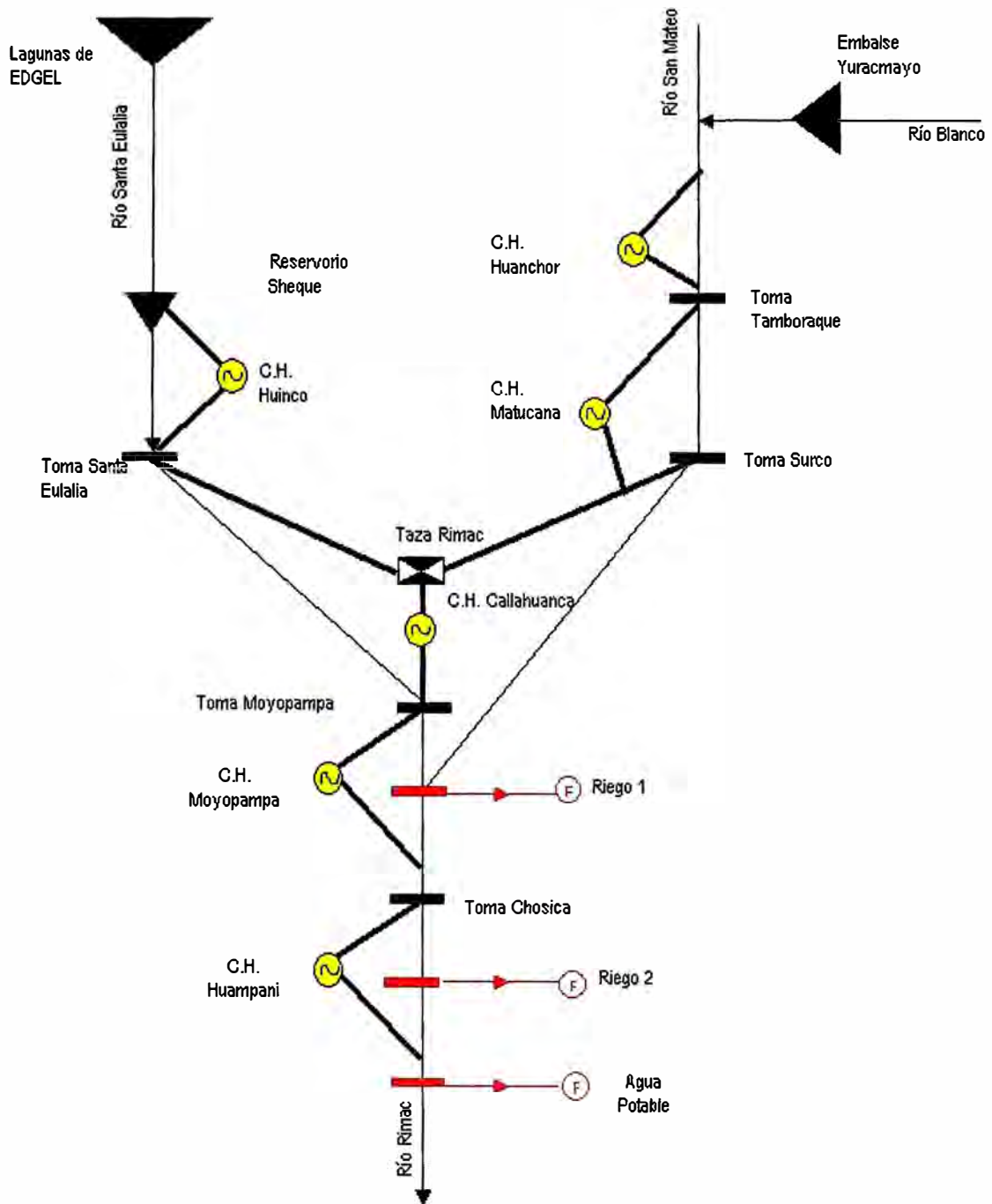


Fig. 3.1 Cuenca de los ríos Santa Eulalia y Rimac

b) Cuenca del río Jequetepeque

La cuenca del río Jequetepeque, ubicada en el departamento de Cajamarca, cuenta para el aprovechamiento del recurso hídrico con la construcción de la represa de Gallito

Ciego con capacidad para almacenar 573 Mm³ de agua. La utilización de esta represa permite el desarrollo de una intensa actividad agrícola y ganadera en la parte baja del valle.

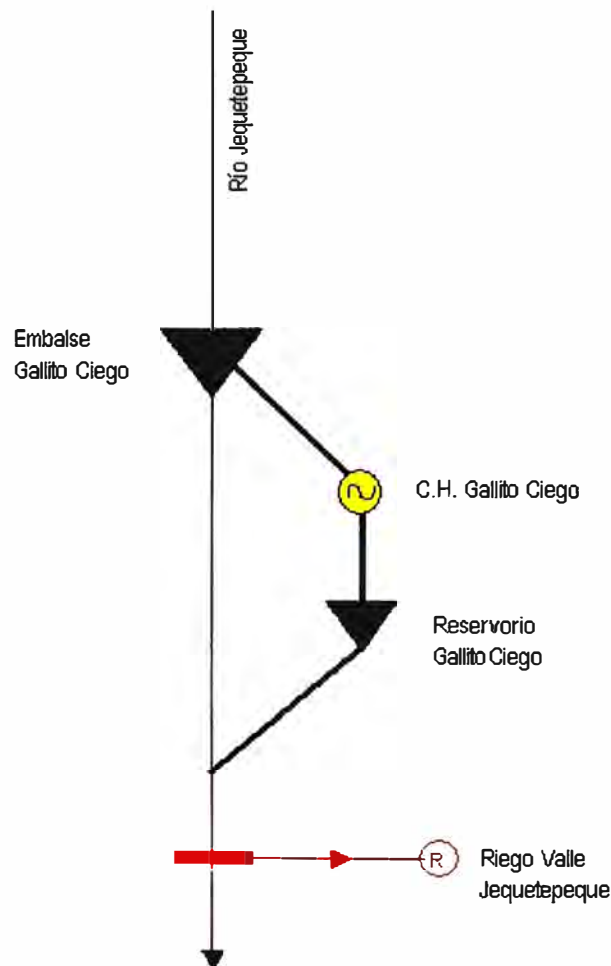


Fig. 3.2 Cuenca del río Jequetepeque

El río Jequetepeque en su recorrido recibe el aporte de más de 30 ríos secundarios y de varias quebradas menores, generando caudales entre 230,23 m³/seg en avenida (lluvias) y 0,168 m³/seg en estiaje.

En esta cuenca se encuentra ubicada la central Gallito Ciego. La representación de la cuenca se muestra en la figura 3.2.

En la representación se observa que la central Gallito Ciego recibe el caudal descargado de la represa Jequetepeque. El caudal descargado del embalse debe ser en

promedio igual al caudal de requerido por el comité de riego de la zona. El caudal de riego es regulado en forma diaria por la presa de compensación ubicada aguas abajo de la central, respetándose sus volúmenes mínimos y máximos.

c) Cuenca del río Mantaro

La cuenca hidrográfica del Mantaro está ubicada en la región central del país y abarca los departamentos de Pasco, Junín, Huancavelica y Ayacucho. Esta cuenca es importante debido a que en ella se encuentra ubicado el Complejo Santiago Antunez de Mayolo (CSAM) conformado por las centrales Mantaro (660 MW) y Restitución (214 MW). En esta cuenca también se encuentra el lago Junín, que es el lago más importante del país debido al volumen que almacena (441 Hm³). Su distribución se puede apreciar en la figura 3.3. La central Mantaro cuenta con el embalse de regulación de Tablachaca.

En el manejo de este sistema se considera como caudal de entrada a la presa Malpaso la suma del caudal descargado del lago Junín y los caudales naturales del tramo Junín - Malpaso. Este caudal es aprovechado por la central Mapalzo (48 MW) y su caudal descargado es aprovechado para la generación aguas abajo del CSAM. Este caudal descargado llega con 34 horas de retraso al embalse Tablachaca [5].

El caudal de llegada a la presa Tablachaca se encuentra compuesto por el caudal natural afluente, el caudal descargado por otras lagunas de Electroperu y el caudal turbinado por la central Malpaso siendo esta última indirectamente referida al caudal descargado del lago Junín. Este caudal total es aprovechado para la generación del CSAM. En época de estiaje, el aporte de mayor importancia lo brinda esta cuenca.

d) Cuenca del río Santa

La cuenca del río Santa se ubica en la Costa Norte del Perú en el departamento de Ancash y pertenece a la vertiente del Pacífico. Recorre varias provincias del departamento de La Libertad y su uso, en agricultura, es intensivo en la zona costera. En ella se encuentra ubicada la central de Cañón del Pato de 260 MW. Su distribución se puede apreciar en la figura 3.4.

El caudal de entrada hacia la presa San Diego es el caudal natural del río Santa mas los caudales descargados de los embalses de Cullicocha (10 Hm³), Parón (55 Hm³),

Aguascocha (9.6 Hm³), Shallap (0.2 Hm³) y Rajucolta (10 Hm³), El valor máximo de este caudal de entrada es 100 m³/s y la salida de dicha presa se halla limitada a 77 m³/s con un tiempo de retardo de una hora hacia la central.

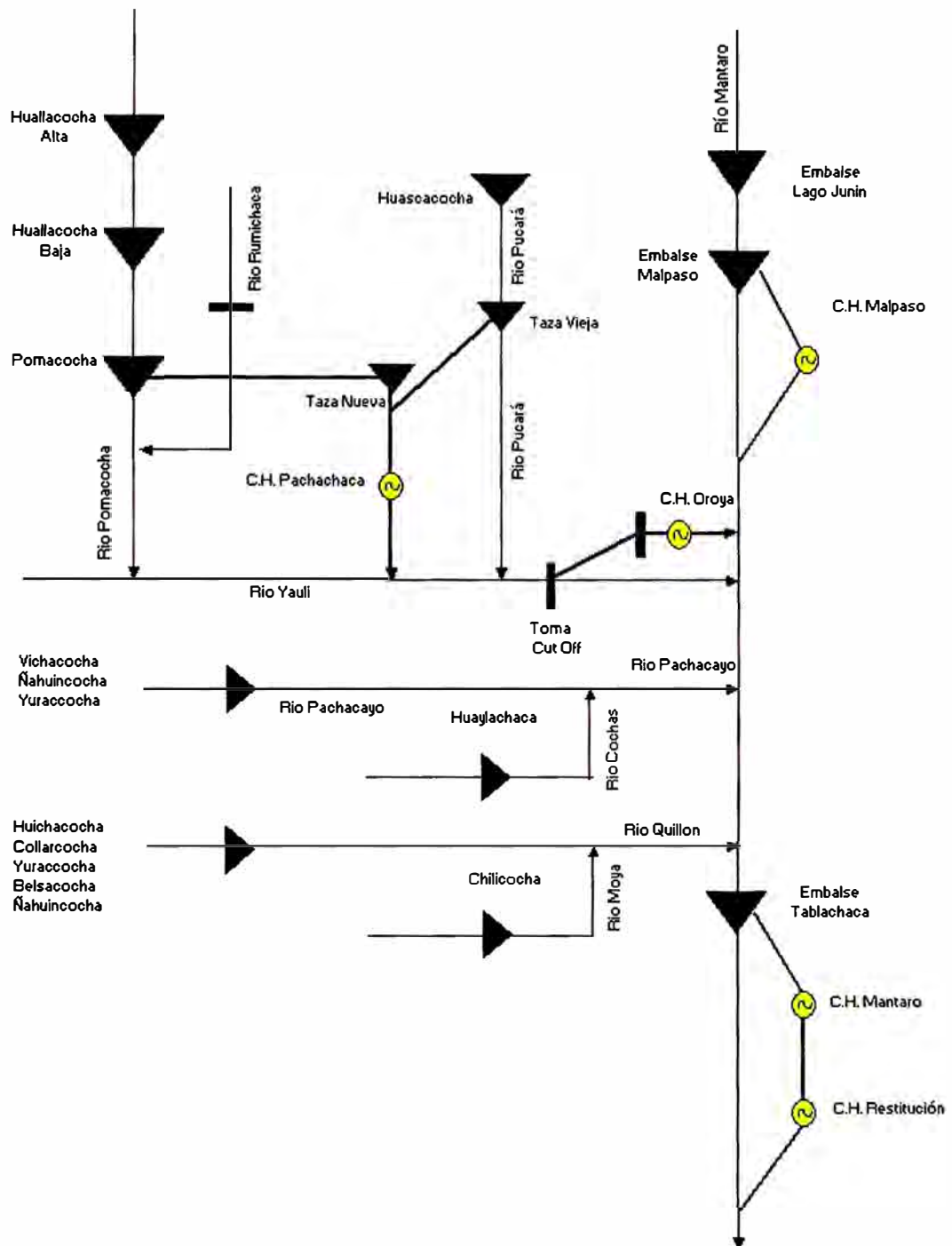


Fig. 3.3 Cuenca del río Mantaro

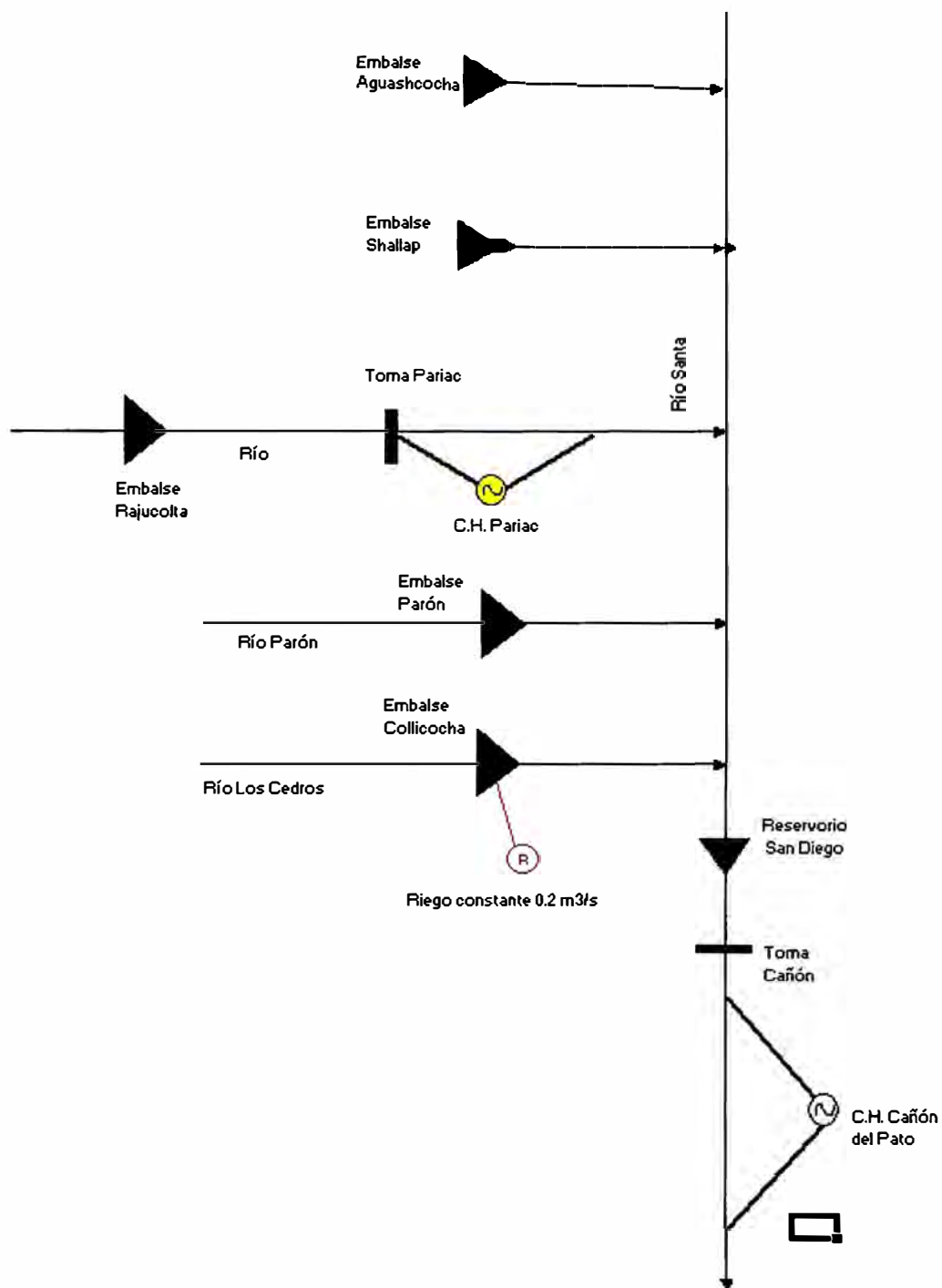


Figura 3.4 Cuenca del río Santa

e) Cuenca del río Chancay

La cuenca del río Chancay se encuentra en los departamentos de Lambayeque y Cajamarca. En ella se ubica la central Carhuaquero (105 MW) que se alimenta del caudal

natural del río Chancay y cuenta con el embalse de compensación diaria Cirato de 352 Mm³. Su distribución se puede apreciar en la figura 3.5.

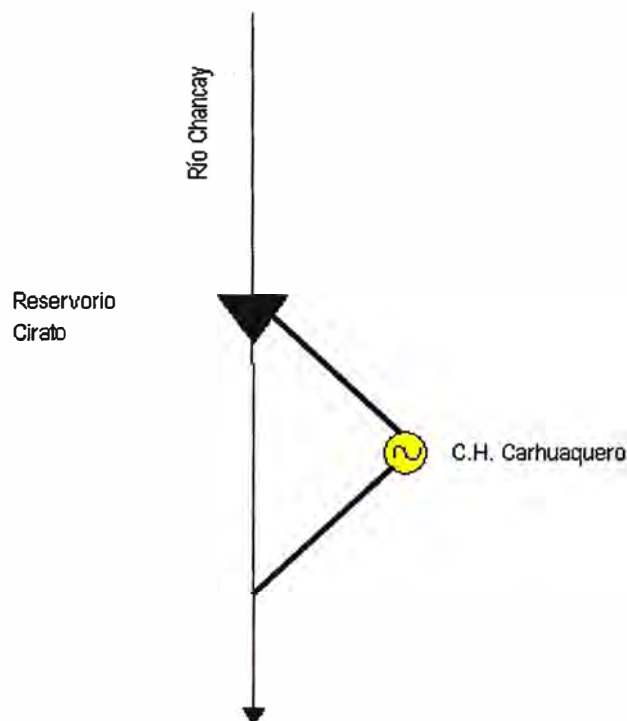


Figura 3.5 Cuenca del río Chancay

f) Cuenca del río Tulumayo

La cuenca del río Tulumayo se encuentra ubicada en el departamento de Junín. La central Chimay (150 MW) cuenta con un reservorio de regulación diaria de 1500 Mm³ que se alimenta del caudal natural del río Tulumayo. Su distribución se puede apreciar en la figura 3.6.

g) Cuenca del río San Gabán

La cuenca del río San Gabán se encuentra ubicada en el departamenteo de Puno. La central San Gabán de 114 MW aprovecha el caudal natural de este río y los caudales afluentes de varias lagunas reguladas principalmente en épocas de estiaje. Su distribución se puede apreciar en la figura 3.7.

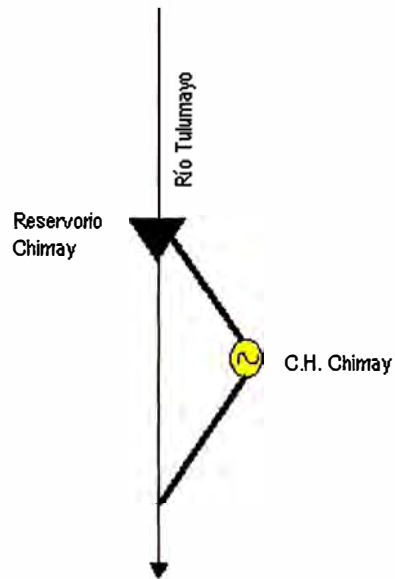


Figura 3.6 Cuenca del río Tulumayo

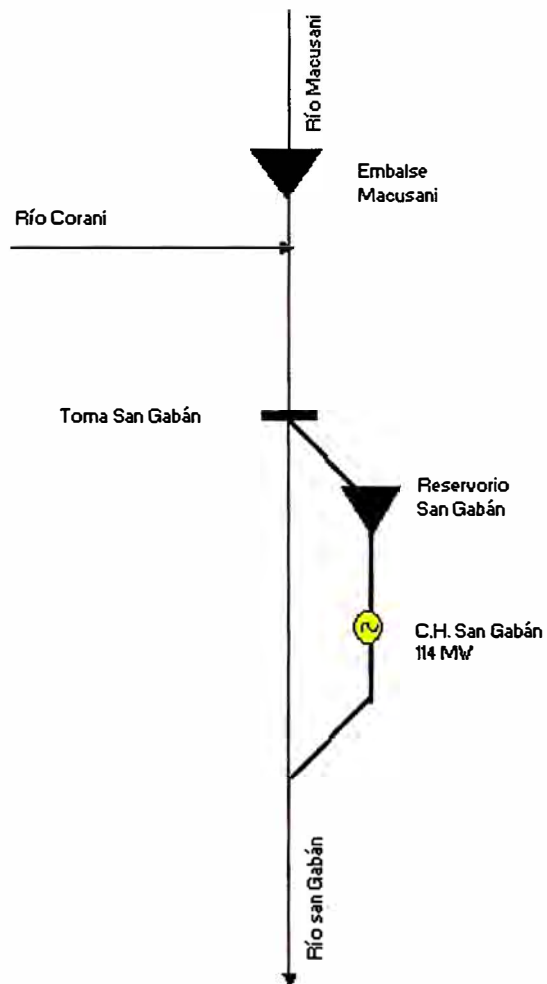


Figura 3.7 Cuenca del río San Gabán

h) Cuenca del río Chili

La cuenca del río Chili se encuentra ubicada en el departamento de Arequipa. Las centrales de EGASA: Charcani 123, Charcani V, Charcani IV y Charcani VI pertenecen a ella. Su representación se aprecia en la figura 3.8.

El caudal de entrada de la central Charcani V, es el caudal descargado de los embalses Aguada Blanca, el Pañe y el Fraile. Este caudal está limitado al requerimiento de los regantes de la zona de gran producción agrícola. La presa de Campanario permite regular el caudal requerido por los regantes y con su regulación se evita su rebose.

i) Cuenca del río Paucartambo

La cuenca del río Paucartambo se encuentra ubicada en el departamento Pasco. En ella se encuentran las centrales Yaupi (108 MW) y Yuncán (136 MW). La central Yuncán aprovecha los desembalses de las lagunas que desembocan al río Huachon mas el caudal regulado que proviene del reservorio Huallamayo (1600 Mm³) alimentado por el río Paucartambo. El agua turbinada por la central de Yuncán mas el caudal natural del río Manto es el caudal de entrada a la de la central Yaupi. Su representación se aprecia en la figura 3.9.

3.2 Descripción del sistema térmico del SEIN

El sistema eléctrico peruano se encuentra compuesto por centrales térmicas de turbinas a gas, a vapor y diesel, siendo ellas:

3.2.1 Centrales de turbinas a vapor

Son las centrales térmicas en las cuales el combustible es quemado y liberado en forma de calor a la caldera. Como resultado se obtiene vapor de alta temperatura y presión. El vapor es conducido a la turbina donde la energía térmica es transformada en energía mecánica. Finalmente la energía mecánica es transformada en eléctrica en el generador. El vapor a baja temperatura y presión a la salida de la turbina es enfriado y condensado y nuevamente se repite el proceso.

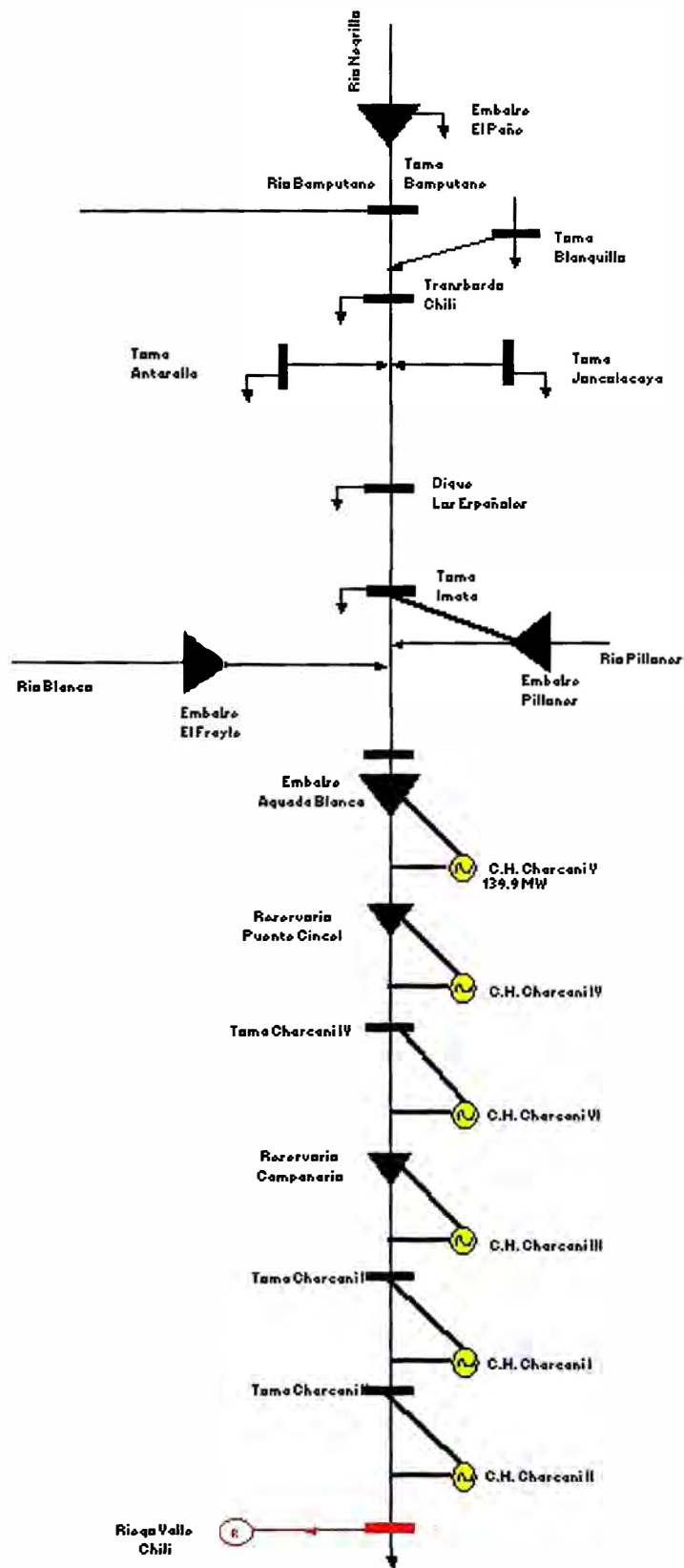


Figura 3.8 Cuenca del río Chili

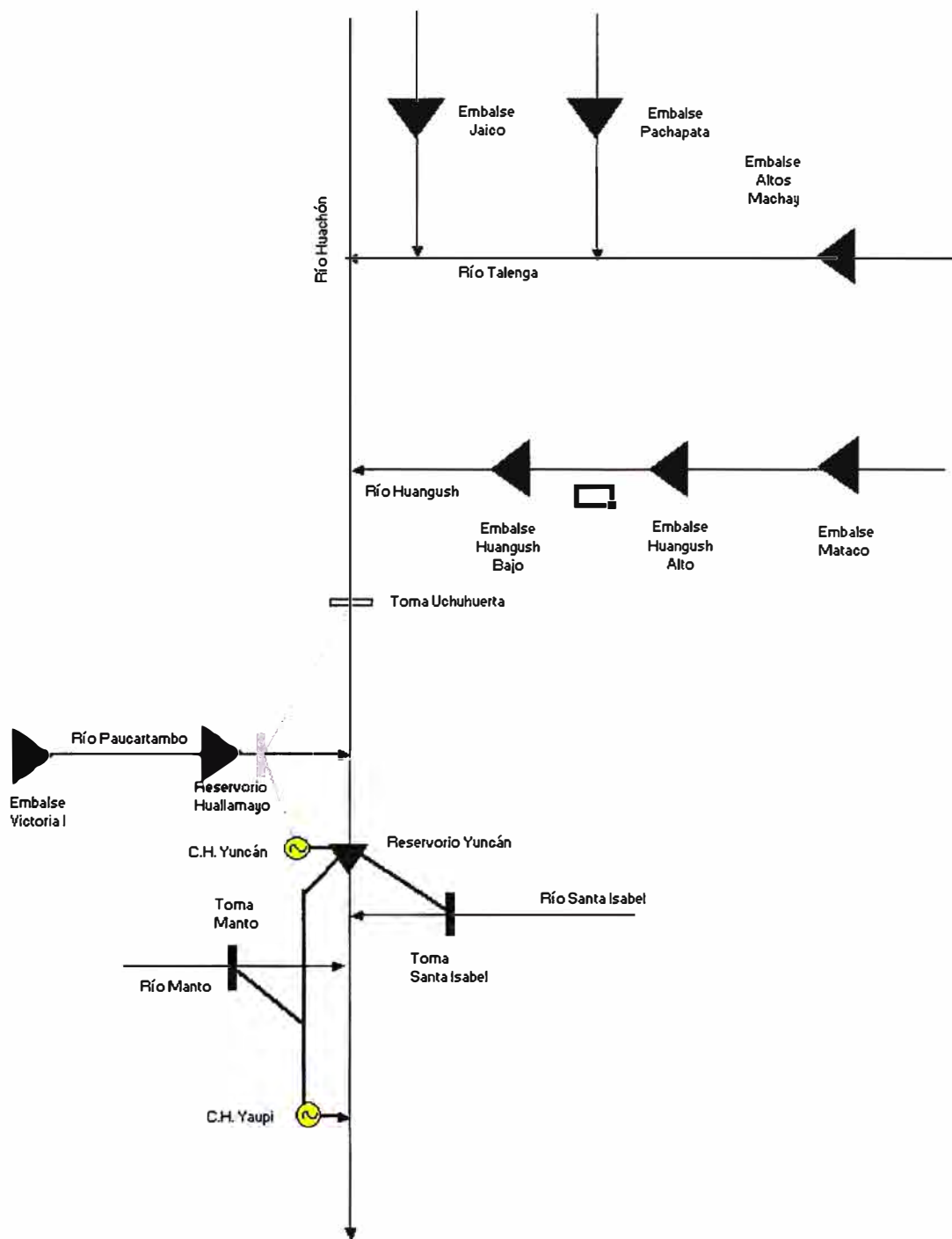


Figura 3.9 Cuenca del río Paucartambo

La relación de centrales con turbinas a vapor con las que cuenta el SEIN, se muestran en la tabla N° 3.1.

Tabla 3.1 Centrales de turbinas a vapor del SEIN

Nombre	Potencia (MW)	Tipo de Combustible	Ubicación	Empresa
TV1 San Nicolás	18.7	Residual 500	Centro	Shougesa
TV2 San Nicolás	19.1	Residual 500	Centro	Shougesa
TV3 San Nicolás	25.7	Residual 500	Centro	Shougesa
TV2 Chilina	6.5	Residual 500	Sur	Egasa
TV3 Chilina	11.1	Residual 500	Sur	Egasa
TV2 Ilo 1	22.8	Residual 500	Sur	Enersur
TV3 Ilo 1	67	Residual 500	Sur	Enersur
TV4 Ilo 1	59.4	Residual 500	Sur	Enersur
TVIlo 2	135	Carbón	Sur	Enersur

3.2.2 Centrales de turbinas a gas

Estas unidades están compuestas básicamente de un compresor axial, una cámara de combustión, la turbina y el generador eléctrico. En el compresor el aire es comprimido hasta la presión de combustión. El aire a alta presión se utiliza en la cámara de combustión para quemar el combustible. Parte del aire es utilizado para enfriamiento y estabilización de la temperatura, así como para la de la propia combustión. Los gases producidos por la combustión son distribuidos por la periferia de la primera fila de alabes y son difundidos por toda la turbina. Las primeras etapas de la expansión son las de alta presión y permite obtener la energía necesaria para accionar el compresor. Las etapas siguientes denominadas de baja presión o de potencia son las que accionan el generador eléctrico.

La relación de centrales con turbinas a gas con las que cuenta el SEIN, se muestran en la tabla N° 3.2.

Un comentario adicional es que la unidad TG7 de la central Santa Rosa y las unidades TG3 y TG4 de la central Ventanilla pueden operar tanto con gas natural como con combustible diesel. La opción de operación dual de estas unidades permite dar

mayor confiabilidad a la operación del SEIN cuando se presenta desabastecimiento de cualquiera de sus combustibles.

Tabla 3.2 Centrales de turbinas a gas del SEIN

Nombre	Potencia (MW)	Tipo de Combustible	Ubicación	Empresa
TG1-Aguaytía	87	Gas Natural	Centro	Termoselva
TG2-Aguaytía	85.88	Gas Natural	Centro	Termoselva
TG7-Santa Rosa	123.3 / 121	Gas Natural/ diesel	Centro	Edegel
UT15- Santa Rosa	52	Gas Natural	Centro	Edegel
UT16- Santa Rosa	52	Gas Natural	Centro	Edegel
TG3- Ventanilla	159 / 154.7	Gas Natural/ diesel	Centro	Edegel
TG4- Ventanilla	156 / 154.7	Gas Natural/ diesel	Centro	Edegel
TG1-Chimbote	21.3	Diesel	Norte	Egenor
TG3-Chimbote	21.3	Diesel	Norte	Egenor
TG4-Trujillo	21.3	Diesel	Norte	Egenor
TG-Piura	20.9	Diesel	Norte	Egenor
TGN4 - Malacas	97.0	Gas Natural	Norte	Eepsa
TG1 - Malacas	15	Gas Natural	Norte	Eepsa
TG2 - Malacas	15	Gas Natural	Norte	Eepsa
TG1-Mollendo	35.2	Diesel	Sur	Egasa
TG2-Mollendo	35.8	Diesel	Sur	Egasa
TG-ccomb Chilina	13.2	Diesel	Sur	Egasa
TG1-Ilo1	34.6	Diesel	Sur	Enersur
TG2-Ilo1	34.9	Diesel	Sur	Enersur
TG1-Chilca	175.9	Gas Natural	Centro	Enersur
TG1-Chilca	175.9	Gas Natural	Centro	Enersur
TG1-Kallpa	176.8	Gas Natural	Centro	Kallpa

3.2.3 Centrales con combustible diesel

Estas centrales tienen como motor primo a los motores Diesel, el cual utiliza como combustibles normalmente el petróleo Diesel N° 2 ó petróleos residuales. Estas centrales

están basadas en el ciclo termodinámico Dual. Sus rangos de eficiencia varían entre 32% a 50%. Se caracterizan por ser de arranque rápido, tiempos mínimos de operación cortos y pueden operar bien a cargas parciales.

La relación de centrales con turbinas con combustible diesel con las que cuenta el SEIN, se muestran en la tabla N° 3.3.

Tabla 3.3 Centrales de turbinas con combustible diesel del SEIN

Nombre	Potencia (MW)	Tipo de Combustible	Ubicación	Empresa
CT Yarinacocha	24.98	Residual 6	Centro	Electroperu
CT Tumbes	18.26	Residual 6	Norte	Electroperu
CT Piura1	16.8	Diesel	Norte	Egenor
CT Piura2	3.37	Diesel	Norte	Egenor
CT Paita1	4.16	Diesel	Norte	Egenor
CT Paita2	1.7	Diesel	Norte	Egenor
CT Chiclayo Oeste	24.1	Residual 6 / diesel	Norte	Egenor
CT Sullana	8.19	Diesel	Norte	Egenor
CT Chilina	10.28	Residual 500	Sur	Egasa
CT Mollendo	30	Residual 500	Sur	Egasa
CT Dolorespata	11.8	Diesel	Sur	Egamsa
CT Calana	25.5	Residual 6	Sur	Egesur
CT Ilo1 Catkato	3.18	Diesel 2	Sur	Enersur
CT Bellavista	4.48	Diesel 2	Sur	San Gabán
CT Taparachi	3.3	Diesel 2	Sur	San Gabán

3.2.4 Centrales de ciclo combinado

Este tipo de centrales son en la actualidad la tecnología con mayor crecimiento dentro de las termoeléctricas, superando en cuanto a la eficiencia en el uso del combustible en mas del 20 % respecto de las centrales turbovapor convencionales.

El sistema de ciclo combinado está integrado por un ciclo de combustión interna como el de las turbogas y uno de recuperación de gases calientes a la salida de esta etapa de ciclo a vapor. Este avance tecnológico ha sido posible gracias a la posibilidad de obtener gases de combustión superiores a los 1000 - 1200 grados centígrados, que permite aprovechar mejor el ciclo de vapor.

Las relación de centrales de ciclo combinado con las que cuenta el SEIN, se muestran en la tabla N° 3.4.

Tabla 3.4 Centrales de ciclo combinado del SEIN

Nombre	Potencia (MW)	Tipo de Combustible	Ubicación	Empresa
Central térmica de Chilina unidades TG y TV	16.7	Residual 500	Sur	Egasa
Central térmica de Ventanilla unidades TG3, TG4 y TV	450	Gas Natural	Centro	Edegel

3.3 Descripción del sistema de transmisión del SEIN

El sistema de transmisión se encuentra conformado por las líneas de transmisión, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva. Estos equipos permiten transportar la energía eléctrica generada por las centrales (generalmente distantes de los centros de carga) hacia los puntos de consumo y regular los perfiles de tensión en las barras de operación a través de la compensación reactiva.

Los equipos de compensación reactiva pueden ser fijos como los bancos de capacitores o reactores y variables como los SVC. Los taps de regulación de los transformadores permiten controlar la tensión en barras y la conexión y desconexión de líneas con redundancia o confiabilidad "n-1", es decir, líneas que cuentan con otra línea paralela; también son usados con frecuencia para la regulación de tensión.

3.3.1 Características de las redes de transmisión

En el manejo del sistema eléctrico, el sistema de transmisión eléctrico presenta tres restricciones o limitaciones que pueden modificar el despacho económico. Estas son:

Pérdidas en el transporte de energía eléctrica
Límites de transporte de energía
Perfiles de tensión en las barras del sistema

a) Pérdidas en el transporte de energía eléctrica

Son las potencias eléctricas que se fugan a través de los conductores y las cadenas de aisladores. Las pérdidas totales de transmisión de cierto periodo de operación representan la diferencia entre el total de energía que ingresó a las líneas y el total de energía que se retiró de las mismas durante dicho periodo de evaluación.

Estas pérdidas se hallan compuesta por dos partes: pérdidas longitudinales o pérdidas Joule y pérdidas transversales que dependen de la tensión de la línea y de los medios ambientales. Ellas se producen por pérdida de potencia a través de la superficie del aislador y por el efecto corona.

b) Limite de transporte de energía

La congestión se considera como un estado de operación del sistema en o cerca de uno o más de sus límites de transferencia. Dichos límites pueden ser de muy diversa índole, entre otros limitantes de estado estacionario, dinámico y aún de tipo regulatorio. Estas limitantes ocasionan que los sistemas de potencia sean operados con muchos equipos por debajo de su límite térmico, con otros equipos altamente cargados y exigencia de estrategias operativas tales como redespachos de generación que encarecen la operación y se tenga la necesidad de operar centrales de costo de operación mayor [6]. Los últimos avances en las tecnologías en transmisión, son una alternativa para flexibilizar la rigidez del sistema de potencia, optimizando su expansión, su operación y aumentando su confiabilidad, factores claves en la desregulación. Esos avances hacen a varias de esas tecnologías mucho más viables, mucho más útiles y mucho más efectivas.

La presencia de un limite de transporte origina un problema de congestión en el sistema. La congestión se da comúnmente en los sistemas con red radial, y se considera que en los sistemas con red enmallada generalmente existe suficiente capacidad de transporte, debido a tener caminos alternativos de transporte de energía hasta llegar a la carga. Sin embargo, en el SEIN, se ha presentado congestión en líneas de sub sistemas

enmallados tales como las líneas Paragsha - Carhuamayo y Oroya Nueva- Pachachaca en 220 kV y en el transformador de Oroya Nueva de 220/50 kV debido al déficit de generación en esta área y al alto crecimiento de la demanda minera.

c) Perfiles de tensión en las barras del sistema

Las tensiones de operación de las barras del sistema establecidas deben ser monitoreadas en la operación de tiempo real, debido a que, trabajar por debajo de las tensiones de operación pone en riesgo al SEIN por posibles colapsos de tensión.

Los perfiles de tensión son mejorados con entrega de reactivos y en el caso que no hubiesen equipos de compensación local se recurre en muchas situaciones al arranque de unidades térmicas cerca de la barra con problema de tensión y se les opera de modo sub excitado de manera que entreguen reactivos al sistema y mejoren el perfil de tensión en la barra en cuestión. Esto origina una modificación en el despacho económico ya que se bajaría la generación de unidades más baratas para despachar unidades más caras como es el caso de la operación de la unidades TV de la CT San Nicolás por regulación de la tensión de la subestación Marcona [5].

3.3.2 Áreas geográficas del sistema de transmisión del SEIN

Los niveles de tensión del sistema de transmisión del SEIN son de 220, 138. 60 y 33 kV. El SEIN cuenta con aproximadamente 91 líneas de 220 kV y 74 líneas en 138 kV.

La red de transmisión se caracteriza por ser principalmente radial, interconectada por líneas de transmisión de grandes longitudes debido a que las centrales de generación se encuentran distantes de los centros de carga [5].

La red de transmisión puede dividirse de acuerdo a áreas geográficas. Esta simplificación nos permite manejar cada área de manera casi independiente pero interconectadas en las cuales se monitorea constantemente los límites de transmisión de las líneas de interconexión.

Estas áreas geográficas se han clasificado de la siguiente manera:

- Área Norte: comprendida desde la SE Zorritos 220 kV (departamento de Tumbes) hasta la SE Chimbote 220 kV (departamento de Ancash).
- Área Centro: comprendida desde la SE Paramonga Nueva 220 kV (norte del departamento de Lima) hasta la SE Campo Armiño 220 kV (departamento de Huancavelica).
- Área Sur: comprendida desde la SE Socabaya en 220 kV (departamento de Arequipa) hasta la SE Tacna (departamento de Tacna).

Existen también otras áreas que eléctricamente son importantes debido a la presencia de cargas importantes en ellas, principalmente las cargas mineras:

- El Área de ELECTROANDES, que está comprendida desde la SE Tingo María en 138 kV (departamento de Huánuco) hasta la SE Oroya Nueva 220 kV (departamento de Junín). En ella se hallan ubicados los principales centros mineros de la zona centro del Perú.
- El Área de SOUTHERN PERU, que está comprendida desde la SE Moquegua en 138 kV (departamento de Moquegua) hasta la SE Toquepala en 138 kV (departamento de Tacna). En ella se hallan ubicadas los principales centros mineros de la zona sur del Perú.
- El Área de ANTAMINA, que se halla ubicada en la SE Vizcarra en 220 kV (departamento de Huánuco), esta área es un centro minero que se estima será uno de los de mayor importancia a mediano plazo.

A continuación se describe las principales características de las áreas en mención.

a) El Área Norte

Es un sistema puramente radial, tiene tanto a las cargas y a la generación en forma disgregada por sus barras, es por ello que es un sistema débil en el cual se presentan con frecuencia problemas de sobrecargas y de tensión. Los problemas de tensión son superados mediante la conexión y desconexión de reactores, capacitores y líneas de transmisión. Las principales centrales hidroeléctricas que poseen son: Cañón de Pato, Carhuaquero y Gallito Ciego. Esta área se caracteriza por tener la mayoría de centrales diesel del sistema.

b) El Área Centro

Es un sistema enmallado, teniendo la mayor carga del sistema eléctrico que viene a ser la ciudad de Lima, debido a ello, esta área es la que que mayor energía y potencia requiere principalmente en horas de máxima demanda. Esta área presenta problemas de tensión en algunas barras tal como en la SE Independencia debido a que en ella se encuentra conectado la carga de la siderúrgica Aceros Arequipa (80 MW) que presenta fuertes fluctuaciones de carga. Las principales centrales hidroeléctricas son: el complejo Mantaro y Huinco, además de tener todas las centrales hidroeléctricas de la empresa EDEGEL que en su conjunto llega a ser de 483 MW (contando las centrales de Chimay y Yanango). Las centrales térmicas de mayor preponderancia, en está área son las centrales térmicas: Ventanilla, Santa Rosa, Chilca y Kallpa, además de contar con las centrales térmicas a vapor de la central San Nicolás.

c) El Área Sur

Es un sistema enmallado en su gran mayoría de barras, pero tiene también sistemas radiales. Este sistema presenta problemas de tensión en sus principales barras cuando sale de servicio alguna de las líneas en 220 kV, debido a no poseer una adecuada compensación reactiva. Las principales centrales hidroeléctricas son: Charcani V (144 MW), San Gabán (114 MW) y Machupicchu (88 MW). Los principales centros de carga son: la minera Southern Peru (183 MW) y la minera Cerro Verde (165 MW).

3.3.3 Limitaciones del sistema de transmisión del SEIN

Las principales limitaciones del sistema eléctrico peruano son:

- a) El problema de congestión de la línea de interconexión Centro - Norte, el cual se origina cuando se transporta la energía del Área Centro hacia el Área Norte, debido a que el Norte es deficitario en generación, y cuando se encuentra fuera de servicio una de las líneas paralelas Paramonga -Chimbote de 220kV, siendo necesario realizar un control especial de manejo en la potencia de transmisión de la línea de interconexión. Este flujo está limitado a un valor menor al de su limite por estabilidad dinámica con el fin de tener un margen de seguridad.

- b) El problema de congestión de la línea de interconexión Centro – Sur similar al del Norte, debido a que el Área Sur también es deficitaria. Esta congestión se origina cuando se transporta la energía del Área Centro hacia el Área Sur cuando se encuentra fuera de servicio una de las líneas paralelas Mantaro - Socabaya de 220kV, siendo necesario realizar un control especial de manejo en la potencia de transmisión de la línea de interconexión. Este flujo está limitado también a un valor menor al de su límite por estabilidad dinámica con el fin de tener un margen de seguridad.
- c) El problema de tensión en barras de Lima, es un problema que siempre ha existido debido al aumento de consumo de reactivos, lo cual se agrava con la desconexión de alguna de las líneas con mayor flujo de potencia hacia los centros de carga o con la desconexión de la central de Ventanilla. Actualmente, con el ingreso de las centrales térmicas de Chilca y Kallpa se ha reforzado las barras de San Juan e Independencia lo cual ha permitido aliviar en parte este problema [5].

3.4 La operación de mediano plazo del SEIN

La operación del Sistema Interconectado Nacional (SINAC), es actualmente una función del COES-SINAC. Para ello se cuenta con diversos procedimientos que dan los lineamientos de cómo realizar la operación y la programación del sistema.

La planificación de la programación de mediano plazo del sistema se basa en el proceso de optimización del modelo utilizado en el cual se consideran los costos variables de las centrales térmicas, los volúmenes iniciales de los embalses modelados, la actualización de los programas de mantenimientos, entre los parámetros que se detallará más adelante con mayores descripciones.

El costo variable de cada unidad térmica se halla compuesta por los costos variables combustibles (CVC), que es el costo de consumo de combustible en su potencia efectiva, y los costos variables no combustibles (CVNC), que representa los costos fijos de cada central térmica, siendo el componente más importante los costos de mantenimientos mayores.

3.5 Parámetros de entrada para la optimización del despacho de mediano plazo

La información que se utiliza como parámetros de entrada para la simulación de la operación de mediano plazo son:

3.5.1 Disponibilidad de equipos del SEIN

Los equipos con los que cuenta el SEIN son modelados con bastante precisión sobretodo los que pertenecen a la configuración hidráulica para obtener resultados de generación y desembalses congruentes con la realidad. La red de transmisión, sin embargo, sólo ha sido considerada en niveles de 220 y 138 kV con las líneas de mayor representación, ya que una descripción detallada de la red genera una optimización con mayor lentitud y poca diferenciación que con respecto a un modelo simplificado.

La representación de la red de gas ha sido considerada con todas los conductos de gas presentes en el sistema y sus capacidades, ya que nuestra red de gas es única y radial y sólo comprende el transporte del gas de Camisea.

3.5.2 Oferta de generación

La generación con la que se cuenta actualmente y los nuevos proyectos que entrarán en operación durante el periodo de planificación representan la oferta de generación disponible para el estudio de mediano plazo.

3.5.3 Programa de obras de transmisión

De la misma manera como se tiene en cuenta los proyectos de generación que se presenten en el SEIN durante el periodo de planificación, también se consideran los programas de obras de trasmisión en el mismo periodo lo que permite reforzar la red de transmisión y aliviar los flujos ante posibles problemas de congestión.

3.5.4 Pronóstico de caudales y volúmenes iniciales de los embalses del SEIN

Se tiene información de valores de caudales históricos de las cuencas hidrográficas del SEIN desde el año 1965 hasta el 2007. La proyección de caudales del 2008 se estima utilizando una serie de caudales sintéticos obtenidos a través del modelo optimizador

SDDP los cuales se afinan con niveles de excedencia dependiendo de las condiciones hidrográficas actuales que permiten establecer si contamos o no con un año seco [3].

3.5.5 Programa de mantenimiento

Durante la elaboración del programa anual se procede a coordinar los mantenimientos mayores de las unidades de generación de tal manera que estos no coincidan entre sí y pongan en riesgo la oferta de generación. Además se atienden las solicitudes de tiempo tope de operación, de arranques y paradas de las unidades térmicas para programar los mantenimientos de estas unidades, etc. Durante la programación mensual se procede a gestionar los mantenimientos tanto de unidades de generación como el de líneas de transmisión.

Estos mantenimientos son considerados en la simulación de mediano plazo, debido a que modifican la topología de la red y los flujos de carga. El modelo SDDP permite analizar los casos de congestión en la red de transmisión.

3.5.6 Proyección de la demanda

La proyección de la demanda se realiza con el método Arima. Para esta proyección se tiene en cuenta los proyectos de carga importantes tales como cargas mineras e industriales, así como el crecimiento vegetativo de la demanda del SEIN.

3.5.7 Proyección de los costos de combustibles

Los precios de los combustibles en el tiempo son volátiles y muy variables. Dependen principalmente de factores externos y mundiales que no pueden estimarse para este tipo de planificación. Por lo tanto, la actualización del precio de combustibles con los que se cuenta corresponde a la del primer día de cada mes. Este precio es constante durante todo el periodo de planificación.

3.6 Restricciones operativas del despacho

En la simulación de mediano plazo se tiene en consideración las limitaciones técnicas a las que denominamos restricciones operativas y que, modifican la operación de mínimo costo del sistema, tales como la congestión de líneas o equipos. En este caso

el modelo opera dicha línea o equipo al límite establecido y despacha unidades locales, las cuales pueden ser más caras y no seguir el orden de mérito de unidades. Esto finalmente se refleja a través del sobrecosto de la operación.

Otras restricciones que se vienen dando en el sistema y cuya razón son el motivo de este informe son: limitaciones por restricción de combustibles, por operación de volúmenes mínimos del lago Junín y restricciones por reserva del SEIN ante casos de contingencia.

3.6.1 Restricción de combustibles

La mayor demanda de gas natural debido al crecimiento de grandes industrias y a la mayor capacidad instalada de centrales que operan con dicho combustible en el Área Centro del SEIN, a llevado a un colapso en el proceso de transmisión de gas debido a que el gaseoducto, en la última etapa de evacuación, a llegado a su límite máximo de transmisión.

A razón de lo anterior es que se precisó el racionamiento de gas entre el total de generadores que contaban con este combustible para su operación, lo que llevó a una serie de incongruencias por parte del suministrador de gas y el operador del sistema, ya que, según contratos legales, el suministrador debía cumplir con ciertos volúmenes de gas para con sus clientes y en el caso de racionamiento debía realizarlo de manera equitativa. Mientras que el operador del sistema contaba con menos disponibilidad de unidades térmicas más eficientes por restricción de gas y estaba obligado a despachar unidades menos eficientes por contar con cierta disponibilidad de gas lo que finalmente se reflejaba en una ineficiente forma de operar el SEIN. A partir del 11 de agosto de 2008 el COES tiene la potestad de despachar las unidades de gas de manera eficiente.

A partir de la resolución ministerial N° 358-2008-MEM/DM emitida el 31 de julio de 2008 se ha declarado la existencia de congestión en el suministro de gas natural para generación eléctrica hasta septiembre de 2009.

3.6.2 Restricción de volúmenes mínimos del lago Junín

El lago Junín cumple un rol decisivo en el proceso de generación de energía eléctrica en el país. Contribuye aproximadamente con el 29% del caudal del río Mantaro en la época de estiaje, lo que le permite al complejo energético Mantaro (centrales hidroeléctricas de Malpaso, Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución) afianzar sus operaciones. La función de la represa Upamayo es almacenar agua del lago Chinchaycocha (Junín) para asegurar la provisión del recurso necesario para generar energía en la época de estiaje. El almacenamiento de agua requiere la elevación del nivel de agua en el lago durante varios meses al año.

En octubre de 1993, las empresas públicas Electrocentro SA, Electro Perú SA, y la Empresa Minera del Centro del Perú Centromin Perú SA, celebraron un contrato de suministro y devolución de electricidad, estableciéndose en su cláusula novena un procedimiento de operación coordinada de las aguas del lago Junín. Se presentaron una serie de dificultades en el otorgamiento de licencias de uso del agua por la Administración Técnica del Distrito de Riego, en la existencia de diferencias de criterio para el manejo coordinado de las aguas del lago Junín entre las empresas, diversos cambios en las cantidades de litros permitidos y los puntos de extracción, petición de recursos de revisión de resoluciones, etc. Estas dificultades dan origen a la Resolución Ministerial No. 0149-98-AG que precisa los alcances de las licencias de uso de agua de las empresas Electroperú SA y Centromin Perú SA para el aprovechamiento del recurso hídrico del lago Junín.

Esta disposición establece que el periodo de embalse del lago Junín se efectuará entre el primero de enero y el 31 de mayo de cada año (compuerta permanece cerrada). El periodo de descarga regulado se efectuará entre el primero de junio y el 31 de diciembre de cada año y durante este periodo la regulación será de tal forma que se mantenga las siguientes reservas mínimas: al 1 de junio 100% del volumen útil almacenado, al 1 de julio 85% del volumen útil almacenado, al 1 de agosto 70% del volumen útil almacenado, al 1 de septiembre 55% del volumen útil almacenado, al 1 de octubre 40% del volumen útil almacenado, al 1 de noviembre 25% del volumen útil almacenado, al 1 de diciembre 10% del volumen útil almacenado, al 31 de diciembre 3% del volumen útil almacenado. El volumen útil almacenado corresponde al volumen alcanzado al 31 de mayo de cada año. Así, la RM 149-98-AG autoriza volúmenes

mínimos de reserva, pero no precisa los niveles máximos de acumulación de agua para los períodos de embalse como de desembalse.

Estos límites de volúmenes mínimos descargados quedan restringidos por resolución ministerial, sin embargo, estos no serían los volúmenes mínimos óptimos para la utilización eficiente del recurso hídrico en beneficio de todos los usuarios. En este informe describiremos una simulación sin esta restricción y se comparará resultados con respecto al caso oficial de mediano plazo o caso base para analizar esta limitación.

3.6.3 Restricciones por reserva rotante

En la operación de los sistemas eléctricos interconectados, la frecuencia varía constantemente reflejando desviaciones naturales de carga o de generación y en algunos casos cambios en la red.

Los sistemas de regulación de frecuencia tienen como objetivo mantener la frecuencia muy cerca de los valores nominales minimizando los tiempos de operación que ponen en riesgo los equipos del sistema y las cargas de los usuarios, garantizando calidad de suministro. Los sistemas de regulación de frecuencia se fundamentan en la regulación primaria de frecuencia ejercida por los reguladores de velocidad de las unidades de generación y en los sistemas de control suplementario llamados de regulación secundaria o control automático de generación y esquemas de respaldo o de rechazo automático de carga para condiciones críticas de frecuencia.

Los sistemas de regulación de frecuencia son complementarios, garantizan la seguridad y calidad de suministro y presentan diferentes velocidades de respuesta ante las desviaciones de frecuencia. La regulación primaria es la respuesta más rápida para compensar los desbalances generación-demanda que afectan la calidad de suministro en condiciones no críticas de frecuencia pero no garantiza el retorno a la frecuencia nominal y requiere, por lo tanto, de la regulación secundaria, de respuesta más lenta.

El Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia –ERACMF– es la estrategia de protección de respaldo para mantener la frecuencia del SEIN en valores operativos frente a desbalances generación-demanda provocados por eventos de pérdida de unidades de generación o fraccionamiento de la red que conducen a situaciones críticas de frecuencia.

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), establece como servicio complementario la reserva rotante y la regulación de frecuencia en lo correspondiente a regulación primaria y secundaria. Para el servicio de regulación primaria, el COES asigna reserva en algunas unidades del sistema, la cual puede resultar insuficiente para recuperar la frecuencia a valores operativos frente a algunos eventos. Por lo tanto, hasta cuando se definan, complementen e implementen los esquemas de regulación de frecuencia, se ha asignado una etapa del ERACMF, llamada de Reposición o Restitución de la Frecuencia, cuya función consiste en desconectar carga adicional cuando la frecuencia permanece por debajo de 59.1 Hz durante más de 30 s [10].

En un estudio de mediano plazo y debido al proceso de optimización muchas centrales hidroeléctricas van a tener una reserva natural debido a que en época de estiaje operan por debajo de su potencia instalada, sin embargo, en época de avenida, estas centrales pueden operar a plena carga y tienen que bajar generación para cumplir con su participación en la reserva del sistema, por proveer este servicio estas son compensadas.

Para poder participar en la regulación de frecuencia las unidades deben cumplir con requisitos técnicos mínimos tales como: el estatismo permanente debe variar entre el 0 y el 6%, la banda muerta debe ser inferior al 0.1% (0.06 Hz), la capacidad de regulación mínima debe ser del +/-5% dentro de todo su rango de generación, el rango de frecuencia admisible de operación de la unidad sin límite de tiempo debe variar entre 59 y 61 Hz y la variación de la carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. Debido a ello es que centrales hidroeléctricas como Huinco, Mantaro y Charcani V son indispensables para aportar reserva al sistema.

En este informe analizaremos cual es la influencia de esta restricción en el estudio de mediano plazo.

CAPITULO IV

APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

4.1 Modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming)

Para la programación del despacho de mediano plazo del SEIN se ha usado el modelo SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), el cual es un optimizador multinodal y multiembalse. El modelo está basado en la optimización estocástica usando descomposición de Benders.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo [7]. El modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.)
- Modelo detallado de las centrales térmicas (*unit commitment*, contratos *take or pay*, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.)
- Incertidumbre hidrológica: se pueden utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- Red de transmisión detallada: análisis de flujos de potencia en corriente continua, límites en los flujos de potencia, cálculo de pérdidas, restricciones de seguridad.
- Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo) o etapas horarias (para estudios de corto plazo)

Además de calcular la política de operación a mínimo costo, el modelo genera los costos marginales, costos de congestión de la transmisión y valor marginal del agua para cada central hidroeléctrica entre otros.

Similar a la red eléctrica se ha modelado la red de distribución del gas, esto permite considerar el problema de congestión del ducto de gas para abastecimiento de las centrales térmicas.

4.2 Caso base: despacho económico de agosto de 2008 a julio de 2009

4.2.1 Consideraciones generales

Para el análisis de las restricciones operativas de la programación de mediano plazo, se ha considerado como punto de partida el despacho económico de mediano plazo comprendido de agosto de 2008 a julio de 2009 elaborado y emitido por el COES al cual denominaremos *el caso base*.

A continuación se describe todas las consideraciones tomadas para el proceso de optimización.

a) Consideración de los embalses

Nuestro sistema hidrológico esta compuesto por embalses que obedecen a diferentes necesidades, tales como: energía eléctrica, riego y agua potable. Dada la prioridad del uso de agua para generación eléctrica, sólo se incluye en la optimización los embalses cuyo uso obedece estrictamente a necesidades de energía eléctrica. Las descargas de los embalses, que obedecen a necesidades de riego y agua potable, son informadas por los integrantes del SEIN.

Los embalses optimizados son los siguientes:

- Lago Junín
- Lagunas de Electroperu
- Lagunas de las centrales Pachachaca y Oroya
- Lagunas de las centrales Yuncan y Yaupi
- Lagunas de la central Cañón del Pato

- Lagunas de la central Cahua
- Lagunas de la central San Gabán
- Lagunas de la central Machupichu.

Los embalses cuyas descargas están determinadas por las restricciones de agua potable y riegos son:

- Lagunas de Edegel, limitadas por agua potable.
- Lagunas de la central Charcani, limitadas por riego y agua potable.
- Laguna de la central Gallito Ciego, limitada por riego.
- Laguna de la central Aricota, limitada por riego.

El modelado del lago Junín considera los límites de volumen almacenado establecidos por la Resolución del Ministerio de Agricultura n°. 0149-98-AG, aplicado al año 2008, se presentan en la tabla N° 4.1:

Tabla N° 4.1 Volúmenes mínimos para el lago Junín

Fecha	Volumen útil mínimo (Mm3)	Volumen total mínimo (Mm3)	Porcentaje de reserva (%)
01 de Junio	347.9	462.9	100
01 de Julio	295.7	410.7	85
01 de Agosto	243.6	358.6	70
01 de Septiembre	191.4	306.4	55
01 de Octubre	139.2	254.2	40
01 de Noviembre	87.0	202.0	25
01 de Diciembre	34.8	149.8	10
31 de Diciembre	10.4	125.4	3

b) Consideraciones hidrológicas y de programación dinámica

- La política operativa se determinó con caudales históricos, usando para ello 25 series forward y 5 series backward de la programación dinámica dual [8].
- La etapa de simulación se efectuó con caudales determinísticos, los cuales fueron estimados a partir de las 25 secuencias de caudales generadas con nivel de excedencia variable por cuenca.

- Para las centrales que tienen restricciones de riego y agua potable prioritario, se ha considerado los caudales de riego y agua potable de manera determinística a partir de la estimación de energía informada por los integrantes.
- Solo se ha modelado la evaporación del lago Junín.

c) Consideraciones de oferta de generación y demanda

Las unidades de generación que operan con gas natural de Camisea se alimentan del tramo de 18 pulgadas del gaseoducto. El gas disponible se ha despachado de manera óptima entre todas las unidades que consumen este combustible sobre la base de sus costos variables declarados.

d) Restricción de abastecimiento de gas natural de Camisea

Adicionalmente a la restricción de las descargas del lago Junín que será analizada en este informe, se ha considerado la restricción del conducto de gas de Camisea que abastece de este combustible a las centrales de Chilca, Kallpa, Ventanilla y Santa Rosa. Esta restricción considera un total de 190 millones de pies cúbicos disponibles diariamente para generación eléctrica (MMPCD). Esta restricción se modela directamente en la cantidad de combustible disponible para estas centrales.

La restricción de la disponibilidad de gas para generación es de la siguiente manera:

- De agosto 2008 a julio 2009 disponibilidad de 190 MMPCD para generación eléctrica.
- Las CT Calana y Mollendo no tienen ninguna restricción de consumo de gas debido a su ubicación. Las demás centrales se reparten el gas de acuerdo a la restricción de disponibilidad del punto anterior.
- Se ha considerado la unidad TG7 de la CT Santa Rosa operando con combustible diesel 2, mientras las unidades UTI5 y UTI6 operan con gas natural.
- Ante la deficiencia de generación en el sistema, se ha adoptado despachar a todas las centrales disponibles en el sistema, al margen de que sus costos superan el costo de racionamiento de 250 \$/MWh.
- Se ha incluido el programa de obras de nuevas unidades de generación que se muestran en la tabla N°. 4.2.

Tabla N° 4.2 Programas de obras de generación y transmisión

Fecha	Proyecto
Ago-2008	CH La Joya (9.6 MW) - GEPSA (*)
Oct-2008	CH Carhuaquero 5 (CH Caña Brava) (5.5 MW) - EGENOR
Nov-2008	Ampliación Presa Huangush Bajo (4.5 MMC) - ELECTROANDES
Nov-2008	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73 MW) - EGASA
Nov-2008	Traslado de la CT Calana - gas natural (26 MW) - EGESUR
May-2009	CT Oquendo (50 MW) (*)
Jun-2009	CH Poechos II (10 MW) - SINERSA
Jun-2009	Repotenciamiento CH Pariac - CH 5 y CH 6 (7.7 MW) - CAHUA
Jul-2009	CT Kallpa - TG2 (176 MW) - KALLPA
Set-2009	CT Chilca I - TG3 (176 MW) - ENERSUR
Nov-2009	CH Platanal (220 MW) - CELEPSA

(*) Descontado de la demanda

- Se ha considerado el programa de mantenimientos de unidades de generación previsto en el cálculo de la propuesta para la fijación de tarifaria de mayo de 2008 incluyendo el programa de mantenimiento anual 2008 y el mantenimiento mensual agosto 2008.
- La demanda se ha pronosticado con el método econométrico ARIMA, cuyos resultados se muestran en la tabla N° 4.3. La demanda está proyectada por meses en bloques de demanda diaria y distribuida por barras.

Tabla N° 4.3 Demanda por Bloques

Meses	Potencia (MW)			Horas			Energía (GWh)
	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base	
Ago-08	3887	3563	3041	125	340	279	2546
Sep-08	3913	3541	3043	130	320	270	2463
Oct-08	3960	3604	3099	130	335	279	2587
Nov-08	4023	3664	3177	120	330	270	2550
Dic-08	4021	3632	3174	125	340	279	2623
Ene-09	4015	3718	3189	130	335	279	2657
Feb-09	4132	3871	3297	120	300	252	2488
Mar-09	4149	3786	3260	130	335	279	2717
Abr-09	4136	3792	3256	120	330	270	2627
May-09	4084	3691	3191	125	340	279	2656
Jun-09	4159	3772	3242	125	325	270	2621
Jul-09	4108	3721	3195	125	340	279	2670
Ago-09	4136	3792	3236	130	335	279	2711
Sep-09	4170	3774	3243	130	320	270	2625
Oct-09	4216	3837	3300	130	335	279	2754
Nov-09	4282	3900	3383	125	325	270	2716
Dic-09	4284	3870	3382	125	340	279	2795

e) Costos variables

Los costos variables combustibles (CVC) son los costos relacionados al uso de combustibles en los que incurren las empresas por operar sus unidades térmicas. Los costos variables no combustibles (CVNC) son los costos relacionados con otros gastos que se generan por la operación de unidades térmicas, tales como: mantenimientos, fletes, etc. Se ha considerado los CVC y CVNC actualizados al 4 de agosto de 2008, los cuales se muestran en la tabla N° 4.4.

Tabla N° 4.4 Costos Variables de las unidades térmicas

Empresa	Central	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	2.69	11.10	1.88	20.86	23.55
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	2.73	11.33	1.88	21.30	24.03
EDEGEL	STA ROSA UTI 5 - GAS	7.07	12.74	0.80	10.19	17.26
EDEGEL	STA ROSA UTI 6 - GAS	7.07	12.62	0.80	10.10	17.17
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - D2	4.10	78.68	2.46	193.78	197.88
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - D2 - H2O	4.10	79.30	2.46	195.31	199.41
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - GAS	4.10	10.85	0.80	8.68	12.78
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - GAS - H2O	4.10	11.37	0.80	9.10	13.20
EGENOR	CHICLAYO OESTE - R6	7.04	70.32	2.00	140.41	147.45
EGENOR	CHICLAYO OESTE - D2	7.04	69.16	2.93	202.32	209.36
EGENOR	CHIMBOTE TG1 - D2	2.70	101.42	2.95	299.42	302.12

Empresa	Central	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
EGENOR	CHIMBOTE TG3 - D2	2.70	103.73	2.95	306.25	308.95
EGENOR	SULLANA - D2	7.30	78.39	2.93	229.35	236.65
EGENOR	TRUJILLO TG - D2	2.70	106.27	2.93	311.28	313.98
EGENOR	PAITA 1- D2	7.54	74.57	2.93	218.68	226.22
EGENOR	PAITA 2 - D2	7.54	80.33	2.93	235.58	243.12
EGENOR	PIURA 1 - D2	7.11	63.80	2.93	186.93	194.04
EGENOR	PIURA 1 - R6	7.11	66.35	2.00	132.99	140.10
EGENOR	PIURA 2 - D2	7.11	69.54	2.93	203.73	210.84
EGENOR	PIURA 2 - R6	7.11	74.32	2.00	148.96	156.07
EGENOR	PIURA TG - D2	2.70	101.01	2.93	295.94	298.64
EGENOR	PIURA TG - R6	2.70	99.01	2.00	198.46	201.16
SHOUGESA	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	7.11	64.94	2.93	190.20	197.31
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 1 - R500	2.00	83.75	1.70	142.09	144.09
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 2 - R500	2.00	84.60	1.70	143.53	145.53
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	2.00	78.43	1.70	133.06	135.06
EEPSA	MALACAS TG 1 - D2	4.00	110.62	3.05	337.76	341.76
EEPSA	MALACAS TG 1 - GAS	4.00	16.11	8.54	137.67	141.67
EEPSA	MALACAS TG 2 - D2	4.00	108.81	3.05	332.25	336.25
EEPSA	MALACAS TG 2 - GAS	4.00	15.67	8.54	133.92	137.92
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - D2	2.25	80.26	2.58	206.78	209.03
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - D2 CON H2O	2.25	79.62	2.58	205.13	207.38
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - GAS	3.13	12.11	5.07	61.38	64.51
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	21.60	12.41	5.07	62.88	84.48
ELECTROPERU	TUMBES - R6	11.32	58.72	1.75	102.88	114.20
ELECTROPERU	YARINACOCHA - R6	5.80	61.43	2.03	124.61	130.41
EGASA	MOLLENDO 123 - R500	6.22	56.05	1.65	92.47	98.69
EGASA	CICLO COMBINADO - D2	3.53	88.34	2.98	263.51	267.03
EGASA	MOLLENDO TG 1 - D2	1.11	85.40	2.96	252.75	253.86
EGASA	MOLLENDO TG 2 - D2	1.12	82.03	2.96	242.80	243.92
EGASA	CHILINA SULZ 12 - R500 D2	10.81	57.50	1.82	104.53	115.34
EGASA	CHILINA TV2 - R500	1.99	115.21	1.68	193.86	195.85
EGASA	CHILINA TV3 - R500	1.32	105.49	1.68	177.50	178.82
EGEMSA	DOLORES(GM 123 ALC 12) - D2	4.53	75.07	3.09	231.63	236.16
EGEMSA	DOLORES (SZ 12) - D2	5.74	75.34	3.09	232.47	238.21
SAN GABAN	TAPARACHI - D2	14.18	72.10	3.01	216.80	230.99
SAN GABAN	BELLAVISTA ALCO - D2	11.58	82.58	3.01	248.52	260.10
SAN GABAN	BELLAVISTA MAN 1 - D2	12.19	68.17	3.01	205.15	217.34
EGESUR	CALANA 123 - D2	10.58	57.41	2.99	171.57	182.15

Empresa	Central	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
EGESUR	CALANA 4 - D2	4.91	61.80	2.99	184.71	189.62
ENERSUR	CHILCA1 TG 1 - GAS	3.67	9.80	0.00	0.00	3.67
ENERSUR	CHILCA1 TG 2 - GAS	3.67	9.89	0.00	0.00	3.67
KALLPA	KALLPA TG 1 - GAS	4.00	10.07	0.00	0.00	4.00
ENERSUR	ILO1 CATKATO - D2	11.98	62.23	3.10	193.14	205.12
ENERSUR	ILO1 TG1 - D2	8.00	85.54	3.10	265.51	273.51
ENERSUR	ILO1 TG2 - D2	6.09	79.43	3.10	246.53	252.62
ENERSUR	ILO1 TV1 - R500	3.27	83.61	2.22	185.68	188.95
ENERSUR	ILO1 TV2 - R500	3.18	85.01	2.22	188.80	191.98
ENERSUR	ILO1 TV3 - R500	1.96	80.70	2.22	179.22	181.18
ENERSUR	ILO1 TV4 - R500	1.93	81.18	2.22	180.30	182.23
ENERSUR	ILO2 TV1 - CARB	0.90	360.96	0.13	46.49	47.39
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - GAS	4.02	10.15	0.80	8.12	12.14
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - D2	4.00	71.43	2.39	170.96	174.96
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O	4.00	72.89	2.39	174.45	178.45
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - GAS	4.10	10.11	0.80	8.09	12.19
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - D2	4.00	70.97	2.39	169.87	173.87
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O	4.00	72.62	2.39	173.82	177.82
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3-GAS	3.42	6.97	0.80	5.58	9.00
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 4-GAS	3.47	7.05	0.80	5.64	9.11
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG3-GAS FD	3.42	7.01	0.80	5.61	9.02
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG4-GAS FD	3.47	7.17	0.80	5.74	9.21
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG3 & TG4 - GAS	3.35	6.76	0.80	5.41	8.76
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG3 & TG4 - GAS FD	3.35	7.04	0.80	5.63	8.98
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	2.69	11.10	1.88	20.86	23.55
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	2.73	11.33	1.88	21.30	24.03
EDEGEL	STA ROSA UTI 5 - GAS	7.07	12.74	0.80	10.19	17.26
EDEGEL	STA ROSA UTI 6 - GAS	7.07	12.62	0.80	10.10	17.17

UNIDADES:

1. GAS : [KPC]
2. CABON: [Kg]
3. DIESEL: [GAL]
4. RESIDUAL: [GAL]

4.3 Evaluación de resultados

En las siguientes tablas se presenta los resultados del modelo:

Tabla N° 4.5: generación de centrales hidráulicas

Tabla N° 4.6: generación de centrales termoeléctricas

Tabla N° 4.7: costos marginales.

Tabla N° 4.8: energía por tipo de generación

Tabla N° 4.9: déficit de generación

Tabla N° 4.10: volúmenes de descargas de los embalses

Tabla N° 4.11: caudales vertidos

Tabla N° 4.12: consumo de combustible

Tabla N° 4.13: flujo de la línea de interconexión Centro - Sur

Tabla N° 4.14: flujo de la línea de interconexión Centro - Norte

4.3.1 Despacho económico

Tabla N° 4.5 Despacho de las centrales hidroeléctricas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Arcata	3723	3602	3723	1805	1064	3667	3362	3723	3602	2624	3602	3723
CH Aricota	7337	8193	7902	7647	7902	7337	6627	7902	7647	7337	7101	7902
CH Cahua	17823	15124	25592	28797	31740	31739	28668	31739	28934	30344	29407	24999
CH Callahuanca	49088	46864	46750	40249	52790	55279	49930	49917	53496	49063	44316	48316
CH Caña Brava	0	0	4092	3960	4092	4092	3696	4092	3960	4092	3837	2487
CH Cañón del Pato	81871	80064	134030	137340	176300	182820	149350	159010	124700	119640	123790	88123
CH Carhuaquero	22972	57190	74835	74437	77149	48912	69682	65345	74660	77149	61938	40150
CH Charcani 123	4319	4179	4500	4355	4500	4500	4065	4500	4355	4320	4179	4319
CH Charcani 4	7209	6977	7968	7711	7968	11269	10179	11269	10429	9410	6977	7209
CH Charcani 5	41701	40356	46091	44604	35320	68038	61455	68038	60321	54431	40356	41701
CH Charcani 6	4213	4077	4656	4506	4656	6585	5948	6585	6094	5498	4077	4213
CH Chimay	39042	44169	72321	55387	90279	60497	93251	68902	88805	79044	53721	51226
CH Gallito Ciego	3997	3868	6071	9498	15224	21949	14686	19184	14684	10115	6267	6071
CH Huampani	21976	20254	21891	19975	22171	12881	20025	22170	21455	22171	21455	22171
CH Huanchor	11795	11336	11714	11336	14437	14437	13040	14437	13971	14437	12913	13175
CH Huinco	73853	71372	73751	71373	73751	182150	164520	182150	92599	84644	78632	81112
CH Machupicchu	62747	59990	62938	60235	62685	63127	53366	62496	60785	62432	60662	63190
CH Malpaso	17991	13390	16412	17742	9807	13127	16722	19748	15775	10272	19771	16980
CH Mantaro	478320	439430	428930	430480	478790	476400	433760	477360	464750	476140	464740	480240
CH Matucana	52193	50163	51835	50162	75166	94698	85534	94698	91643	74002	57141	58297
CH Moyopampa	46319	42013	44699	46117	46224	47654	43042	47654	46117	47653	46116	47653
CH Oroya	6363	6158	5558	5728	6363	6363	5742	6363	5898	6363	6158	5135

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Pachachaca	8764	7870	3250	2912	4267	5350	6542	4507	3187	4416	4570	3549
CH Pariac	3272	1941	2385	2793	3309	3248	2988	3309	1085	2561	8783	7552
CH Platanal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Restitución	155130	148080	144540	145060	157350	158620	143270	138150	119730	158620	153500	158620
CH San Gaban	63550	37510	43704	81310	84698	84021	75506	84698	81637	84020	81965	65212
CH Yanango	12551	15229	20475	18310	19356	19611	25621	19611	18978	22344	15520	14215
CH Yaupi	73392	77924	80602	77766	80602	70314	64461	74365	78002	80359	77923	71577
CH Yuncan	77110	63759	75952	79554	100170	99371	90478	100170	96941	63412	67404	62102
TOTAL HIDRO	1448621	1381081	1527167	1541150	1748131	1858058	1745516	1852092	1694240	1666914	1566820	1501217

Tabla N° 4.6 Despacho de las centrales térmicas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
TG1 Aguaytia	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	61199	60682	62704	60682	62704
TG2 Aguaytia	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	62704	59165	62704	60682	62704
CT Bellavista	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Calana	0	0	0	17365	2723	4646	10284	3183	11019	3061	17630	18217
CT Chiclayo	5399	7998	1765	1625	0	1765	1630	1765	1630	0	1698	6315
Chilca TG1	118470	115690	117640	113500	119550	98511	107980	117640	115700	117640	115700	119550
Chilca TG2	121330	118480	120470	116230	122430	100890	110580	120470	118480	120470	118480	122430
Chilca TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sulzer Chilina	0	6912	7142	1152	1200	1248	1152	1248	6912	3571	1200	7142
TV2 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV3 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Chimbote	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Dolorespata	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Catkato ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1117	0	0
TV3 ILO1	33987	26746	0	5956	3000	0	0	0	13841	0	0	0
TV4 ILO1	8314	0	0	2165	0	3708	4792	7552	6134	0	0	0
CT ILO2	90397	87480	90397	79184	85392	53674	60070	56720	26244	64181	87481	90397
Kallpa TG1	129640	125450	122500	125450	83614	107460	82742	129630	125450	129640	125450	30211
Kallpa TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126750
Kallpa TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 Malacas	3458	3347	1747	1613	0	1747	1613	1747	1613	1680	1399	3458
TG2 Malacas	6696	6480	5361	1728	1492	1872	5508	1872	1439	1800	1800	6696
TG4 Malacas	57982	61459	57347	31350	13023	22677	0	12821	30060	18572	61459	63507
Mollendo												
Diesel	18455	18662	19285	2143	2647	3370	3110	3370	18662	3239	16949	19285
TG's Mollendo	0	0	0	50597	43499	52284	47225	52284	50597	52284	50597	52284
CT Palta	679	0	0	0	0	0	652	706	0	0	0	348
CT Piura	1067	1506	278	460	0	504	703	762	466	0	646	3134
TG Piura	2250	0	0	0	0	1841	2160	2340	1620	0	0	2250

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Cummins Shou	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV1 Shougesa	6626	6413	0	1710	0	0	0	1601	1710	0	0	0
TV2 Shougesa	7068	0	0	0	0	0	0	0	1140	0	0	0
TV3 Shougesa	6626	6413	1853	1710	0	1853	1710	0	1710	0	1740	5759
TG5 Sta Rosa	11945	0	3122	15977	4287	21380	0	10516	0	0	22327	0
TG6 Sta Rosa	33802	20713	27152	32411	5633	0	18847	20953	12945	8962	32411	0
TG7 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG8 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Sullana	728	0	0	0	0	0	698	757	0	0	0	0
CT Taparachi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tumbes	10544	10214	10609	924	982	1861	6001	2737	1716	1732	9718	10825
VENTA-CCTG3	139660	163820	169280	120080	169280	144230	61446	92765	163820	169280	163820	169280
VENTA-CCTG4	158270	163820	169280	163820	105800	57978	61446	105800	102390	169280	103700	169280
VENTA-TG3	0	0	0	0	0	0	22918	0	0	0	0	0
VENTA-TG4	0	0	0	0	0	0	22470	0	0	0	0	0
YARINACOCHA	7668	10244	14492	2734	0	2962	2732	2962	2765	2163	2880	17142
TOTAL	1106469.6	1083209.4	1058106.3	1011247.1	884567.17	811870.1	751742.24	876104.22	937909.5	994080.04	1058448	1169668.7

4.3.2 Costos marginales

Tabla N° 4.7 Costos variables de las principales barras del SEIN (\$)

SEIN

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	174.6	160.6	150.4	167.3	80.0	161.5	182.1	182.7	166.3	114.6	161.1	163.6
Media	154.2	152.3	128.1	60.3	41.0	54.1	74.0	52.4	73.8	58.2	114.1	157.6
Base	127.8	135.8	129.5	58.2	42.2	44.2	42.8	43.0	60.9	56.3	104.7	136.3

SANTA ROSA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	149.9	151.8	132.4	152.4	25.0	143.8	147.3	149.0	152.0	91.4	140.2	139.9
Media	148.8	143.0	102.3	35.2	5.7	25.9	48.7	17.2	31.1	17.2	100.4	139.9
Base	111.9	113.4	98.9	25.9	5.7	5.0	4.8	5.4	5.6	9.1	75.1	104.5

SOCABAYA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	151.2	152.5	136.8	151.9	142.7	143.5	147.2	147.4	152.5	104.4	143.0	140.2
Media	150.6	146.1	136.7	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	139.4	103.2	100.0	140.2
Base	145.8	146.1	136.6	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	139.4	103.1	99.9	140.2

TRUJILLO 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	326.4	176.8	163.2	185.0	125.3	188.6	328.1	326.6	183.4	129.8	197.7	223.1
Media	182.1	166.8	131.5	60.7	53.4	58.9	110.1	98.1	60.7	53.4	125.1	180.1
Base	141.8	148.8	129.6	55.1	29.1	48.1	48.6	49.1	31.7	35.6	111.9	147.3

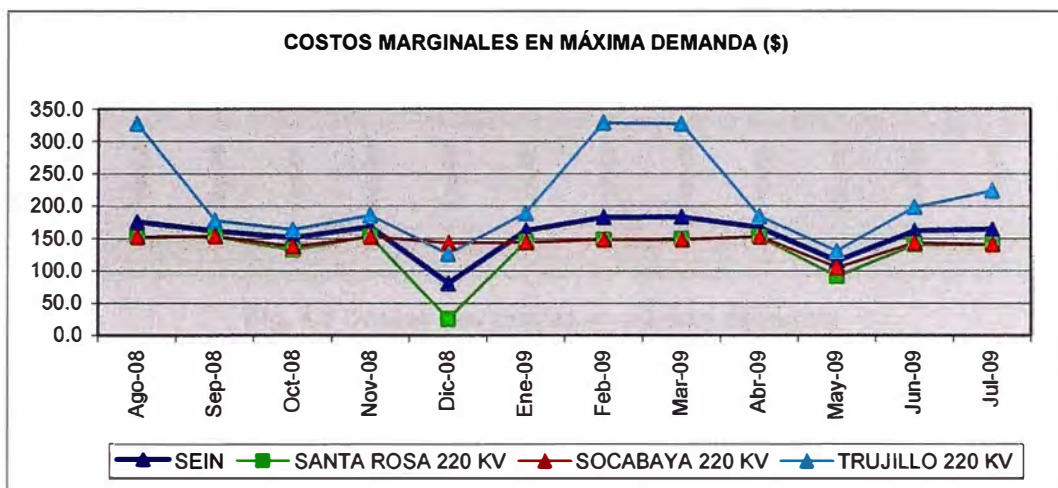


Fig. 4.1 Costos marginales en máxima demanda

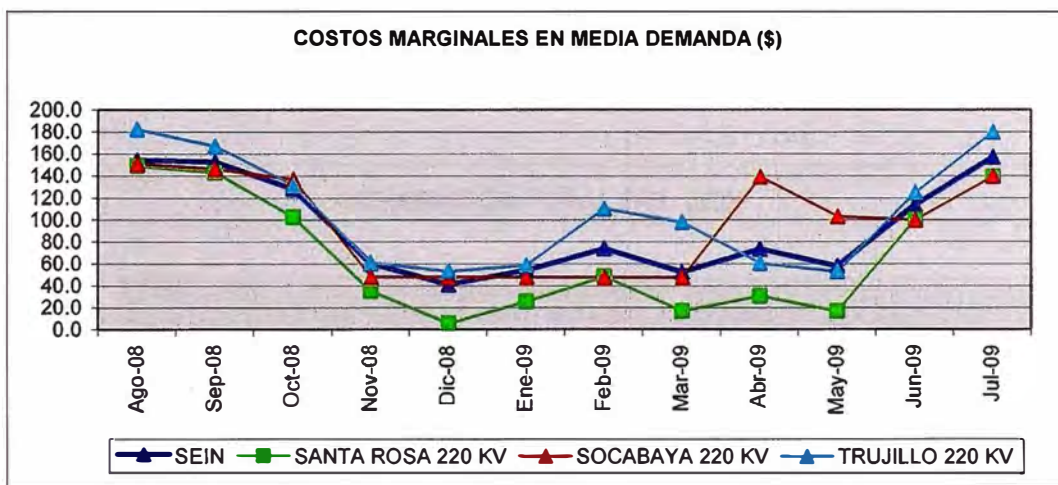


Fig. 4.2 Costos marginales en media demanda

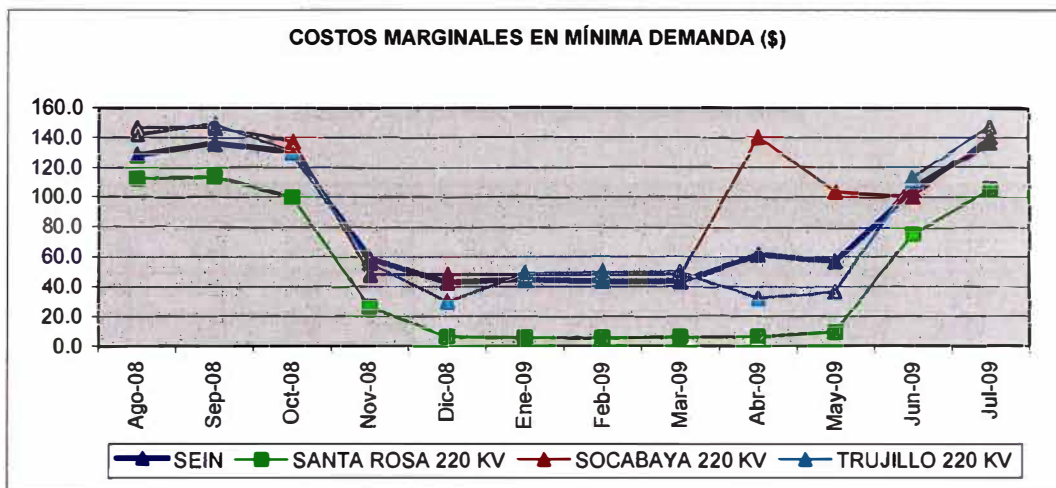


Fig. 4.3 Costos marginales en mínima demanda

4.3.3 Energía por tipo de generación

Tabla N° 4.8 Energía por tipo de generación del SEIN (MWh)

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1448621	1381081	1527167	1541150	1748131	1858058	1745516	1852092	1694240	1666914	1566820	1501217
Térmica	1106470	1083209	1058106	1011247	884567	811870	751742	876104	937910	994080	1058448	1169669
Total	2555090	2464291	2585273	2552397	2632698	2669928	2497258	2728196	2632149	2660994	2625268	2670886

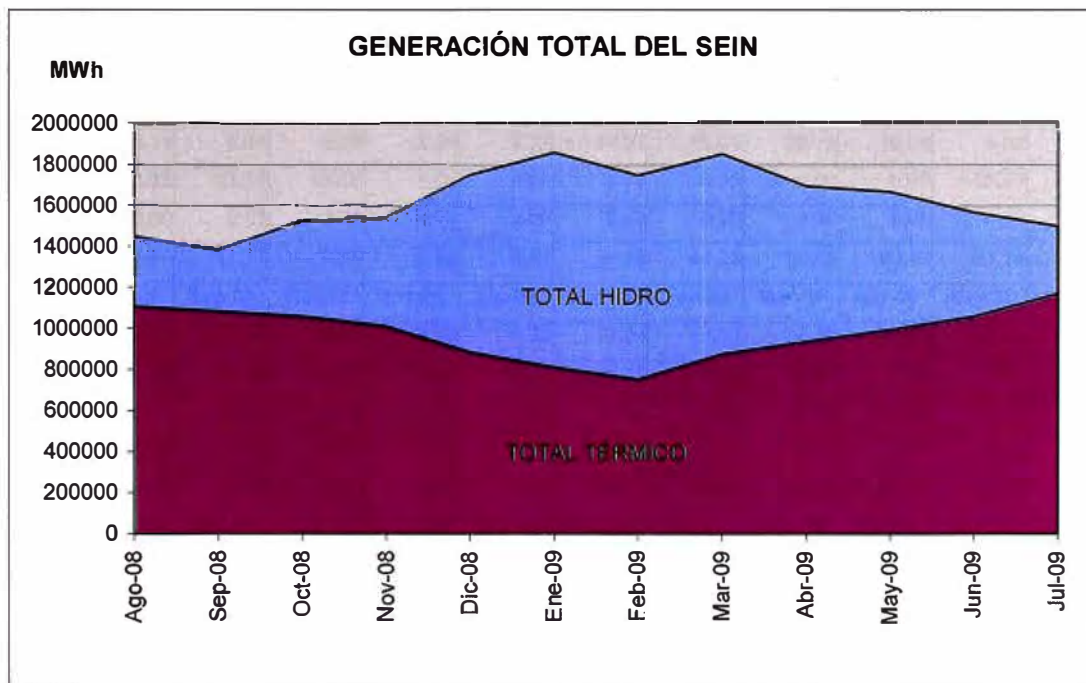


Fig. 4.4 Clasificación del tipo de generación del SEIN

4.3.4 Déficit de generación

Tabla N° 4.9 Déficit de generación del SEIN

POTENCIA (MW)

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	0.0	15.7	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	5.1	0.0	0.0	0.0	12.2	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	0.7	10.4	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3	21.0	0.0	21.5

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	0.0	195.8	2808.3	4846.7	1719.8	1053.5	998.4	3587.4	10004.3	0.0	5999.9

4.3.5 Volúmenes de descargas de los embalses

Tabla N° 4.10 Volúmenes de descargas de los embalses del SEIN (Mm³)

Junin	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	265.75	199.17	139.18	86.99	34.79	71.51	124.24	192.56	313.97	359.44	361.64	303.72
Afluente	16.66	18.27	25.50	31.21	53.81	74.43	92.44	150.04	72.94	30.11	18.40	18.86
Descarga	54.51	50.86	51.45	60.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	49.82	52.15
Evaporación	28.57	27.41	26.23	22.44	17.09	21.71	24.12	28.64	27.47	27.90	26.50	26.86
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	199.17	139.18	86.99	34.79	71.51	124.24	192.56	313.97	359.44	361.64	303.72	243.56
RM N° 0149-98-AG	191.37	139.18	86.99	34.79	10.44							
Lagunas ELP	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	95.50	60.37	11.77	0.00	0.00	9.21	24.19	48.23	74.43	90.47	71.79	62.45
Afluente	3.11	3.24	6.29	8.24	9.21	14.97	24.05	26.19	16.04	9.62	5.39	4.90
Descarga	38.33	51.84	18.06	8.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.29	14.74	51.42
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	60.37	11.77	0.00	0.00	9.21	24.19	48.23	74.43	90.47	71.79	62.45	15.93
Paron	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	29.90	21.51	13.63	5.92	9.39	13.94	19.33	24.46	30.29	35.87	40.58	33.79
Afluente	2.30	2.49	3.00	3.47	4.55	5.38	5.13	5.84	5.57	4.71	3.58	2.97
Descarga	10.71	10.37	10.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.37	10.71
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	21.51	13.63	5.92	9.39	13.94	19.33	24.46	30.29	35.87	40.58	33.79	26.05
Cullicocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	1.90	0.00	0.00	0.00	0.93	2.14	3.56	4.91	6.47	7.94	9.18	0.00
Afluente	0.62	0.65	0.78	0.93	1.21	1.42	1.35	1.55	1.48	1.23	0.93	0.78
Descarga	2.52	0.65	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.11	0.78
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	0.93	2.14	3.56	4.91	6.47	7.94	9.18	0.00	0.00
Rajucolta	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09

4.3.6 Caudales vertidos

Tabla N° 4.11 Caudales vertidos por las centrales hidráulicas del SEIN (m³/s)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Arcata	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Aricota	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Cahua	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	18.89	28.04	56.25	30.72	2.72	0.00	0.00
CH Callahuanca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Caña Brava	6.78	18.28	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50	0.00	0.00
CH Cañón del Pato	0.00	0.00	0.00	11.48	23.75	21.67	54.60	103.30	46.68	5.29	0.00	0.00
CH Carhuaquero	0.00	0.84	1.91	1.30	1.23	9.56	1.23	4.71	1.23	1.23	0.00	0.00
CH Charcani 123	0.00	0.00	0.60	0.60	0.60	5.60	5.60	5.60	4.30	2.90	0.00	0.00
CH Charcani 4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.65	0.65	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Charcani 5	0.00	0.00	0.00	0.00	2.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Charcani 6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.65	0.65	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Chimay	0.00	0.00	0.00	18.58	18.78	62.59	55.87	87.79	32.39	0.00	0.00	0.00
CH Gallito Ciego	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Huampani	0.00	0.79	0.00	1.03	3.38	39.02	35.32	36.47	9.38	4.68	1.90	1.77
CH Huanchor	0.00	0.00	0.00	0.00	1.75	4.77	8.71	9.86	4.77	1.57	0.00	0.00
CH Huinco	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.23	10.25	10.25	0.00	0.00	0.00	0.00
CH La Joya	1.02	1.01	0.94	0.87	0.90	1.74	2.81	2.69	1.30	1.12	1.11	1.05
CH Machupicchu	0.00	0.00	5.24	16.39	60.20	165.96	222.51	228.53	123.35	35.57	11.26	6.08
CH Malpaso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Mantaro	0.00	0.00	0.00	0.00	7.21	63.56	134.33	188.01	64.58	0.00	0.00	0.00
CH Matucana	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.94	5.09	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Moyopampa	1.27	2.26	1.79	0.72	4.84	32.31	32.33	32.33	10.33	5.63	2.85	2.72
CH Oroya	4.15	3.73	0.00	0.00	1.29	2.07	4.07	1.23	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Pachachaca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Paríac	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.14	1.54	0.22	3.80	0.00
CH Platana	9.10	8.06	9.90	12.90	23.58	31.90	56.64	59.00	34.06	18.12	13.66	11.32
CH Restitución	3.77	0.00	0.00	0.00	2.49	1.19	2.00	14.14	23.74	1.14	2.00	2.00
CH San Gaban	0.00	0.00	2.35	0.12	10.59	33.25	46.82	47.75	23.19	0.00	0.00	0.00
CH Yanango	0.00	0.00	0.00	4.10	8.62	15.11	14.78	23.09	11.82	0.00	0.00	0.00
CH Yaupi	4.42	0.00	6.18	10.57	25.02	35.53	46.50	53.25	23.07	0.07	0.00	0.00

4.3.7 Consumo de combustible

Tabla N° 4.12 Consumo de combustibles de las centrales térmicas del SEIN

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
TG1 Aguaytia	706670	683890	667100	683890	676290	706670	638290	689720	683890	706670	683890	706670
TG2 Aguaytia	721730	698450	681310	698450	690690	721730	651890	721730	680990	721730	698450	721730
CT Bellavista	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Calana	0	0	0	138797	21762	37138	82200	25443	88072	24464	140910	145607
CT Chiclayo	379670	562430	124140	114250	0	124140	114590	124140	114590	0	119370	444050

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Chilca TG1	1069800	1044700	1062300	1024900	1079500	889550	975080	1062300	1044700	1062300	1044700	1079500
Chilca TG2	1106500	1080600	1098700	1060000	1116600	920060	1008500	1098700	1080600	1098700	1080600	1116600
Chilca TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sulzer Chilina	0	397460	410720	66245	69005	71765	66245	71765	397470	205350	69005	410720
TV2 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV3 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Chimbote	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Dolorespata	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Catkato ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78099	0	0
TV3 ILO1	2255500	1775000	0	395270	199080	0	0	0	918530	0	0	0
TV4 ILO1	555060	0	0	144510	0	247580	319920	504180	409550	0	0	0
CT ILO2	32629000	31576000	32629000	28582000	30823000	19374000	21683000	20474000	9473000	23167000	31576000	32629000
Kallpa TG1	1236700	1196800	1168700	1196800	797680	1025100	789360	1236700	1196800	1236700	1196800	288210
Kallpa TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1196500
Kallpa TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 Malacas	51909	50232	26225	24208	0	26225	24208	26225	24208	25217	21006	51909
TG2 Malacas	97762	94608	78270	25229	21782	27331	80409	27331	21016	26280	26280	97762
TG4 Malacas	654620	693870	647460	353950	147030	256020	0	144750	339390	209670	693870	717000
Mollendo Diesel	1034500	1046100	1081000	120130	148380	188880	174350	188880	1046100	181580	950040	1081000
TG's Mollendo	0	0	0	99550	0	107846	99550	107846	99550	103698	103698	103698
CT Paita	51749	0	0	0	0	0	49678	53818	0	0	0	25968
CT Piura	71604	99904	18473	30521	0	33466	47414	51365	30892	0	43382	208740
TG Piura	222770	0	0	0	0	182260	213860	231680	160400	0	0	222770
Cummins Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV1 Shougesa	554960	537060	0	143220	0	0	0	134070	143220	0	0	0
TV2 Shougesa	597960	0	0	0	0	0	0	0	96446	0	0	0
TV3 Shougesa	519710	502940	145290	134120	0	145290	134120	0	134120	0	136440	451660
TG5 Sta Rosa	139760	0	36523	186930	50158	250160	0	123030	0	0	261230	0
TG6 Sta Rosa	391760	240060	314700	375630	65281	0	218440	242840	150040	103870	375630	0
TG7 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG8 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Sullana	57032	0	0	0	0	0	54750	59313	0	0	0	0
CT Taparachi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tumbes	619130	599770	622940	54236	57670	109290	352380	160750	100780	101670	570620	635660
VENTA-CCTG3	900770	1056600	1091800	774500	1091800	930290	396330	598330	1056600	1091800	1056600	1091800
VENTA-CCTG4	1044600	1081200	1117200	1081200	698280	382660	405540	698280	675750	1117200	684400	1117200
VENTA-TG3	0	0	0	0	0	0	232610	0	0	0	0	0
VENTA-TG4	0	0	0	0	0	0	227230	0	0	0	0	0
YARINACOCHA	470990	629210	890160	167960	0	181960	167790	181960	169830	132850	176900	1052900

UNIDADES:

1. GAS: [MPC]
2. CABON: [MKg]
3. DIESEL: [kGAL]
4. RESIDUAL: [kGAL]

4.3.8 Flujos de cargas en los equipos de transmisión

Las líneas de transmisión que son supervisadas constantemente son las líneas de interconexión Centro – Norte y Centro – Sur debido a que la congestión de estas origina sobre costo en la operación. La interconexión Centro – Sur está representada por la línea en doble terna Mantaro- Socabaya en 220 kV limitada a 280 MW por estabilidad y la interconexión Centro – Norte por la línea en doble terna Paramonga Nueva – Chimbote en 220 kV limitada a 320 MW también por estabilidad.

Tabla N° 4.13 Flujos de las líneas de interconexión del SEIN (MW)

MANTARO-SOCABAYA

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	152.4	144.6	263.9	181.1	280.0	212.2	217.8	193.7	194.0	280.0	266.9	227.8
Media	149.2	256.5	280.0	280.0	280.0	280.0	271.6	280.0	280.0	280.0	226.9	260.1
Base	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0

PARAMONGA-CHIMBOTE

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	244.7	219.8	165.8	202.7	195.6	186.2	213.4	222.8	214.8	258.6	196.5	251.0
Media	272.2	205.6	168.6	200.8	207.2	201.6	232.6	237.0	240.8	288.2	154.7	225.8
Base	330.0	256.9	144.2	227.7	171.4	195.1	224.7	231.1	253.9	258.5	263.7	308.3

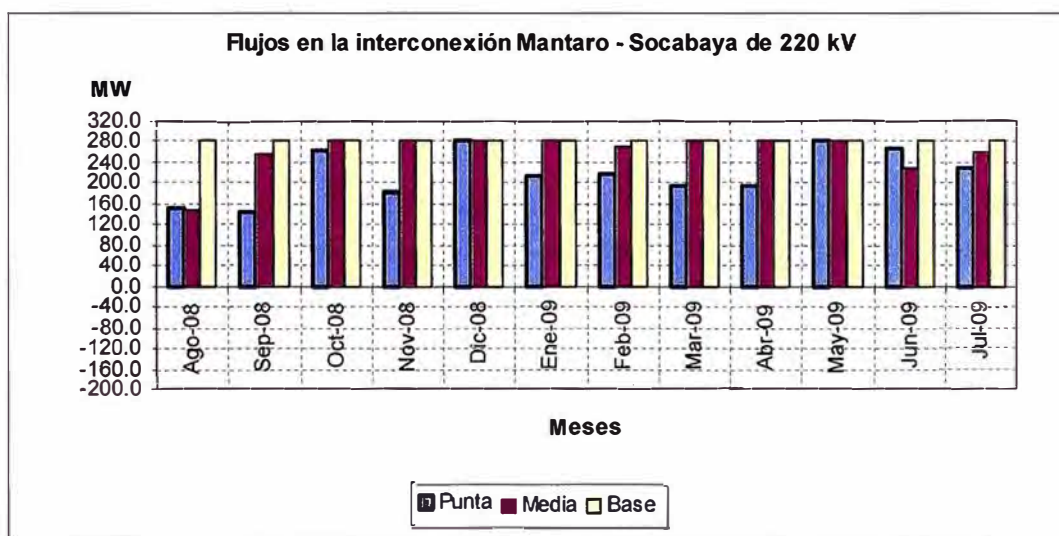


Fig.3.5 Flujo de la interconexión Mantaro – Socabaya

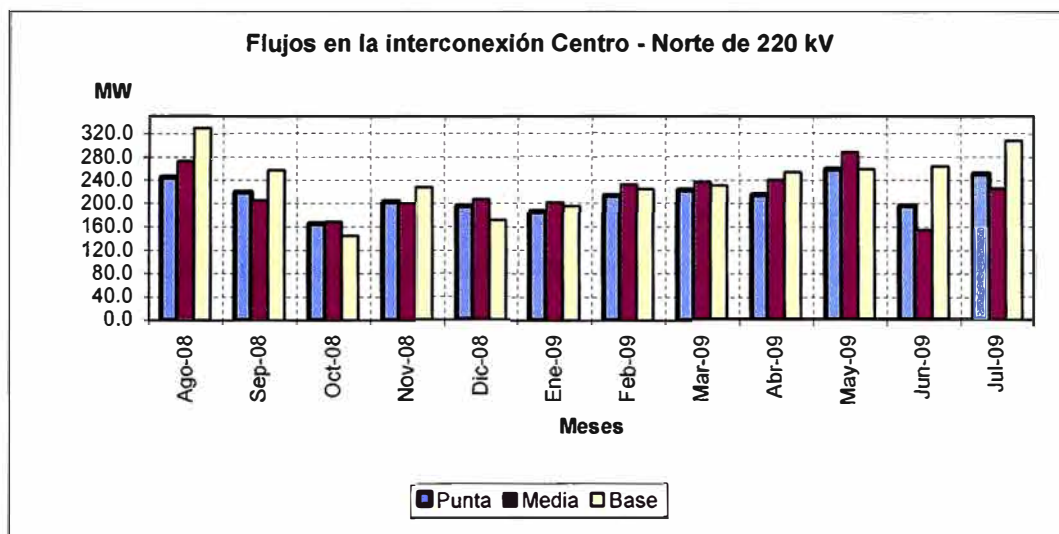


Fig. 3.6 Flujo de la interconexión Centro - Norte

Del gráfico se puede apreciar que las líneas Mantaro - Socabaya operan a su límite de transmisión durante casi todo el periodo de estudio, debido a que el Área Sur es deficitaria en generación. Mientras que la interconexión Centro – Norte se encuentra holgada aún, debido a la puesta en servicio de la segunda terna Paramonga – Chimbote este año.

4.4 Comentario de los resultados

De la simulación de mediano plazo se observa que:

- Los altos costos marginales se deben principalmente a la falta de gas para las unidades que operan con este combustible. Como se muestra en la tabla N° 4.7.
- Existe déficit de suministro en casi todos los meses de los años 2008 y 2009 del periodo excepto en septiembre de 2008 y junio de 2009. En la tabla N° 4.9 su muestra este déficit total.
- La interconexión Mantaro – Socabaya permanece en congestión de agosto 2008 a julio 2009. Como se muestra en la tabla N° 4.13.
- La reserva fría del sistema es mínima, debido a que la mayoría de centrales están despachando. Esto se puede apreciar en las tablas N° 4.5 y 4.6. En este caso las unidades turbovapor del SEIN no operan ya sea por mantenimiento o

por sus altos costos. El total disponible de reserva fría (menor a 40 MW) en este despacho no podría abastecer la desconexión de unidades representativas del SEIN (unidades mayores a 100 MW)

Si bien se presenta déficit de generación en el SEIN este se da en las áreas Norte y Electroandes y no es originado por la congestión del ducto de gas. Sin embargo la congestión del ducto de gas se refleja en los altos costos marginales y en el costo de operación total del periodo de simulación. Este costo es:

COSTO DE LA OPERACIÓN (\$)
233 972 704.29

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE RESTRICCIONES OPERATIVAS

5.1 Levantamiento de restricciones operativas

Las restricciones operativas que son consideradas en el mediano plazo repercuten en el costo de operación final de la simulación, por tanto, plantearemos la optimización de la operación de mediano plazo sin considerar las restricciones de congestión en el ducto de gas de Camisea (despacho sin restricción de combustibles), sin la restricción de volúmenes finales del Lago Junín y un caso con restricción de reserva rotante. Se contrastará cada una por separado del caso base del mediano plazo (periodo agosto 2008 – julio 2009 oficializado por el COES) y analizaremos los nuevos costos de la operación, así como la nueva política de desembalses, despacho y costos marginales. Los casos analizados son los siguientes:

- Caso 1: Despacho de mediano plazo sin restricciones de combustibles
- Caso 2: Despacho de mediano plazo sin restricciones de volúmenes del lago Junín
- Caso 3: Despacho de mediano plazo con restricción de reserva rotante

5.1.1 Caso 1: Despacho de mediano plazo sin restricciones de combustibles

Debido a la congestión en el conducto de gas, lo que se refleja en una menor distribución de gas natural para generación eléctrica, se tiene que despachar la mayoría de centrales térmicas caras (residual y diesel) del SEIN sin margen de reserva fría (unidades de generación que se encuentran fuera de servicio y están disponibles para generar en caso de contingencia).

La congestión ha provocado un fuerte incremento de los costos marginales del SEIN reflejados en el precio del mercado spot, razón por la cual, el Ministerio de Energía

y Minas emitió el Decreto Legislativo N° 1041 y su reglamentación en el cual se declara congestión en el suministro de gas para fines de generación eléctrica hasta el 30 de septiembre del 2009.

Este decreto tiene por objetivo considerar los costos marginales del SEIN sin congestión al mercado spot en la valorización de las transferencias. Para ello se ha encargado al COES elaborar los despachos económicos idealizados en los cuales no se considere esta restricción operativa. Además el COES está facultado para redistribuir el volumen de gas asignado a generación eléctrica aplicando los modelos de despacho óptimo para la utilización eficiente del gas, por tanto, el decreto indica que las empresas involucradas en la distribución de gas llegarán a un consenso para el pago de las compensaciones respectivas.

La simulación sin restricción de gas natural arroja los siguientes resultados:

a) Despacho económico

Tabla N° 5.1 Despacho de las centrales hidroeléctricas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Arcata	3723	3602	3723	1805	1064	3667	3362	3723	3602	2624	3602	3723
CH Aricota	7337	8193	7902	7647	7902	7337	6627	7902	7647	7337	7101	7902
CH Cahua	17823	15125	25592	28797	31740	31739	28668	31739	28934	30344	29407	24999
CH Callahuanca	39871	42964	48314	40389	52790	55279	49930	49917	53496	49063	43087	52434
CH Caña Brava	0	0	4092	3960	4092	4092	3696	4092	3960	4092	3837	2487
CH Cañón del Pato	81871	80063	134030	137340	176300	182820	149350	159010	124700	119640	123770	88124
CH Carhuaquero	22972	57190	74835	74437	77149	48912	69682	65345	74660	77149	61938	40150
CH Charcani 123	4319	4179	4500	4355	4500	4500	4065	4500	4355	4320	4179	4319
CH Charcani 4	7209	6977	7968	7711	7956	11269	10179	11269	10428	9410	6977	7209
CH Charcani 5	41701	40356	46091	44604	35320	68038	61455	68039	60321	54431	40356	41702
CH Charcani 6	4213	4077	4656	4506	4649	6585	5948	6585	6094	5498	4077	4213
CH Chimay	39042	44169	72321	55387	106020	93531	93251	68944	88837	79044	53721	51226
CH Gallito Ciego	3997	3868	6067	9495	15224	21949	14686	13953	14680	10110	5969	6071
CH Huampani	21976	20254	21891	19975	22171	12881	20025	22170	21455	22171	21455	22171
CH Huanchor	11795	11336	11714	11336	14437	14437	13040	14437	13971	14437	12913	13175
CH Huinco	73853	71371	73751	71372	73751	182150	164520	182150	92599	84782	78495	81111
CH Machupicchu	62747	59990	62938	60235	62685	63127	53366	62496	60785	62432	60662	63190
CH Malpaso	19220	12213	16411	17742	16299	17551	16722	19748	15775	13557	12960	12784
CH Mantaro	478320	428280	440580	430480	478790	476400	433760	477360	464750	476140	464740	435340
CH Matucana	52194	50163	51835	50162	75166	94698	85534	94698	91643	74002	57140	58297
CH Moyopampa	46319	42013	44699	46117	46224	47654	43042	47654	46117	47653	46116	47653
CH Oroya	6363	6158	5558	5728	6363	6363	5742	6363	5898	6363	6158	5116

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Pachachaca	8764	7870	3250	2912	4267	4656	6860	4902	3187	4416	4570	3530
CH Parlac	3272	1941	2385	2793	3309	3309	2988	3309	1085	2561	8783	7552
CH Platanal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Restitución	155130	144320	148460	145060	157350	158620	143270	138150	119730	158620	153500	146700
CH San Gaban	58573	42486	43704	81310	84698	84021	75506	84698	81637	84020	79685	67493
CH Yanango	12551	15229	20475	18310	30970	19611	25621	19611	18978	22344	15520	14215
CH Yaupl	73392	77924	80602	77766	80602	70314	64461	74365	78002	80359	77923	81007
CH Yuncan	71556	63411	70761	79554	100170	99371	90478	100170	96941	63412	67404	71761
TOTAL	1430103	1365721	1539105	1541285	1781957	1894882	1745834	1847298	1694267	1670332	1556045	1465652

Tabla N° 5.2 Despacho de las centrales térmicas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
TG1 Aguaytia	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	61199	60682	62704	60682	62704
TG2 Aguaytia	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	62704	59165	62704	60682	62704
CT Bellavista	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Calana	0	0	0	2894	0	3183	2938	3183	2938	0	11019	0
CT Chiclayo	1392	0	0	0	0	1765	1630	1765	0	0	1698	1698
Chilca TG1	118470	115690	117640	113500	119550	98511	107980	117640	115700	117640	115700	119550
Chilca TG2	121330	118480	120470	116230	122430	100890	110580	120470	118480	120470	118480	122430
Chilca TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sulzer Chilina	0	6912	5263	0	1200	0	0	0	6912	3571	0	960
TV2 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV3 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Chimbote	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Dolorespata	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Catkato ILO1	0	298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1117	0	0
TV3 ILO1	0	0	0	0	3000	599	0	0	10741	0	0	0
TV4 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT ILO2	90397	87480	90397	79022	85412	53638	57573	56086	26244	64181	87481	90397
Kallpa TG1	129640	125450	122500	125450	83614	111360	82742	129630	125450	129640	125450	129640
Kallpa TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126750
Kallpa TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 Malacas	1680	1688	0	1613	0	1747	1613	1747	1207	0	1399	1680
TG2 Malacas	6696	1872	1571	1728	1492	1872	5508	1872	1439	1594	1800	1800
TG4 Malacas	57982	36657	16990	16998	13023	22677	0	17471	19435	18576	33291	48166
Mollendo diesel	16405	18662	19285	1905	2647	0	2765	2995	18662	3239	2960	11212
TG's Mollendo	0	0	0	50597	43499	50853	44383	51949	50597	43499	42108	43499
CT Palta	679	0	0	0	0	0	652	706	0	0	0	348
CT Piura	760	0	97	0	0	504	703	762	0	0	646	733
TG Piura	2250	0	0	0	0	1841	2160	2340	0	0	0	2250

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Cummins Sho	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV1 Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV2 Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV3 Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG5 Sta Rosa	29933	33071	17316	5512	0	5977	0	5378	5512	1030	27360	0
TG6 Sta Rosa	33802	29059	24986	16076	0	0	5385	5858	5402	4690	32411	0
TG7 Sta Rosa	82792	79869	57590	75025	12478	30243	36441	34880	44475	18555	75427	42023
TG8 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Sullana	728	0	0	0	0	0	698	757	0	0	0	0
CT Taparachi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tumbes	10544	1844	1854	924	982	1861	6001	2737	1716	1732	1721	1819
VENTA-CCTG3	139660	163820	169280	120080	146730	105800	61446	92765	163820	169280	163820	169280
VENTA-CCTG4	158270	163820	169280	163820	100840	57978	61446	105800	102390	169280	103700	169280
VENTA-TG3	0	0	0	0	0	0	22918	0	0	0	0	0
VENTA-TG4	0	0	0	0	0	0	22470	0	0	0	0	0
Yariancocha	0	0	0	2078	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	1128817.4	1106036.7	1052904.5	1014815.8	856912.93	776708.26	751305.36	880695.22	940967.12	993502	1067834	1208922.1

b) Costos marginales

Tabla N° 5.3 Costos variables de las principales barras del SEIN (\$)

SEIN

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	141.0	94.6	74.9	115.3	70.9	90.2	93.6	93.0	120.4	67.9	87.4	80.1
Media	115.1	85.0	61.5	48.4	39.4	44.2	50.7	49.6	61.4	55.4	56.0	56.2
Base	77.9	89.3	66.0	48.2	40.0	43.3	43.2	43.5	60.8	55.1	55.6	61.9

SANTA ROSA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	99.0	29.6	22.8	94.2	12.8	33.0	33.1	33.5	90.4	17.2	32.1	16.5
Media	99.0	29.3	17.4	17.2	5.6	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	27.6	12.8
Base	22.3	22.2	17.2	12.8	5.4	5.4	4.8	5.4	5.6	7.5	20.8	12.5

SOCABAYA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	103.8	195.7	115.2	95.7	142.7	125.2	51.1	47.5	139.7	104.4	104.4	104.3
Media	103.8	195.7	115.1	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	139.0	103.2	51.9	104.3
Base	103.8	195.7	115.0	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	139.0	103.1	51.9	104.3

TRUJILLO 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	326.4	124.8	127.4	129.1	125.3	188.6	328.1	326.6	128.7	125.3	197.7	223.1
Media	132.1	58.9	53.4	53.4	53.4	58.9	110.1	98.1	53.4	53.4	58.9	58.9
Base	131.4	58.9	45.0	39.9	27.3	53.2	53.7	53.4	31.7	33.8	53.4	58.9

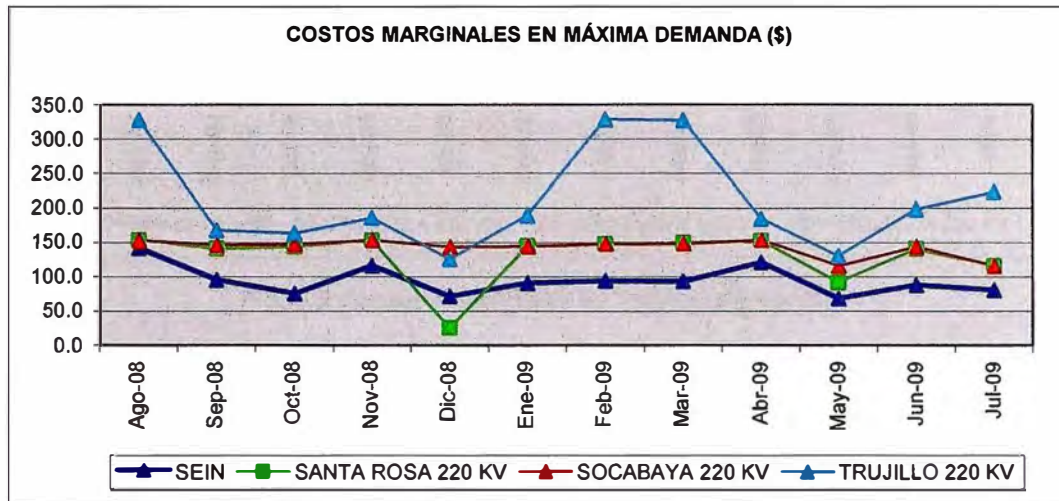


Fig. 5.1 Costos marginales en máxima demanda

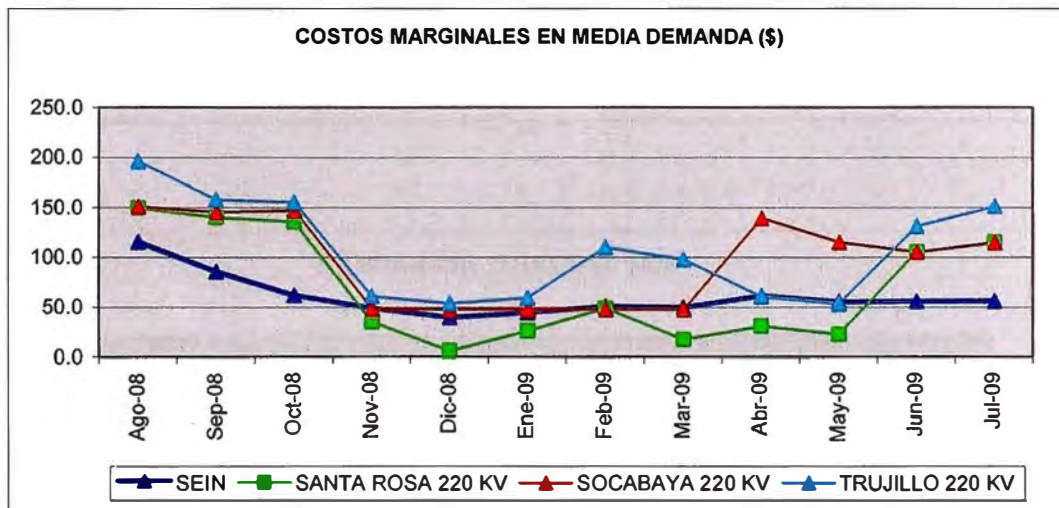


Fig. 5.2 Costos marginales en media demanda

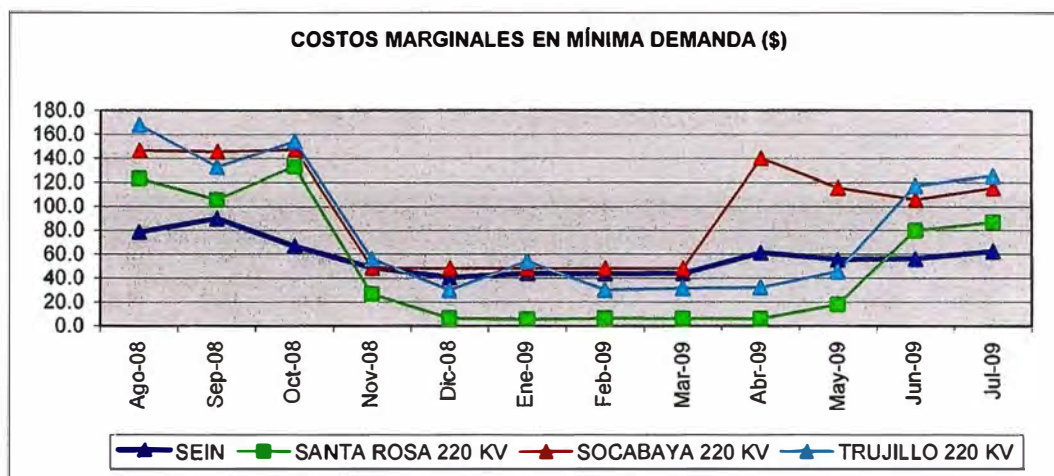


Fig. 5.3 Costos marginales en mínima demanda

c) Energía por tipo de generación

Tabla N° 5.4 Energía por tipo de generación del SEIN (MWh)

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1430103	1365721	1539105	1541285	1781957	1894882	1745834	1847298	1694267	1670332	1556045	1465652
Térmica	1128817	1106037	1052905	1014816	856913	776708	751305	880695	940967	993502	1067834	1208922
Total	2558920	2471758	2592009	2556101	2638870	2671590	2497140	2727994	2635234	2663834	2623879	2674574

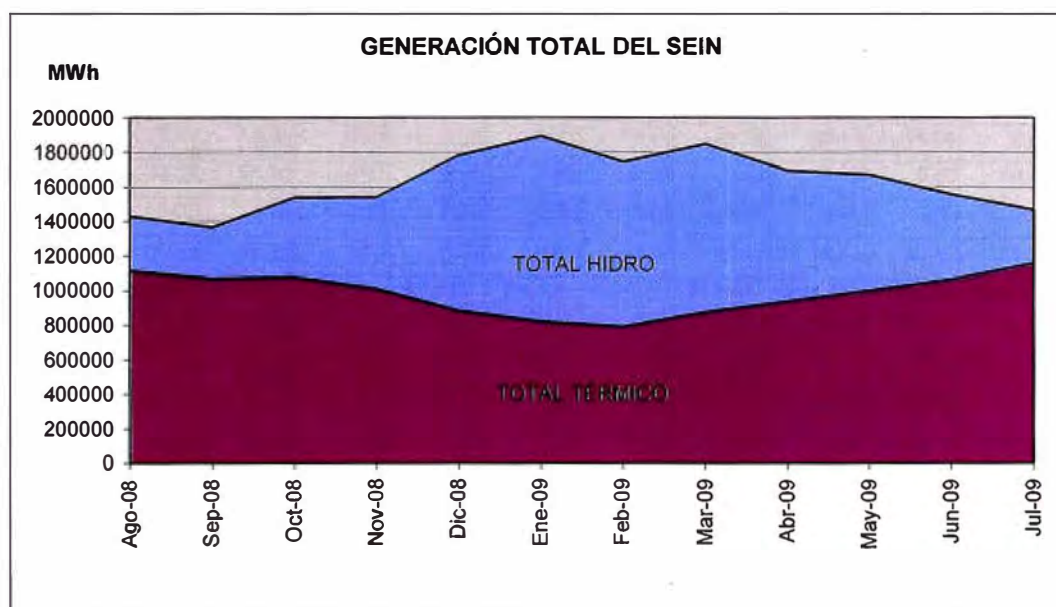


Fig. 5.4 Clasificación del tipo de generación del SEIN

d) Déficit de generación

Tabla N° 5.5 Déficit de generación del SEIN

POTENCIA (MW)

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	13.2	0.0
Media	0.0	2.4	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	5.2	3.3	15.6
Base	0.0	18.9	25.6	14.8	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	21.0	22.2	27.3

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	5890.5	7368.7	3987.7	0.0	0.0	1053.5	998.4	5041.7	7634.8	8731.2	12935.9

e) Volúmenes de descargas de los embalses

Tabla N° 5.6 Volúmenes de descarga de los embalses del SEIN (Mm³)

Junin	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	265.75	192.63	139.18	86.99	34.79	13.38	72.31	145.52	269.04	315.65	318.94	280.80
Afluente	16.66	18.27	25.50	31.21	53.81	74.43	92.44	150.04	72.94	30.11	18.40	18.86
Descarga	61.05	44.59	51.45	60.97	58.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.04	29.81
Evaporación	28.57	27.13	26.23	22.44	17.09	15.50	19.23	26.52	26.33	26.82	25.50	26.29
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	192.63	139.18	86.99	34.79	13.38	72.31	145.52	269.04	315.65	318.94	280.80	243.56
RM N° 0149-98-AG	191.37	139.18	86.99	34.79	10.44							
Lagunas ELP	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	95.50	66.91	18.31	0.00	0.00	9.21	24.19	48.23	74.43	90.47	89.29	43.67
Afluente	3.11	3.24	6.29	8.24	9.21	14.97	24.05	26.19	16.04	9.62	5.39	4.90
Descarga	31.78	51.84	24.61	8.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.80	51.01	48.57
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	66.91	18.31	0.00	0.00	9.21	24.19	48.23	74.43	90.47	89.29	43.67	0.00
Paron	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	29.90	21.51	13.63	5.92	9.39	13.94	19.33	24.46	30.29	35.87	40.58	33.79
Afluente	2.30	2.49	3.00	3.47	4.55	5.38	5.13	5.84	5.57	4.71	3.58	2.97
Descarga	10.71	10.37	10.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.37	10.71
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	21.51	13.63	5.92	9.39	13.94	19.33	24.46	30.29	35.87	40.58	33.79	26.05
Cullicocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	1.90	0.00	0.00	0.00	0.93	2.14	3.56	4.91	6.47	7.94	9.18	0.00
Afluente	0.62	0.65	0.78	0.93	1.21	1.42	1.35	1.55	1.48	1.23	0.93	0.78
Descarga	2.52	0.65	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.11	0.78
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	0.93	2.14	3.56	4.91	6.47	7.94	9.18	0.00	0.00

f) Flujos de cargas en los equipos de transmisión

Tabla N° 5.7 Flujo de carga de las líneas de interconexión del SEIN (MW)

MANTARO-SOCABAYA

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	275.4	280.0	280.0	273.3	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0
Media	268.7	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0
Base	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0

PARAMONGA-CHIMBOTE

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	244.7	276.8	198.3	222.4	195.6	186.2	213.4	222.8	255.3	276.9	196.5	294.2
Media	294.5	307.7	267.4	255.8	207.2	201.5	232.6	237.0	282.2	288.2	233.5	330.0
Base	330.0	324.6	253.9	227.7	171.4	195.0	224.7	231.1	253.9	258.5	330.0	330.0

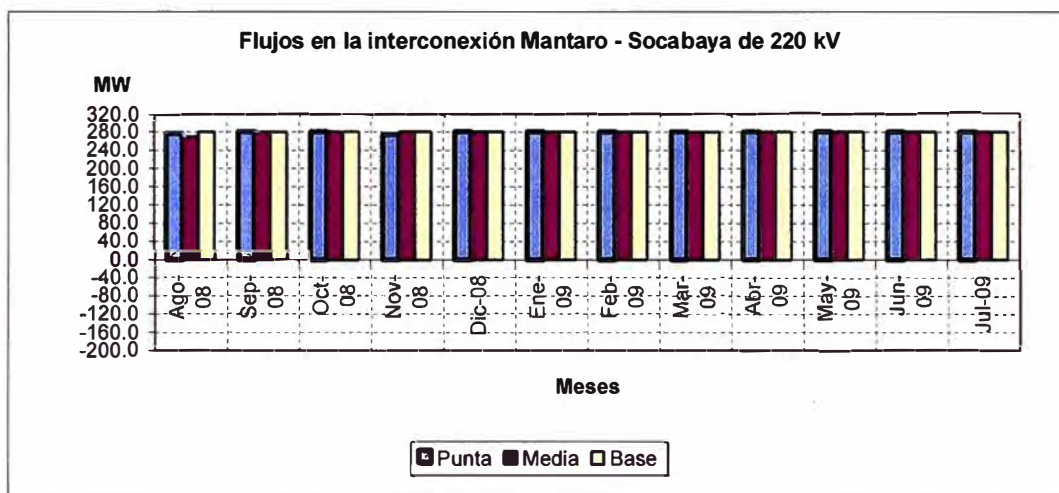


Fig.4.5 Flujo de la interconexión Mantaro – Socabaya

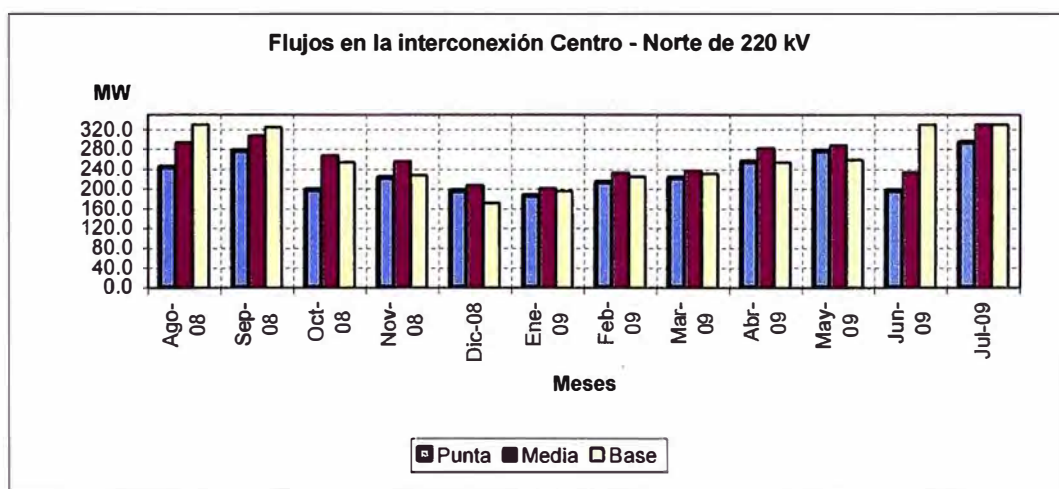


Fig. 4.6 Flujo de la interconexión Centro - Norte

g) Análisis de resultados

De los resultados se verifica que, de no presentarse restricción de gas natural en Camisea, se tiene:

- Presencia de mayor restricción de suministros a costa de un menor costo total de la operación como se puede apreciar en la tabla N° 5.5 . El déficit aumentó en 22 428.3 MWh
- Los volúmenes de los embalses se mantienen significativamente constantes.
- El costo de la operación de este caso es menor en 21 010.8 millones de dólares con respecto al caso base.
- Los costos marginales en la barras de Santa Rosa y Socabaya disminuyen significativamente, mientras que, en el área Norte el costo marginal es alto debido a que operan centrales térmicas por congestión de líneas debido al déficit de generación local. Estos costos pueden apreciarse en la tabla N° 5.3.
- Las líneas de interconexión tiene flujos de carga altos principalmente la interconexión Centro – Sur debido a la importación de energía de las unidades a gas que se encuentran en el área Centro. Esta línea opera durante casi todo el periodo de simulación congestionada. Estos flujos pueden apreciarse en la tabla N° 5.7.

El costo total de la operación durante todo el periodo de simulación es:

COSTO DE LA OPERACIÓN (\$)
212 961 921.34

5.1.2 Caso 2: Despacho de mediano plazo sin restricciones de volúmenes del lago Junín

Una adecuada política de uso de aguas que analice la mejor utilización del recurso hídrico entre todas las partes que se benefician, así como estrategias de irrigación eficientes, volúmenes mínimos que realmente reflejen el uso adecuado de los embalses, que no pogan en riesgos a las comunidades y cuya aplicación sea aprovechada eficientemente para generación eléctrica, conservando y preservando la ecología y medio ambiente, definitivamente reflejaría un manejo óptimo de las aguas lo cual se reflejaría en el beneficio en común de las partes y el mejor aprovechamiento del recurso.

Los siguientes resultados muestran los datos obtenidos a partir de la simulación del caso base de mediano plazo (periodo agosto 2008 – julio 2009 oficializado por el COES) en la cual no se ha considerado los límites de volúmenes mínimos almacenados establecidos por la resolución del Ministerio de Agricultura n.º 0149-98-AG. Si bien este caso no sería el óptimo en cuanto al uso eficiente del recurso hídrico, nos sirve para determinar hasta cuanto se podría reducir el costo de operación y la restricción de suministros en el área deficitaria de Electroandes.

a) Despacho económico

Tabla N° 5.8 Despacho de las centrales hidroeléctricas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Arcata	3723	3602	3723	1805	625	1266	2494	3353	3602	2624	3602	3723
CH Aricota	7337	8193	7902	7647	7902	7337	6627	7902	7647	7337	7101	7902
CH Cahua	17823	15125	25592	28797	31740	31739	28668	31739	28934	30344	29407	24999
CH Callahuanca	49035	40431	43522	38438	52790	55279	49930	49917	53496	49063	44649	47029
CH Caña Brava	0	0	4092	3960	4092	4092	3696	4092	3960	4092	3837	2487
CH Cañón del Pato	81871	80064	128570	137340	176300	182820	149350	159010	124700	119640	115260	97366
CH Carhuaquero	22972	57190	74835	74437	77149	48912	69682	65345	74660	77149	61938	40150
CH Charcani 123	4319	4179	4500	4355	4500	4500	4065	4500	4355	4320	4179	4319
CH Charcani 4	7209	6977	7968	7711	7968	11269	10179	11269	10428	9410	6977	7209
CH Charcani 5	41701	40356	46091	44604	35320	68038	61455	68038	60321	54431	40356	41701
CH Charcani 6	4213	4077	4656	4506	4656	6585	5948	6585	6094	5498	4077	4213
CH Chimay	39042	44169	72321	55387	106020	96796	93251	103910	107550	79044	53721	51226
CH Gallito Ciego	3997	3868	6071	9495	15220	14165	14686	19184	16698	10110	6267	6071
CH Huampani	21976	20254	21891	19975	22171	12881	20025	22170	21455	22171	21455	22171
CH Huanchor	11795	11336	11714	11336	14437	14437	13040	14437	13971	14437	12913	13175
CH Huinco	73853	71372	73752	71372	73751	182150	164520	179560	92599	84644	78632	81112
CH Machupicchu	62747	59990	62938	60235	62685	63127	53366	62496	60785	62432	60662	63190
CH Malpaso	27277	23884	15155	9614	16369	16490	16722	19748	20842	22401	19907	26160

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Mantaro	478320	463350	479280	442960	478790	476400	433760	477360	464750	480240	464740	480240
CH Matucana	52194	50163	51835	50162	75166	94698	85534	94698	91643	74002	57141	58297
CH Moyopampa	46319	42013	44699	46117	46224	47654	43042	47654	46117	47653	46116	47653
CH Oroya	6363	6158	6363	6158	6363	6363	5742	6363	5898	6363	6158	3972
CH Pachachaca	4219	3924	9005	5648	4267	5350	6586	5606	3187	4416	4591	2385
CH Pariac	3272	1941	2385	2793	3309	3309	2988	3309	1085	2561	8783	9076
CH Platanal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Restitución	155130	150890	157350	149260	157350	158620	143270	138150	119730	158620	153500	158620
CH San Gaban	63551	37510	43704	81310	84698	84021	75506	84698	81637	84020	81965	65213
CH Yanango	12551	15229	20475	18310	30970	31378	28341	31378	30365	22344	15520	14215
CH Yaupi	73392	77924	80602	77766	80602	70314	64461	74365	78002	80359	77923	76644
CH Yuncan	77110	63759	70761	79554	100170	99371	90478	100170	96941	63412	67404	67293
TOTAL	1453310	1407927	1581752	1551052	1781605	1899361	1747411	1897005	1731452	1683138	1558780	1527810

Tabla N° 5.9 Despacho de las centrales térmicas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
TG1 Aguaytía	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	61199	60682	62704	60682	62704
TG2 Aguaytía	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	62704	59165	62704	60682	62704
CT Bellavista	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Calana	0	0	0	10853	2518	4401	10284	3183	11019	3061	17630	18217
CT Chiclayo	5399	6105	0	1625	0	1765	1630	1765	1630	387	1698	2688
Chilca TG1	118470	115690	117640	113500	119550	98511	107980	117640	115700	117640	115700	119550
Chilca TG2	121330	118480	120470	116230	122430	100890	110580	120470	118480	120470	118480	122430
Chilca TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sulzer Chilina	0	6912	5263	1152	1200	1248	1152	1248	6912	4209	1200	3478
TV2 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV3 Chillna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Chimbote	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Dolorespata	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Catkato ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1117	0	0
TV3 ILO1	37863	18450	0	6076	3000	0	0	0	13841	0	0	0
TV4 ILO1	2235	0	0	2165	0	3708	4792	7552	6280	0	0	0
CT ILO2	90397	87480	90397	79184	85839	56096	60950	57093	26244	64181	87481	90397
Kallpa TG1	129640	125450	122500	125450	83614	96670	79535	119740	118650	129640	125450	30211
Kallpa TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126750
Kallpa TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 Malacas	3458	3347	0	1613	0	1747	1613	1747	1613	1680	2699	3458
TG2 Malacas	6696	6480	1571	1728	1492	1872	5508	1872	1439	1800	6134	6696
TG4 Malacas	57982	61459	43633	27298	13027	29596	0	12821	29274	18576	61459	63507
Mollendo Diesel	18455	18662	19285	2143	2647	3370	3110	3370	18662	3240	18662	19285
TG's Mollendo	0	0	0	50597	43499	52284	47225	52284	50597	52284	50597	52284

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CT Païta	679	0	0	0	0	0	652	706	0	0	0	348
CT Piura	1067	941	97	460	0	504	703	762	466	485	646	2052
TG Piura	2250	0	0	0	0	1841	2160	2340	0	0	0	2250
Cummins Shou	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV1 Shougesa	6626	0	0	1710	0	0	0	1601	1710	0	0	0
TV2 Shougesa	5168	0	0	0	0	0	0	0	1436	0	0	0
TV3 Shougesa	6626	6413	0	1710	0	1853	1710	0	1710	0	1740	0
TG5 Sta Rosa	11945	0	3122	13122	4287	21380	0	10773	0	0	22327	0
TG6 Sta Rosa	33802	20713	27152	32411	5633	0	18847	20953	12945	8528	32411	0
TG7 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG8 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Sullana	728	0	0	0	0	0	698	757	0	0	0	0
CT Taparachi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tumbes	10544	10214	1854	924	982	1861	6001	2737	1716	1732	9910	10825
VENTA-CCTG3	139660	163820	169280	120080	146080	105800	61446	57978	139580	169280	163820	169280
VENTA-CCTG4	158270	163820	169280	163820	100040	57978	61446	105800	102390	164680	103700	169280
VENTA-TG3	0	0	0	0	0	0	22918	0	0	0	0	0
VENTA-TG4	0	0	0	0	0	0	22470	0	0	0	0	0
YARINACocha	7668	2219	2220	2734	0	2962	2732	2962	2765	0	2880	10714
TOTAL	1102366.6	1058018.5	1012149.3	997948.04	855853.87	771745.8	749415.24	832057.22	904904.9	988397.15	1065987.6	1149108.5

b) Costos marginales

Tabla N° 5.10 Costos variables de las principales barras del SEIN (\$)

SEIN

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	175.1	143.2	119.5	168.0	72.2	153.5	174.5	175.5	155.4	126.9	156.6	142.4
Media	153.7	141.1	74.4	60.6	34.0	46.1	66.0	45.1	70.4	50.5	119.1	131.9
Base	128.1	118.7	74.7	51.7	32.9	35.9	34.9	43.4	47.3	44.4	107.5	115.4

SANTA ROSA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	151.0	138.0	95.5	152.5	24.3	142.7	146.2	148.4	151.4	118.1	139.8	115.5
Media	148.2	137.7	37.9	35.8	6.8	25.3	47.6	17.2	41.0	17.2	111.5	115.5
Base	112.7	102.9	28.9	17.2	6.5	4.7	4.6	0.3	4.6	7.1	83.3	86.3

SOCABAYA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	151.6	142.5	115.2	151.9	142.7	143.5	147.2	147.9	153.3	121.0	143.3	115.0
Media	150.3	142.5	115.1	47.5	47.6	47.5	47.5	47.5	139.4	115.1	112.0	115.0
Base	145.5	142.5	115.0	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	139.4	115.0	111.9	115.0

TRUJILLO 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	326.4	163.5	127.4	185.5	125.3	188.6	328.1	326.6	172.5	148.8	197.7	223.1
Media	181.4	155.4	62.4	60.7	53.4	58.9	110.1	98.1	60.7	53.4	131.5	144.5
Base	141.8	128.9	58.6	45.1	22.1	53.4	56.1	56.6	19.1	22.1	116.2	123.9

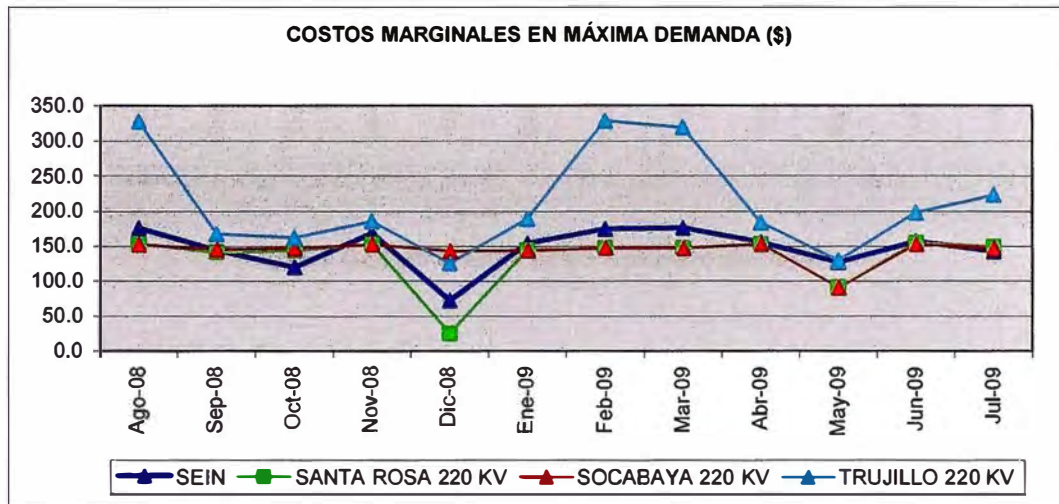


Fig. 5.7 Costos marginales en máxima demanda

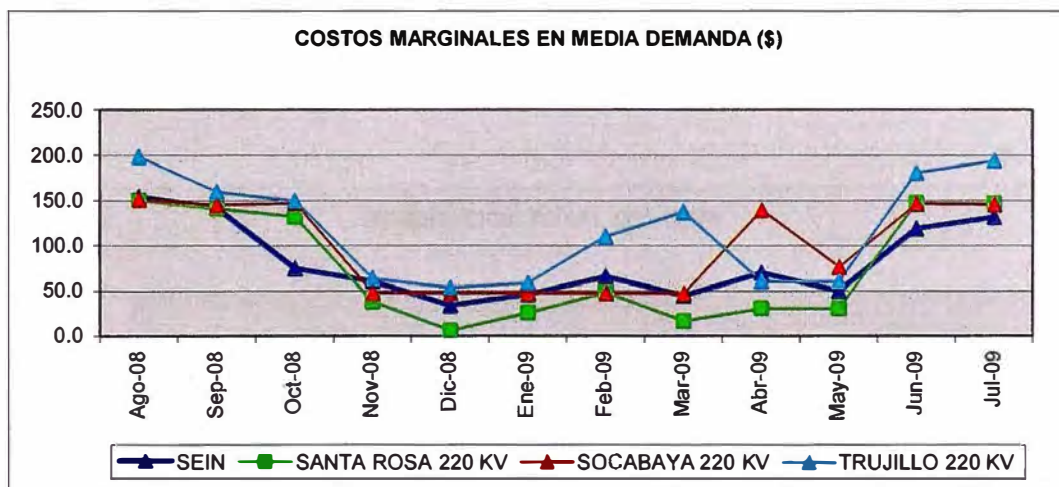


Fig. 5.8 Costos marginales en media demanda

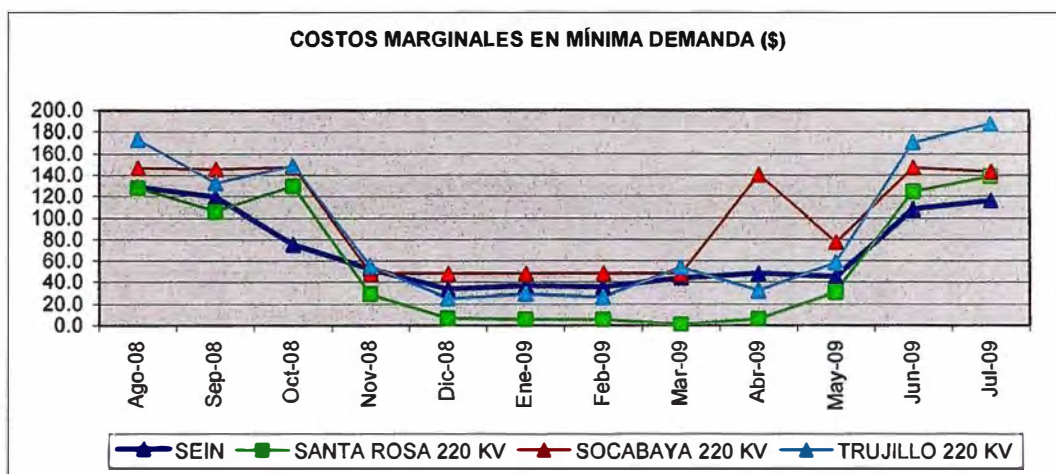


Fig. 5.9 Costos marginales en mínima demanda

c) Energía por tipo de generación

Tabla N° 5.11 Energía por tipo de generación del SEIN (MWh)

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1453310	1407927	1581752	1551052	1781605	1899361	1747411	1897005	1731452	1683138	1558780	1527810
Térmica	1102367	1058018	1012149	997948	855854	771746	749415	832057	904905	988397	1065988	1149108
Total	2555677	2465945	2593901	2549000	2637458	2671107	2496827	2729062	2636357	2671535	2624768	2676918

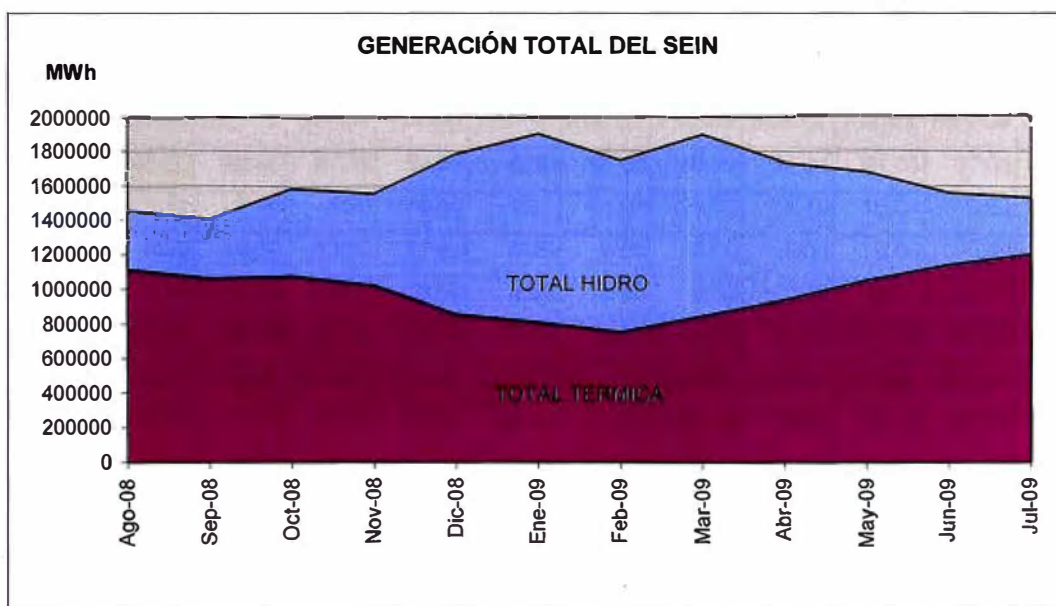


Fig. 5.10 Clasificación del tipo de generación del SEIN

d) Déficit de generación

Tabla N° 5.12 Déficit de generación del SEIN

POTENCIA (MW)

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	1.2	9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	0.0	327.1	7022.7	0.0	0.0	1053.5	998.4	0.0	0.0	0.0	0.0

e) Volúmenes de descargas de los embalses

Tabla N° 5.13 Volúmenes de descarga de los embalses del SEIN (Mm³)

Junin	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	265.75	149.72	35.95	0.00	0.00	5.34	47.22	122.79	247.52	267.69	225.07	152.30
Afluente	16.66	18.27	25.50	31.21	53.81	74.43	92.44	150.04	72.94	30.11	18.40	18.86
Descarga	103.96	106.74	44.76	17.68	34.95	17.91	0.00	0.00	26.98	47.10	68.05	101.04
Evaporación	28.57	25.30	16.68	13.52	13.52	14.65	16.86	25.31	25.78	25.63	23.13	22.02
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	149.72	35.95	0.00	0.00	5.34	47.22	122.79	247.52	267.69	225.07	152.30	48.09
RM N° 0149-98-AG	191.37	139.18	86.99	34.79	10.44							
Lagunas ELP	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	95.50	98.69	82.88	50.20	6.60	15.82	30.79	54.84	81.03	97.08	106.69	98.12
Afluente	3.11	3.24	6.29	8.24	9.21	14.97	24.05	26.19	16.04	9.62	5.39	4.90
Descarga	0.00	19.06	38.97	51.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.96	5.38
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.17	0.00
Vol. Final	98.69	82.88	50.20	6.60	15.82	30.79	54.84	81.03	97.08	106.69	98.12	97.64
Paron	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	29.90	21.51	13.63	10.94	14.42	18.97	24.35	29.48	35.32	40.89	45.61	38.82
Afluente	2.30	2.49	3.00	3.47	4.55	5.38	5.13	5.84	5.57	4.71	3.58	2.97
Descarga	10.71	10.37	5.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.37	10.71
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	21.51	13.63	10.94	14.42	18.97	24.35	29.48	35.32	40.89	45.61	38.82	31.07
Cullicocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	1.90	0.00	0.00	0.78	1.71	2.92	4.33	5.69	7.24	8.72	9.95	0.00
Afluente	0.62	0.65	0.78	0.93	1.21	1.42	1.35	1.55	1.48	1.23	0.93	0.78

Junin	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Descarga	2.52	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.72	0.78
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.17	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.78	1.71	2.92	4.33	5.69	7.24	8.72	9.95	0.00	0.00
Rajucolta	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	2.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51	2.31	4.15	6.27	8.29	9.98	9.82
Afluente	0.83	0.88	1.07	1.27	1.63	1.93	1.84	2.12	2.02	1.69	1.30	1.07
Descarga	3.32	0.88	1.07	1.27	1.12	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	1.45	10.90
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51	2.31	4.15	6.27	8.29	9.98	9.82	0.00
Aguascocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	1.98	0.00	0.00	0.00	2.41	5.54	9.35	9.61	9.61	9.61	9.61	0.00
Afluente	0.94	1.11	1.79	2.41	3.13	3.80	4.23	5.38	3.53	1.90	1.17	0.99
Descarga	2.92	1.11	1.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.78	0.99
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	2.41	5.54	9.35	9.61	9.61	9.61	9.61	0.00	0.00
Huachon	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	45.71	11.68	0.00	4.31	8.59	14.40	21.12	28.67	36.87	41.66	44.10	25.48
Afluente	1.58	2.64	4.31	4.28	5.81	6.72	7.55	8.20	4.80	2.44	1.45	1.45
Descarga	35.62	14.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.07	26.93
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pomacocha	11.68	0.00	4.31	8.59	14.40	21.12	28.67	36.87	41.66	44.10	25.48	0.00
Pomacocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	29.06	24.74	20.79	6.70	0.00	0.00	0.00	0.16	5.21	9.85	5.85	0.00
Afluente	3.29	3.24	4.66	4.02	6.45	8.44	10.43	12.13	7.91	3.99	3.11	3.27
Descarga	7.62	7.19	18.75	10.72	6.45	8.44	10.27	7.08	3.27	8.00	8.96	3.27
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	24.74	20.79	6.70	0.00	0.00	0.00	0.16	5.21	9.85	5.85	0.00	0.00
Viconga	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	10.72	0.00	0.00	0.00	0.00	5.81	15.13	25.46	30.00	30.00	30.00	13.41
Afluente	1.18	1.53	2.54	3.42	5.81	9.32	10.33	9.24	3.21	1.21	1.56	1.74
Descarga	11.89	1.53	2.54	3.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.14	15.15
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	0.00	5.81	15.13	25.46	30.00	30.00	30.00	13.41	0.00
Macusani	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	17.63	0.00	0.00	3.29	8.25	14.49	23.89	34.05	37.46	37.46	35.61	14.24
Afluente	2.09	2.36	3.29	4.95	6.24	9.40	10.16	11.12	7.34	4.77	2.62	2.52
Descarga	19.73	2.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.62	23.99	16.76
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	3.29	8.25	14.49	23.89	34.05	37.46	37.46	35.61	14.24	0.00
Sibinacocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09

Junin	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	90.53	83.61	78.13	80.94	84.29	89.40	101.56	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
Afluente	1.47	1.92	2.81	3.34	5.12	12.16	13.23	13.90	7.93	3.96	2.64	2.20
Descarga	8.39	7.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	83.61	78.13	80.94	84.29	89.40	101.56	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00

f) Flujos de cargas en los equipos de transmisión

Tabla N° 5.14 Flujo de carga de las líneas de interconexión del SEIN (MW)

MANTARO-SOCABAYA

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	143.2	229.4	280.0	180.0	280.0	212.2	217.8	193.7	192.7	274.4	266.9	228.2
Media	160.0	251.4	280.0	280.0	280.0	280.0	271.6	280.0	280.0	280.0	221.3	272.0
Base	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0

PARAMONGA-CHIMBOTE

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	244.7	225.8	198.3	202.7	195.6	186.2	213.4	222.8	218.6	250.3	196.5	238.5
Media	272.2	203.1	166.8	215.0	207.2	201.5	232.6	237.0	240.8	288.2	157.9	213.9
Base	330.0	267.5	277.5	227.7	171.4	195.0	224.7	231.1	253.9	258.5	267.3	306.8

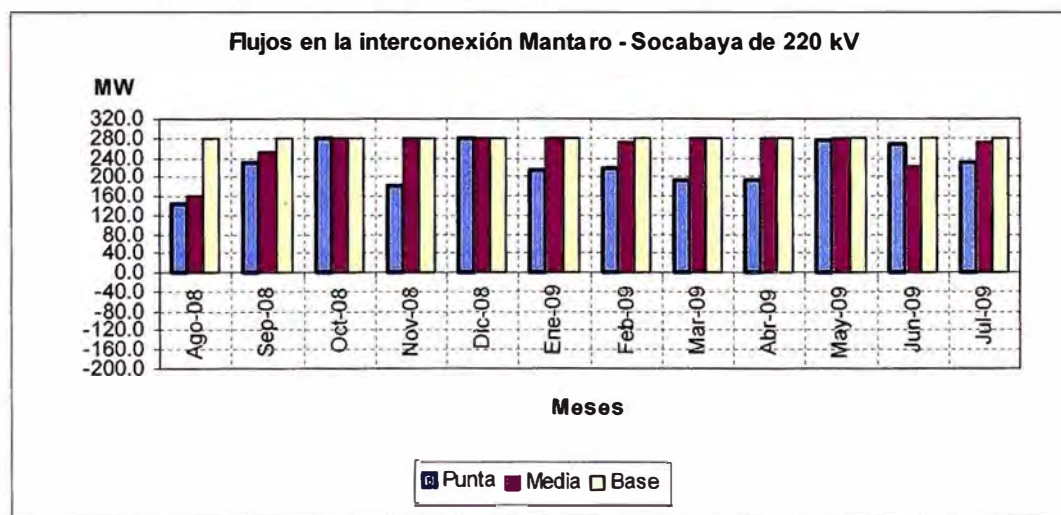


Fig. 5.11 Flujo de la interconexión Mantaro – Socabaya

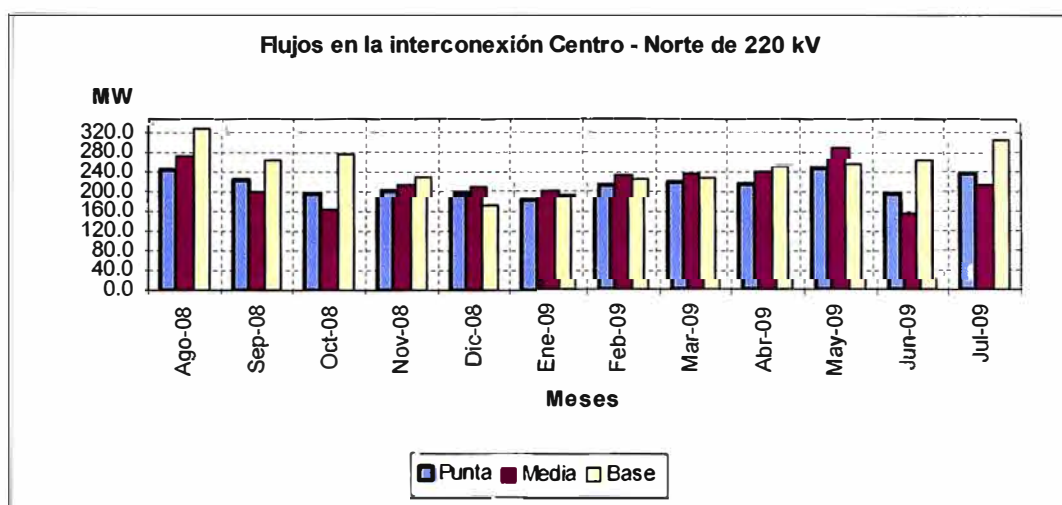


Fig. 5.12 Flujo de la interconexión Centro - Norte

g) Análisis de resultados

De los resultados se verifica que si no se tuviera restricciones de volúmenes mínimos almacenados en el principal embalse del SEIN (lago Junín) se tiene:

- El déficit total disminuye significativamente en 21 812 MWh con respecto al caso base. Esto puede apreciarse en la tabla N° 5.12. El déficit de generación sólo se presenta en los meses de agosto, octubre y noviembre de 2008 y en febrero y marzo de 2009 debido a que la generación de la CH Malpaso se ha incrementado en 46 832 MWh.
- El costo marginal en todas las barras disminuye significativamente debido a la mayor generación de las CH Mantaro, Restitución y Malpaso. Estos costos se muestran en la tabla N° 5.10.
- El costo de operación se reduce en 19 231.89 millones de dólares con respecto al caso base.
- Las descargas del lago Junín varían en puntos de operación diferentes en cada mes, llegando a agotar todo el embalse en los meses de octubre y noviembre del 2008. Esto puede apreciarse en la tabla N° 5.13.
- Las líneas de interconexión se mantienen en márgenes similares que el caso base. El flujo en estas líneas se aprecia en la tabla N° 5.14.

El costo total de la operación en esta simulación es:

COSTO DE LA OPERACIÓN (\$)
214 740 816.86

5.1.3 Caso 3: Despacho de mediano plazo con restricción de reserva rotante

En la simulación de mediano plazo no se considera las restricciones de reserva rotante. Esta restricción será analizada a partir del caso base de mediano plazo (periodo agosto 2008 – julio 2009 oficializado por el COES) para analizar los sobrecostos de la operación, así como la nueva política de desembalses, despacho y costos marginales

Las centrales de regulación, son aquellas que poseen presas de regulación diaria y/o horaria o capacidad de almacenamiento de combustible en el caso de las centrales térmicas. En los siguientes cuadros se muestra los datos técnicos necesarios para determinar las centrales que participarán en el reparto de la reserva del SEIN. En el cuadro 5.16 se puede apreciar que a mayor relación de potencia efectiva entre estatismo de las unidades que conforman las centrales, mayor es su sensibilidad a variaciones súbitas de la frecuencia, es decir, la respuesta a las variaciones de demanda es más rápida.

Tabla N° 5.15 Datos técnicos de las centrales de regulación del SEIN

Orden de mérito	Central o unidad	Toma de carga (MW/min)	Margen de regulación (MW)	Mando centralizado
1	CH Charcani V	141.0	< 15 , 141 > 126.0 MW	SI
2	CH Huinco	120.0	< 120 , 247 > 127.0 MW	SI
3	CH San Gabán	110.0	<0 , 112 > 112.0 MW	SI
4	CH Machupicchu	90.0	<9 , 88 > 79.0 MW	SI
5	CH Mantaro	70.0	<210 , 675>	SI

Orden de mérito	Central o unidad	Toma de carga (MW/min)	Margen de regulación (MW)	Mando centralizado
			465.0 MW	
6	CH Cañón del Pato	52.8	<120 , 260> 140.0 MW	SI
7	CH Carhuaquero	30.0	<30 , 95> 65.0 MW	SI
8	CH Matucana	30.0	<50 , 126> 76.0 MW	NO
9	CH Yaupi	20.0	<7.5 , 102> 94.5 MW	NO
10	CH Yuncan	20.0	<65 , 130> 65.0 MW	NO
11	CT Chilca (TG1 y TG2)	12.0 (cada unidad)	<95 , 176> 81.0 MW (cada unidad)	SI
12	CH Chimay	10.0	<32 , 150> 118.0 MW	NO
13	CH Malpaso	10.0	<4 , 48> 44.0 MW	NO
14	CH Cahua	10.0	<0 , 43> 43.0 MW	NO
15	CT Kallpa	6.0	<120 , 180> 60.0 MW	SI
16	CH Aguaytia	4.0	<40 , 87> 47.0 MW	SI

Tabla N° 5.16 Valores de estatismo de las centrales de regulación del SEIN

Número de unidades	Grupo <i>i</i> de cada central	Potencia efectiva Pef (MW)	Estatismo bpi	Potencia efectiva entre estatismo Pef/bpi
1	Huinco G1	58.8	0.72%	8171
2	Huinco G2	63.8	1.00%	6379
3	Huinco G3	62.3	1.25%	4985
4	Huinco G4	62.4	1.54%	4053

Número de unidades	Grupo <i>i</i> de cada central	Potencia efectiva Pef (MW)	Estatismo bpi	Potencia efectiva entre estatismo Pef/bpi
5	San Gabán G1	56.6	5.80%	976
6	San Gabán G2	56.5	5.95%	950
7	Charcani V G1	46.6	4.80%	971
8	Charcani V G2	46.6	3.50%	1332
9	Charcani V G3	46.6	3.10%	1504
10	Malpaso G1	12.1	3.00%	403
11	Malpaso G2	12.8	3.00%	426
12	Malpaso G3	11.2	3.00%	374
13	Malpaso G4	11.9	3.00%	398
14	Mantaro G1	103.8	5.00%	2077
15	Mantaro G2	104.9	5.00%	2098
16	Mantaro G3	103.2	5.00%	2064
1	Mantaro G4	107.4	5.00%	2149
17	Mantaro G5	77.6	5.00%	1552
18	Mantaro G6	75.8	5.00%	1515
19	Mantaro G7	77.8	5.00%	1556
20	Restitución G1	70.8	9.00%	787
21	Restitución G2	71.7	9.00%	796
22	Restitución G3	72.9	9.00%	810
23	Yuncán G1	45.5	6.00%	758
24	Yuncán G2	45.9	5.00%	917
25	Yuncán G3	45.4	7.00%	648
26	Yaupi G1	21.9	5.00%	438
27	Yaupi G2	21.6	5.00%	431
28	Yaupi G3	22.1	5.00%	442
29	Yaupi G4	22.2	5.00%	445
30	Yaupi G5	22.4	5.00%	449
31	Machupicchu G1	28.9	5.00%	578
32	Machupicchu G2	28.9	5.00%	578
33	Machupicchu G3	28.0	5.00%	560

Número de unidades	Grupo <i>i</i> de cada central	Potencia efectiva Pef (MW)	Estatismo bpi	Potencia efectiva entre estatismo Pef/bpi
34	Carhuaquero G1	32.1	6.00%	535
35	Carhuaquero G2	31.2	6.00%	520
36	Carhuaquero G3	31.7	6.00%	529
37	Cañón del Pato G1	43.0	5.00%	860
38	Cañón del Pato G2	43.1	5.00%	863
39	Cañón del Pato G3	44.2	5.00%	884
40	Cañón del Pato G4	42.3	5.00%	846
41	Cañón del Pato G5	45.0	5.00%	900
42	Cañón del Pato G6	43.1	5.00%	862
43	Gallito Ciego G1	19.0	5.00%	381
44	Gallito Ciego G2	19.1	5.00%	382
45	Cahua G1	21.4	2.40%	893
46	Cahua G2	21.7	4.00%	542
47	TV Ilo2	136.0	8.00%	1700
48	TV3 Ilo1	71.7	5.00%	1434

El cálculo de la reserva rotante se realiza mediante el método cualitativo que enfoca desde el punto de vista probabilístico las tasas de fallas de las unidades de generación para el SEIN. Se ha determinado bajo este criterio la asignación de 70 MW de reserva en el SEIN reflejado como reserva secundaria de frecuencia que atiende las variaciones de demandas en intervalos de tiempo de horas. El análisis de la reserva primaria de frecuencia no se realiza en este estudio por estar fuera de su alcance ya que esta sirve para la recuperación de la frecuencia en tiempo real en intervalos de tiempo de segundos ante una contingencia o falla. La reserva rotante se asigna siempre a las centrales hidráulicas, por su bajo estatismo y por su bajo costo de generación casi cero.

Para el caso del programa de despacho los parámetros de reserva son conocidos. La reserva que será distribuida es de 70 MW (reserva secundaria del SEIN). Solo se realizará la asignación de reserva entre las centrales de menor estatismo y mayor margen de capacidad de regulación (hidráulicas) que estén ubicadas en cada área del

sistema, con el fin de hacer que ésta sea distribuida. Las centrales hidráulicas asignadas para asignación de reserva rotante en la simulación son las siguientes: Charcani V (20 MW), Huinco (30 MW) y Mantaro (20 MW) debido a que cumplen con mayor eficiencia los requisitos expuestos anteriormente.

En los siguientes cuadros se presenta los resultados de la simulación:

a) Despacho económico

Tabla N° 5.17 Despacho de las centrales hidroeléctricas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
CH Arcata	3723	3602	3723	1805	1064	3236	3362	3605	3602	2624	3602	3723
CH Aricota	7337	8193	7902	7647	7902	7337	6627	7902	7647	7337	7101	7902
CH Cahua	17823	15125	25592	28797	31740	31739	28668	31739	28934	30344	29407	24999
CH Callahuanca	48916	43068	46824	42402	54561	55279	49930	49917	53496	49235	44192	44709
CH Caña Brava	0	0	4092	3960	4092	4092	3696	4092	3960	4092	3837	2487
CH Cañón del Pato	81871	80064	134030	137340	176300	182820	149350	159010	124700	119640	123770	88123
CH Carhuaquero	22972	57190	74835	74437	77149	48912	69682	65345	74660	77149	61938	40150
CH Charcani 123	4319	4179	4500	4355	4500	4500	4065	4500	4355	4320	4179	4319
CH Charcani 4	7209	6977	7968	7711	7968	11269	10179	11269	10429	9410	6977	7209
CH Charcani 5	41701	40356	46091	44604	13000	48424	43738	48424	60321	54431	40356	41701
CH Charcani 6	4213	4077	4656	4506	4656	6585	5948	6585	6094	5498	4077	4213
CH Chimay	39042	44169	72321	55387	83504	60497	73358	103910	86302	79044	53721	51226
CH Gallito Ciego	3997	3868	6071	9495	15220	14165	14686	19184	16698	10110	6267	6071
CH Huampani	21976	20254	21891	19975	22171	12881	20025	22170	21455	22171	21455	22171
CH Huanchor	11795	11336	11714	11336	14437	14437	13040	14437	13971	14437	12913	13175
CH Huinco	73854	71371	73752	71372	73751	152390	137640	152390	76966	84644	78632	81111
CH Machupicchu	62747	59990	62938	60235	62685	63127	53366	62496	60785	62432	60662	63190
CH Malpaso	16977	14360	16411	17742	9807	13127	16722	19747	15775	13557	17982	15521
CH Mantaro	473320	448690	424240	430480	478790	476400	433760	477360	464750	475480	459740	474450
CH Matucana	52194	50163	51835	50162	75166	94698	85534	94698	91643	74002	57141	58297
CH Moyopampa	46319	42013	44699	46117	46224	47654	43042	47654	46117	47653	46116	47653
CH Oroya	6363	6158	5558	5728	6363	6363	5742	6363	5898	6363	6158	6104
CH Pachachaca	8747	7887	3250	2912	4267	5350	4405	5675	3187	4416	4570	4518
CH Pariac	3272	1941	2385	2793	3309	3309	2988	3309	1085	2561	8783	7552
CH Platanal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Restitución	155130	150890	142960	145060	157350	158620	143270	138150	119730	158620	153500	158620
CH San Gaban	63550	37510	43704	81310	84698	84021	75506	84698	81637	83273	81965	65959
CH Yanango	12551	15229	20475	18310	19356	19611	17713	30980	18978	22344	15520	14215
CH Yaupi	73392	77924	80602	77766	80602	70314	64461	74365	78002	80359	77923	81007
CH Yuncan	70700	63411	70761	79554	100170	99371	90478	100170	96941	63412	67404	71761
TOTAL	1436010	1389994	1515780	1543298	1720803	1800529	1670981	1850144	1678118	1668959	1559887	1512134

Tabla N° 5.18 Despacho de las centrales térmicas (MWh)

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
AG1 Aguaytia	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	61199	60682	62704	60682	62704
AG2 Aguaytia	62704	60682	59193	60682	60008	62704	56637	62704	59165	62704	60682	62704
CT Bellavista	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Calana	0	0	0	10853	3061	11386	10284	7948	11019	3061	17630	18217
CT Chiclayo	8285	6105	1765	1625	0	1765	2551	1765	1630	1698	1698	6315
Chilca TG1	118470	115690	117640	113500	119550	98511	107980	117640	115700	117640	115700	119550
Chilca TG2	121330	118480	120470	116230	122430	100890	110580	120470	118480	120470	118480	122430
Chilca TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sulzer Chilina	0	6912	5964	1152	1200	1248	1152	1248	6912	1200	1200	6809
TV2 Chilina	0	0	0	0	0	0	648	0	0	0	0	0
TV3 Chilina	0	0	0	0	0	0	1080	0	1080	0	0	0
CT Chimbote	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Dolorespata	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Catkato ILO1	0	0	0	0	0	0	53	94	0	0	0	0
TG1 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV2 ILO1	0	0	0	0	0	0	2359	2029	3557	0	0	0
TV3 ILO1	36874	21561	6876	6971	6980	730	0	4662	6971	4555	5236	0
TV4 ILO1	9752	0	0	6042	0	7468	6971	7552	6280	0	2458	0
CT ILO2	90397	87480	90397	75628	90397	74791	76029	72359	26244	64181	87481	90397
Kallpa TG1	129640	125450	122500	125450	83614	111360	83602	129630	125450	129640	125450	30211
Kallpa TG2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126750
Kallpa TG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG1 Malacas	3458	3347	4507	1613	0	1747	3123	1747	1613	1680	1399	3458
TG2 Malacas	6696	6480	5618	1728	1492	1872	6048	1872	1439	1800	3508	6696
TG4 Malacas	57982	61459	57347	32271	13027	30924	0	12821	37791	18576	61459	63507
Mollendo diesel	18455	18662	19285	2143	15756	3370	3110	3370	18662	3240	11664	19285
TG's Mollendo	0	0	0	50597	48220	52284	47225	52284	50597	52284	50597	52284
CT Paíta	679	0	0	0	0	140	652	706	0	0	0	348
CT Piura	1566	941	996	460	0	762	1867	762	703	485	646	2052
TG Piura	2250	0	0	1620	0	2340	2160	2340	2160	0	0	2250
Cummins Shou	0	0	0	0	0	0	137	148	0	0	0	0
TV1 Shougesa	6626	6413	0	1710	0	1853	1710	1853	1710	0	0	0
TV2 Shougesa	7068	0	0	1824	0	1593	130	1976	1824	0	0	0
TV3 Shougesa	6626	6413	1853	1710	0	1853	1710	0	1710	1402	1781	0
TG5 Sta Rosa	11945	0	3122	14772	4287	21380	0	19238	0	0	22327	0
TG6 Sta Rosa	33802	20713	27152	32411	5633	0	18847	20953	12945	4105	32411	0
TG7 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	4396	0	0	0
TG8 Sta Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Sullana	728	0	0	0	0	0	698	757	0	0	0	0
CT Taparachi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tumbes	10544	10214	10609	924	982	1861	6001	2737	4863	1732	9910	10825

Central	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
VENTA-CCTG3	139660	163820	169280	120080	169280	151610	98313	57978	163820	169280	163820	169280
VENTA-CCTG4	158270	163820	169280	163820	105800	57978	61446	105800	102390	169280	103700	169280
VENTA-TG3	0	0	0	0	0	0	22918	0	0	0	0	0
VENTA-TG4	0	0	0	0	0	0	22470	0	0	0	0	0
YARINACOCHA	11118	9433	14492	2734	0	2962	8801	2962	2765	2880	2880	15535
TOTAL	1117629.1	1074755.5	1067537.1	1009232.2	911724.67	868084.95	823929.18	879603.43	952557.4	994595.64	1062798.8	1160887.3

b) Costos marginales

Tabla N° 5.19 Costos variables de las principales barras del SEIN (\$)

SEIN

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	185.9	149.4	159.1	170.2	85.8	192.0	231.2	234.7	210.5	158.0	162.9	145.2
Media	166.0	144.5	128.4	60.3	58.9	71.0	126.5	57.9	79.9	45.2	119.7	133.1
Base	139.1	124.4	129.3	51.6	62.1	44.8	43.3	44.0	62.6	45.6	109.6	116.7

SANTA ROSA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	163.5	145.0	141.4	155.8	33.2	177.8	208.9	214.0	199.4	140.2	143.4	116.6
Media	159.5	141.1	108.8	35.2	5.7	49.0	109.2	25.7	38.3	11.4	106.8	115.2
Base	122.1	108.3	105.7	17.2	5.6	5.1	5.4	5.5	5.6	8.6	79.8	86.1

SOCABAYA 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	152.7	148.3	146.4	156.0	146.4	176.9	208.7	213.1	201.0	143.0	146.4	118.5
Media	151.6	146.1	111.8	47.5	146.3	47.5	110.2	47.5	147.9	51.4	106.5	115.0
Base	146.7	146.1	111.7	47.5	146.2	47.6	47.5	47.5	147.9	51.4	106.4	115.0

TRUJILLO 220 KV

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	326.4	168.5	172.8	188.7	125.3	212.1	328.1	326.6	233.3	182.2	197.7	223.1
Media	197.7	158.9	138.4	60.7	53.4	75.5	137.5	98.1	63.8	53.4	131.5	151.3
Base	155.3	135.9	136.9	45.1	29.0	53.4	54.9	55.4	31.7	35.1	117.3	124.6

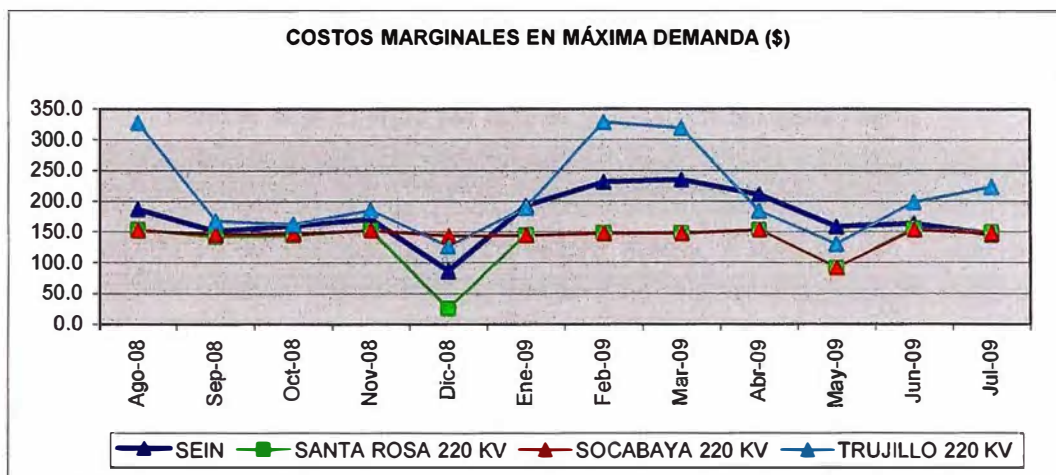


Fig. 5.13 Costos marginales en máxima demanda

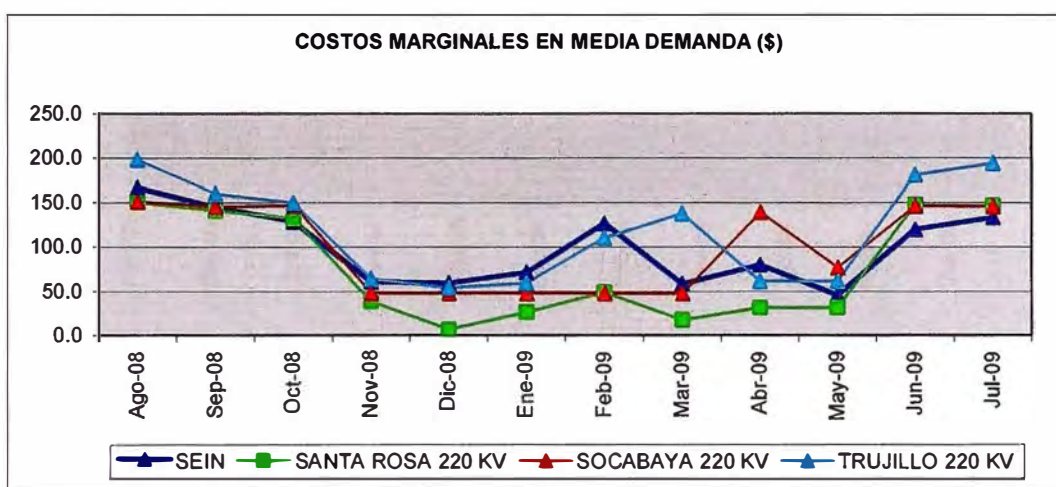


Fig. 5.14 Costos marginales en media demanda

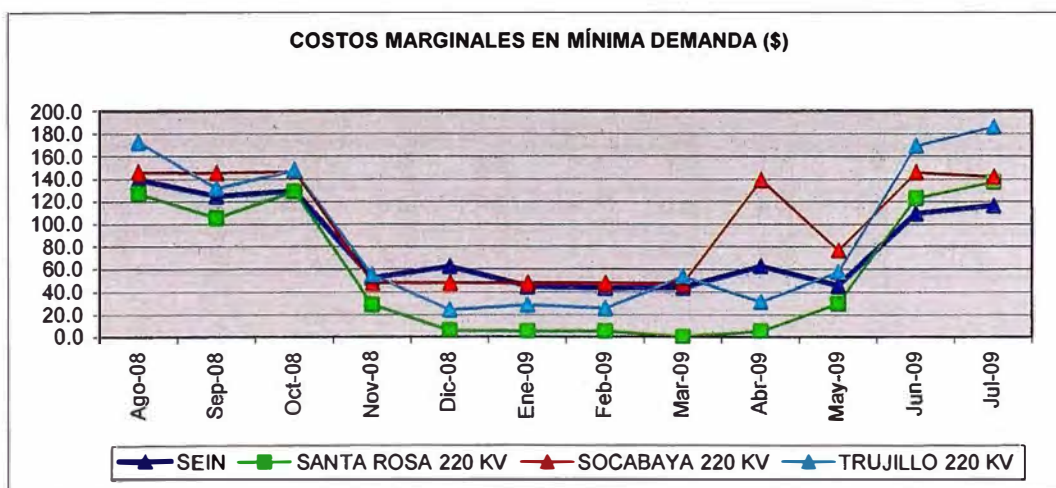


Fig. 5.15 Costos marginales en mínima demanda

c) Energía por tipo de generación

Tabla N° 5.20 Energía por tipo de generación del SEIN (MWh)

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1436010	1389994	1515780	1543298	1720803	1800529	1670981	1850144	1678118	1668959	1559887	1512134
Térmica	1117629	1074755	1067537	1009232	911725	868085	823929	879603	952557	994596	1062799	1160887
Total	2553639	2464750	2583317	2552530	2632527	2668614	2494910	2729747	2630675	2663555	2622686	2673021

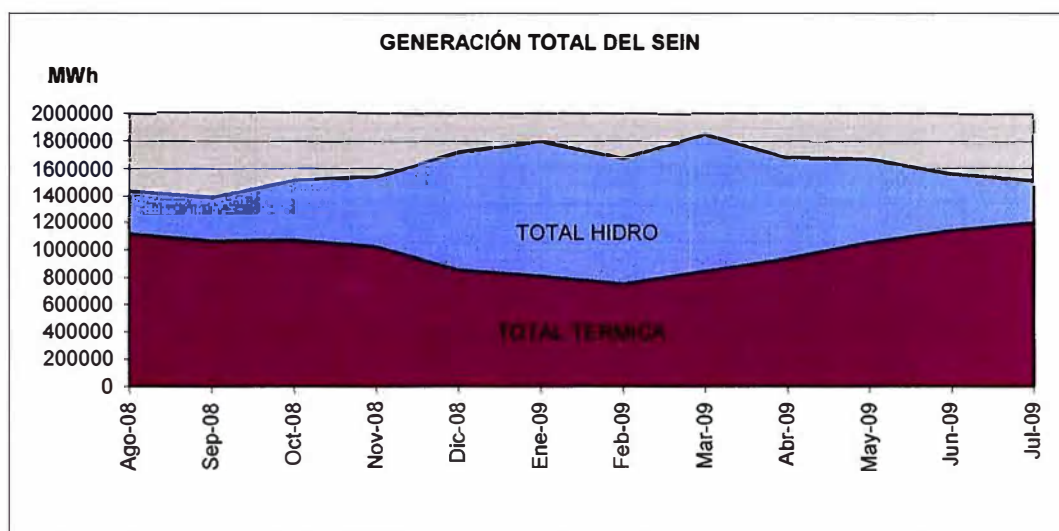


Fig. 5.16 Clasificación del tipo de generación del SEIN

d) Déficit de generación

Tabla N° 5.21 Déficit de generación del SEIN

POTENCIA (MW)

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	0.0	8.6	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	4.7	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	1.7	9.7	3.8	0.0	0.0	0.0	9.5	21.0	5.2	13.2

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	0.0	468.1	2623.7	4770.4	1587.3	1053.5	998.4	2565.7	6918.3	1393.6	3669.6

e) Volúmenes de descargas de los embalses

Tabla N° 5.22 Volúmenes de descargas de los embalses del SEIN (Mm³)

Junin	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	265.75	204.57	139.18	86.99	34.79	71.51	124.24	192.56	313.97	359.44	361.64	295.75
Afluente	16.66	18.27	25.50	31.21	53.81	74.43	92.44	150.04	72.94	30.11	18.40	18.86
Descarga	49.11	56.02	51.45	60.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	57.79	44.38
Evaporación	28.57	27.64	26.23	22.44	17.09	21.71	24.12	28.64	27.47	27.90	26.50	26.67
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	204.57	139.18	86.99	34.79	71.51	124.24	192.56	313.97	359.44	361.64	295.75	243.56
RM N° 0149-98-AG	191.37	139.18	86.99	34.79	10.44							
Lagunas ELP	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	95.50	57.74	9.14	0.00	0.00	9.21	24.19	48.23	74.43	90.47	89.66	73.60
Afluente	3.11	3.24	6.29	8.24	9.21	14.97	24.05	26.19	16.04	9.62	5.39	4.90
Descarga	40.96	51.84	15.43	8.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.43	21.45	53.57
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	57.74	9.14	0.00	0.00	9.21	24.19	48.23	74.43	90.47	89.66	73.60	24.93
Paron	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	29.90	21.51	13.63	5.92	9.39	13.94	19.33	24.46	30.29	35.87	40.58	33.79
Afluente	2.30	2.49	3.00	3.47	4.55	5.38	5.13	5.84	5.57	4.71	3.58	2.97
Descarga	10.71	10.37	10.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.37	10.71
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	21.51	13.63	5.92	9.39	13.94	19.33	24.46	30.29	35.87	40.58	33.79	26.05
Cullicocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	1.90	0.00	0.00	0.00	0.93	2.14	3.56	4.91	6.47	7.94	9.18	0.00
Afluente	0.62	0.65	0.78	0.93	1.21	1.42	1.35	1.55	1.48	1.23	0.93	0.78
Descarga	2.52	0.65	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.11	0.78
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	0.93	2.14	3.56	4.91	6.47	7.94	9.18	0.00	0.00
Rajucolta	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	2.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51	2.31	4.15	6.27	8.29	9.98	0.00
Afluente	0.83	0.88	1.07	1.27	1.63	1.93	1.84	2.12	2.02	1.69	1.30	1.07
Descarga	3.32	0.88	1.07	1.27	1.12	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	11.27	1.07
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51	2.31	4.15	6.27	8.29	9.98	0.00	0.00
Aguascocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	1.98	0.00	0.00	0.00	2.41	5.54	9.35	9.61	9.61	9.61	9.61	0.00
Afluente	0.94	1.11	1.79	2.41	3.13	3.80	4.23	5.38	3.53	1.90	1.17	0.99
Descarga	2.92	1.11	1.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.78	0.99
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	2.41	5.54	9.35	9.61	9.61	9.61	9.61	0.00	0.00
Huachon	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	45.71	15.62	5.61	9.93	14.20	20.02	26.74	34.29	42.48	47.28	49.72	31.10
Afluente	1.58	2.64	4.31	4.28	5.81	6.72	7.55	8.20	4.80	2.44	1.45	1.45
Descarga	31.69	12.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.07	30.64

Junin	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pomacocha	15.62	5.61	9.93	14.20	20.02	26.74	34.29	42.48	47.28	49.72	31.10	1.90
Pomacocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	29.06	13.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	10.38	15.02	11.02	5.22
Afluente	3.29	3.24	4.66	4.02	6.45	8.44	10.43	12.13	7.91	3.99	3.11	3.27
Descarga	18.71	16.90	4.66	4.02	6.45	8.44	4.93	7.25	3.27	8.00	8.91	8.49
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	13.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	10.38	15.02	11.02	5.22	0.00
Viconga	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	10.72	0.00	0.00	0.00	0.00	5.81	15.13	25.46	30.00	30.00	30.00	13.41
Afluente	1.18	1.53	2.54	3.42	5.81	9.32	10.33	9.24	3.21	1.21	1.56	1.74
Descarga	11.89	1.53	2.54	3.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.14	15.15
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	0.00	0.00	5.81	15.13	25.46	30.00	30.00	30.00	13.41	0.00
Macusani	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	17.63	0.00	0.00	3.29	8.25	14.49	23.89	34.05	37.46	37.46	36.07	14.69
Afluente	2.09	2.36	3.29	4.95	6.24	9.40	10.16	11.12	7.34	4.77	2.62	2.52
Descarga	19.73	2.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.16	23.99	17.21
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.00	0.00	3.29	8.25	14.49	23.89	34.05	37.46	37.46	36.07	14.69	0.00
Sibinacocha	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Vol. Inicial	90.53	83.61	78.13	80.94	84.29	89.40	101.56	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
Afluente	1.47	1.92	2.81	3.34	5.12	12.16	13.23	13.90	7.93	3.96	2.64	2.20
Descarga	8.39	7.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	83.61	78.13	80.94	84.29	89.40	101.56	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00

f) Flujos de cargas en los equipos de transmisión

Tabla N° 5.23 Flujo de carga de las principales barras del SEIN (MW)

MANTARO-SOCABAYA

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	140.0	184.1	223.0	169.6	280.0	205.6	191.8	169.3	215.6	275.2	227.3	240.8
Media	140.0	258.8	276.4	280.0	280.0	262.9	264.4	280.0	280.0	280.0	232.7	254.2
Base	280.0	280.0	279.7	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0

PARAMONGA-CHIMBOTE

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	244.7	220.0	165.8	187.5	195.6	178.0	213.4	222.8	196.2	238.2	196.5	251.0
Media	270.4	205.5	156.2	197.5	207.2	196.7	214.6	237.0	199.2	288.2	148.9	225.8
Base	317.5	267.5	144.2	227.7	171.4	195.0	224.7	231.1	253.9	258.5	262.9	313.1

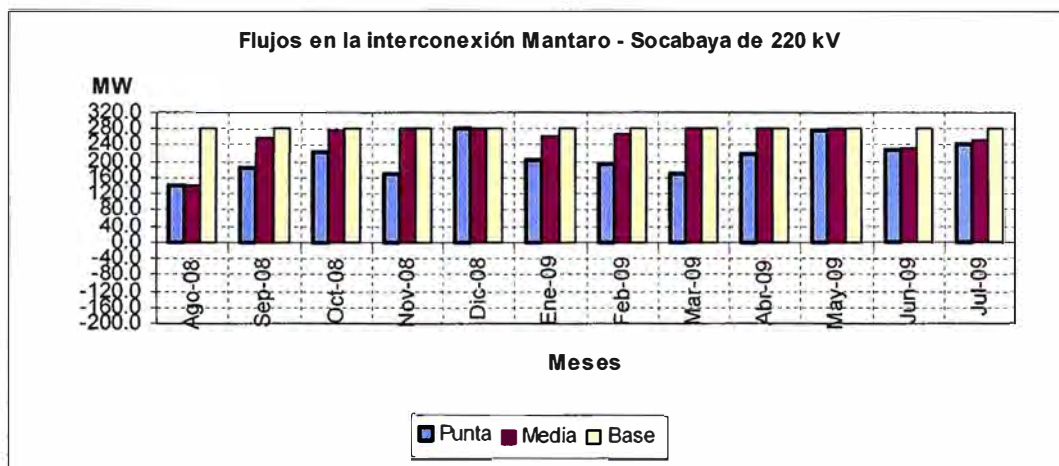


Fig. 5.17 Flujo de la interconexión Mantaro – Socabaya

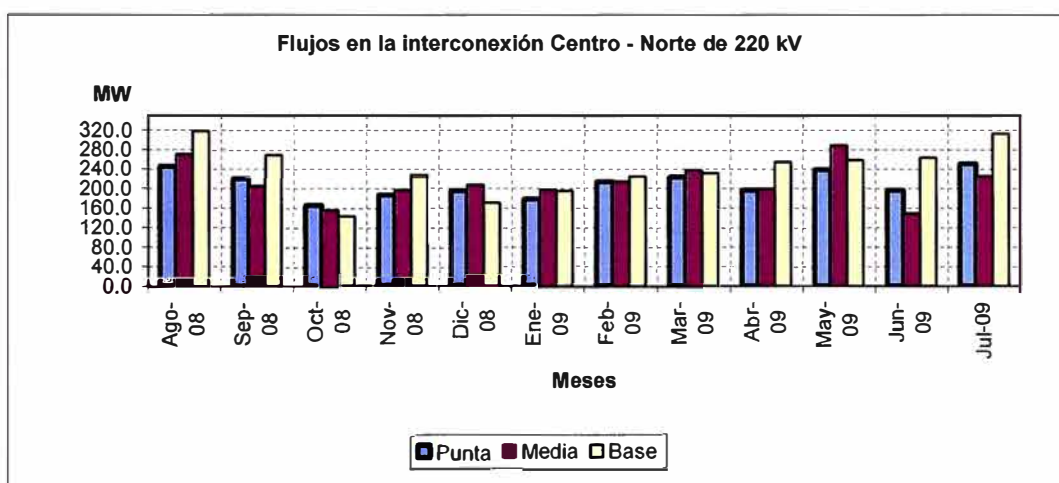


Fig. 5.18 Flujo de la interconexión Centro - Norte

g) Análisis de resultados

De los resultados se verifica que, de considerarse la restricción de reserva rotante que se traduce en mayor seguridad de operación del SEIN se tiene:

- El margen de seguridad repercute en el costo total de operación. Este costo se incrementa en 14 330.22 millones de dólares con respecto al caso base.
- La generación hidroeléctrica total disminuye debido a la menor generación de las CH Mantaro, Charcani V y Huinco. Esto puede apreciarse en la tabla N° 5.17.
- El déficit total disminuye significativamente en 5 165.6 MWh. Los valores de déficit pueden apreciarse en la tabla N° 5.21.

- Los costos marginales se incrementan en todas las barras debido a la mayor generación térmica empleada para el margen de reserva. Estos costos se aprecian en la tabla N° 5.19.
- Las descargas de los embalses no presentan variaciones muy diferenciadas con respecto al caso base como se aprecia en la tabla N° 5.22.
- Las líneas de interconexión se mantienen en márgenes similares que el caso base. Estos flujos se aprecian en la tabla N° 5.23 y en las figuras 5.17 y 5.18.

El costo total de la operación total de este caso de simulación es:

COSTO DE LA OPERACIÓN (\$)
248 302 923.99

5.2 Comparación de resultados

5.2.1 Energía Total del SEIN

La generación hidráulica del SEIN se mantiene de manera constante durante el periodo de evaluación en el caso 1, mientras que, en el caso 2 esta es mayor debido al aumento de generación del complejo Mantaro por los nuevos desembalses del lago Junín. En el caso 3, la generación hidráulica es menor debido a que se genera menos con las CH Huinco y Charcani V asignadas a dar reserva rotante al sistema. Lo inverso ocurre con la generación térmica, debido a que la demanda del SEIN es constante en los cuatros casos, lo que se deja de generar con las hidroeléctricas se cubre con las térmicas y viceversa. En la tabla N° 5.24 se muestran los resultados.

Tabla N° 5.24 Comparación de la producción total del SEIN (GWh)

ENERGIA TOTAL

CASO BASE: AG08 - JUL09

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1448621	1381081	1527167	1541150	1748131	1858058	1745516	1852092	1694240	1666914	1566820	1501217
Térmica	1106470	1083209	1058106	1011247	884567	811870	751742	876104	937910	994080	1058448	1169669
Total	2555090	2464291	2585273	2552397	2632698	2669928	2497258	2728196	2632149	2660994	2625268	2670886

CASO 1: SIN RESTRICCIÓN DE COMBUSTIBLES

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1430103	1365721	1539105	1541285	1781957	1894882	1745834	1847298	1694267	1670332	1556045	1465652
Térmica	1128817	1106037	1052905	1014816	856913	776708	751305	880695	940967	993502	1067834	1208922
Total	2558920	2471758	2592009	2556101	2638870	2671590	2497140	2727994	2635234	2663834	2623879	2674574

CASO 2: SIN RESTRICCIÓN DE VOLÚMENES DEL LAGO JUNÍN

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1453310	1407927	1581752	1551052	1781605	1899361	1747411	1897005	1731452	1683138	1558780	1527810
Térmica	1102367	1058018	1012149	997948	855854	771746	749415	832057	904905	988397	1065988	1149108
Total	2555677	2465945	2593901	2549000	2637458	2671107	2496827	2729062	2636357	2671535	2624768	2676918

CASO 3: CON RESTRICCIONES DE RESERVA ROTANTE

Generación	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Hidráulica	1436010	1389994	1515780	1543298	1720803	1800529	1670981	1850144	1678118	1668959	1559887	1512134
Térmica	1117629	1074755	1067537	1009232	911725	868085	823929	879603	952557	994596	1062799	1160887
Total	2553639	2464750	2583317	2552530	2632527	2668614	2494910	2729747	2630675	2663555	2622686	2673021

5.2.2 Déficit de generación del SEIN

El déficit de generación del SEIN se debe a la congestión de las líneas L-2232 y L-2233 (Chimbote – Trujillo) en 220 kV y al transformador de Oroya Nueva de 220/ 50 kV, lo que produce racionamiento en las áreas Norte y Electroandes respectivamente.

En el caso 1 se ve que el déficit de generación con respecto al caso base es mayor en 22.43 GWh a costa de un menor costo total de la operación. En el caso 2 el déficit disminuye significativamente en 21.81GWh con respecto al caso base debido a la mayor generación de la CH Malpaso que aprovecha los nuevos desembalses del lago Junín. En el caso 3 la diferencia del déficit es sólo de 5.16 GWh mayor con respecto al caso base a costa de un mayor costo de la operación. Los resultados se observan en la tabla N° 5.25.

Tabla N° 5.25 Comparación del déficit de generación del SEIN**DÉFICIT****CASO BASE: AG08 - JUL09****POTENCIA (MW)**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	0.0	15.7	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	5.1	0.0	0.0	0.0	12.2	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	0.7	10.4	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3	21.0	0.0	21.5

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	0.0	195.8	2808.3	4846.7	1719.8	1053.5	998.4	3587.4	10004.3	0.0	5999.9

CASO 1: SIN RESTRICCIÓN DE COMBUSTIBLES**POTENCIA (MW)**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	13.2	0.0
Media	0.0	2.4	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	5.2	3.3	15.6
Base	0.0	18.9	25.6	14.8	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	21.0	22.2	27.3

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	5890.5	7368.7	3987.7	0.0	0.0	1053.5	998.4	5041.7	7634.8	8731.2	12935.9

CASO 2: SIN RESTRICCIÓN DE VOLÚMENES DEL LAGO JUNÍN**POTENCIA (MW)**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	1.2	9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	0.0	327.1	7022.7	0.0	0.0	1053.5	998.4	0.0	0.0	0.0	0.0

CASO 3: CON RESTRICCIONES DE RESERVA ROTANTE**POTENCIA (MW)**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	7.8	0.0	0.0	0.0	8.6	0.0	8.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	4.7	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	1.7	9.7	3.8	0.0	0.0	0.0	9.5	21.0	5.2	13.2

ENERGIA (MWh)

	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
SEIN	978.6	0.0	468.1	2623.7	4770.4	1587.3	1053.5	998.4	2565.7	6918.3	1393.6	3669.6

5.2.3 Costos marginales del SEIN

En el caso 1 se evidencia que los costos marginales disminuyen significativamente con respecto al caso base debido a que la mayor parte de generación térmica es producida con gas natural de Camisea. En el caso 2 los costos marginales también disminuyen por mayor generación hidráulica debido a los nuevos desembalses del lago Junín. En el caso 3 los costos marginales aumentan debido a que el despacho a convocado mayor generación térmica para tener márgenes de reserva hidráulica. Los resultados se observan en la tabla N° 5.26.

Tabla N° 5.26 Comparación de los costos marginales del SEIN (\$)

COSTOS MARGINALES**CASO BASE: AG08 - JUL09****SEIN**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	175.1	143.2	119.5	168.0	72.2	153.5	174.5	175.5	155.4	126.9	156.6	142.4
Media	153.7	141.1	74.4	60.6	34.0	46.1	66.0	45.1	70.4	50.5	119.1	131.9
Base	128.1	118.7	74.7	51.7	32.9	35.9	34.9	43.4	47.3	44.4	107.5	115.4

CASO 1: SIN RESTRICCIÓN DE COMBUSTIBLES**SEIN**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	141.0	94.6	74.9	115.3	70.9	90.2	93.6	93.0	120.4	67.9	87.4	80.1
Media	115.1	85.0	61.5	48.4	39.4	44.2	50.7	49.6	61.4	55.4	56.0	56.2
Base	77.9	89.3	66.0	48.2	40.0	43.3	43.2	43.5	60.8	55.1	55.6	61.9

CASO 2: SIN RESTRICCIÓN DE VOLÚMENES DEL LAGO JUNÍN**SEIN**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	174.8	158.3	121.8	167.3	80.0	161.5	183.2	183.6	166.3	116.8	160.4	167.0
Media	153.3	155.5	73.2	60.4	41.0	54.1	75.1	53.4	73.8	61.0	116.0	162.1
Base	127.8	136.2	73.7	51.5	42.2	41.6	41.4	44.7	60.9	62.3	103.0	139.7

CASO 3: CON RESTRICCIONES DE RESERVA ROTANTE**SEIN**

Bloques	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09
Punta	185.9	149.4	159.1	170.2	85.8	192.0	231.2	234.7	210.5	158.0	162.9	145.2
Media	166.0	144.5	128.4	60.3	58.9	71.0	126.5	57.9	79.9	45.2	119.7	133.1
Base	139.1	124.4	129.3	51.6	62.1	44.8	43.3	44.0	62.6	45.6	109.6	116.7

CAPITULO VI

AGENDA PENDIENTE

6.1 Estrategias de operación

Como se había mencionado anteriormente las restricciones operativas generan sobrecostos de la operación del sistema y, en la coyuntura actual, riesgos de restricción de suministros en el SEIN principalmente al sector industrial. Esto repercute notoriamente en la productividad nacional ya que la falta de fuentes de energía para abastecerla podría desencadenar una desaceleración de la economía muy perjudicial.

Para una operación eficiente del SEIN se debe tener estudios de planeamiento óptimo de abastecimiento de energía, teniendo en cuenta varias consideraciones tales como: el análisis de sensibilidades de crecimiento de la demanda, el análisis de variabilidad de los caudales afluentes, la evaluación de nuestras reservas hídricas y de combustibles y la convocatoria a procesos de inversión para equipamiento del SEIN en las zonas donde se presentan congestiones de suministros de combustibles y de transmisión de la energía.

En este capítulo describiremos algunas consideraciones pendientes que servirán de orientación a futuros estudios de planeamiento.

6.2 Análisis de sensibilidades

El análisis de sensibilidades permite obtener los márgenes sobre los cuales se pueden desplazar los resultados de la optimización. Esto resulta muy útil cuando se realiza la planificación de proyectos, debido a que se determina entre que rangos se encontraría los parámetros de evaluación tales como el costos de operación, los costos marginales y el tiempo adecuado en el cual ingresarían en operación estos proyectos.

A continuación se describe la relación de sensibilidades de mayor consideración que se debe tener en cuenta en un proceso de planificación y que aún no se está evaluando en la programación de mediano plazo.

6.2.1 Por variabilidad del crecimiento de la demanda

En los últimos tres años, la evolución de la demanda del SEIN ha mostrado un crecimiento acelerado debido a variadas condiciones político-económicas que han permitido una gran productividad a nivel nacional. Esta evolución se encuentra en el orden de 8 a 9% de crecimiento, muy notoria en el área Norte la cual, en los primeros meses del año mostró un crecimiento de hasta 14.6%, mientras que, en los planes referenciales del MINEN el crecimiento más optimista estuvo en el rango de 6 a 7%. Una de las condiciones más resaltantes se ha dado en el sector industrial en el cual se ha desarrollado un intenso consumo de gas natural en sus procesos e inclusive en la manufactura de bienes.

Un estudio en el cual se consideren las sensibilidades del crecimiento de la demanda para la programación de desembalses de nuestros recursos hídricos y que estime la generación adecuada que cubra las necesidades de productividad del país es una tarea pendiente del Estado.

6.2.2 Por variabilidad de caudales

Las condiciones hidrológicas son variables de alta volatilidad y de orden probabilístico. Si bien es cierto que estos caudales han tenido un orden de variación estacional y mantienen una tendencia, nos hemos encontrado con años muy secos como el ocurrido en 1992 reflejado en una gran restricción de suministros por déficit de generación.

En los últimos 10 años se ha registrado un decrecimiento considerable en los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas lo que asoma la preocupación por la problemática del cambio climático. Debido a ello se considera de alta importancia un plan estratégico de manejo de aguas para no agotar nuestros recursos hídricos y emplearlos de manera eficiente. Se necesita evaluar las reservas hídricas con las que se cuenta y para cuantos años las tenemos garantizadas.

6.3 Propuestas para implementación de equipamiento del SEIN

Del análisis de mediano plazo rescatamos las siguientes congestiones en la operación:

- Congestión del ducto de gas natural de Camisea
- Congestión en las líneas de interconexión Centro-Sur (L-2051/L-2252) en casi todo el periodo de simulación.
- Congestión en las líneas de interconexión Centro-Norte (L-2215/L-2216) en algunos periodos de simulación.
- Congestión en las líneas de (L-2232/L-2233) del área Norte en en algunos periodos de simulación que provoca restricción de suministros.
- Congestión del transformador de Oroya Nueva de 220/50 kV en en algunos periodos de simulación que provoca restricción de suministros.

Se requiere de un plan referencial que evalúe la factibilidad de equipamiento en el SEIN ya que se hace evidente la necesidad de un planeamiento de expansión de la transmisión y la evaluación de construcción de gaseoductos que permitan abastecer el notorio crecimiento de la demanda nacional.

Se debe evaluar nuevas fuentes energéticas, tales como: la producción de energía eléctrica con centrales eólicas, solar, nucleares, etc. Debe evaluarse, además, dar mayor importancia a los mecanismos que incentiven la instalación de generación distribuida por su excelentes ventajas prácticas y económicas ya que no requiere de líneas de transmisión de grandes longitudes (lo que alivia considerablemente los efectos de la congestión), ni grandes centros de generación para abastecer de energía a los centros de carga.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El despacho de mediano plazo es utilizado en el planeamiento de la operación de manejo de los embalses con los que cuenta el SEIN para su uso eficiente, para el abastecimiento de la demanda durante un periodo anual. El COES realiza este despacho a través del modelo optimizador SDDP considerando las condiciones en las que se encuentra el sistema al inicio del estudio.
2. Las restricciones operativas generan sobrecostos de la operación del sistema y, en la coyuntura actual del SEIN, riesgos de restricción de suministros. Los resultados obtenidos de la simulación han registrado restricción de suministros en diversas áreas por congestión en líneas y equipos del sistema que se encuentran operando a su límite nominal y altos costos marginales por congestión en el suministro de gas natural de Camisea.
3. La congestión en el suministro de gas, para la simulación realizada, repercute en una operación ineficiente del SEIN la que se refleja en un sobrecosto de 21 010.8 millones de dólares con respecto al caso base o despacho de mediano plazo, altos costos marginales en barras y menor margen de seguridad para la operación del sistema. El levantamiento de esta restricción se refleja en un menor costo de operación a costa de un mayor déficit en zonas determinadas del SEIN reflejadas en equipos operando con congestión, menores costos marginales en barras y mayor margen de reserva fría ante contingencias.
4. La restricción de volúmenes del lago Chinchaycocha (embalse Junín) sin un estudio óptimo de utilización del recurso hídrico también repercute en un sobrecosto de la operación. En esta simulación ideal, en la cual, no se ha considerado los volúmenes mínimos del lago Junín, se agota el volumen útil en dos meses consecutivos. Esta no sería la solución óptima del recurso hídrico pero, sin embargo, permite estimar hasta

sería la solución óptima del recurso hídrico pero, sin embargo, permite estimar hasta cuanto, se pierde por no aplicar políticas estratégicas para el uso de este bien. De la simulación se tiene un menor costo de la operación de 19 231.9 millones de dólares con respecto al caso base, menores costos marginales, menor déficit de generación del área de Electroandes y mayor generación hidráulica en el SEIN por optimización de la producción del complejo Mantaro y la CH Malpaso.

5. La consideración de la reserva rotante en el modelo limita la potencia máxima de las centrales hidráulicas asignadas (Huinco, Charcani V y Mantaro). Dependiendo de la época de estiaje o de avenida, estas centrales sufren una limitación en su disponibilidad de energía. Así por ejemplo, en las épocas de avenida, a pesar de la existencia de altos caudales, las centrales mencionadas no pueden entregar su capacidad máxima. Es decir, existe una disponibilidad energética (en términos de agua) que se ve limitada por la reserva rotante asignada a la central. Esto obviamente, produce menores ingresos en estas centrales, por lo cual es razonable que los mismos perciban una compensación; mientras que, en épocas de estiaje, estas centrales generan toda su disponibilidad energética debido a estar limitadas por sus caudales y volumen de sus presas. Es decir, en estos casos existe una reserva natural que no se compensa.
6. De este último caso se recomienda considerar en el despacho de mediano plazo el margen de reserva rotante como una restricción operativa por seguridad del SEIN. A pesar que con ello se obtiene un sobrecosto de la operación de 14 millones de dólares se tiene que evaluar cuantos clientes estarían dispuestos a mejorar la calidad de sus contratos por mayores márgenes de seguridad y confiabilidad. Se requiere un marco normativo para el control del margen de reserva que garantice la seguridad del sistema
7. La presencia de congestión en la operación de SEIN origina en algunas áreas restricción de suministros y que los costos marginales en cada área sean diferentes. Dependiendo de la ubicación espacial de las centrales hidráulicas en la red de transmisión, éstas pueden sufrir pérdidas o ganancias en sus ingresos
8. En una planificación futura de programación de largo plazo, para evitar el déficit energético debe tenerse en cuenta:

- Un estudio de planificación con análisis de sensibilidades en cuanto al crecimiento de la demanda que estime la generación adecuada para cubrir las necesidades de productividad del país.
- Este estudio de planificación deberá evaluar los costos y beneficios de alternativas energéticas a implementar en las áreas deficitarias del SEIN. Entre estas alternativas se evaluará la posibilidad de construcción de nuevas líneas de transmisión de mayor capacidad y/o mayores niveles tensión, la construcción de gaseoductos, nuevas fuentes energéticas como las centrales eólicas o nucleares o la opción de generación distribuida.
- Un plan estratégico de manejo de aguas para no agotar nuestros recursos hídricos y emplearlos de manera eficiente. Se necesita evaluar las reservas hídricas con las que se cuenta y para cuantos años las tenemos garantizadas.
- Se requiere de un plan referencial que evalúe la factibilidad de equipamiento en el SEIN y que realice el análisis de sensibilidades no abarcado en este informe. Este plan referencial debe tomar en cuenta, adicionalmente nuevas tendencias científicas tales como los estudios de planificación con algoritmos genéticos y nuevos mecanismos de generación para abastecer la demanda. La generación distribuida se presenta con muy buena expectativa para satisfacer las necesidades del SEIN.
- Se necesita evaluar el ingreso de nuevas centrales térmicas duales en el Norte y Sur (GN/Diesel 2) e investigar la viabilidad de generación en boca de pozo en Camisea así como también la posibilidad de interconexiones con otros países.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Steven Stoft "*Power System Economics*".
- [2] PSRI "*Modelo SDDP Manual de Usuario*" Versión 9.1, octubre 2007.
- [3] PSRI "*Modelo SDDP Manual de metodología*" Versión 9.1, octubre 2007.
- [4] Severo Buenalaya Cangalaya "*Modelo multiembalse y multinodal para la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional*", tesis de grado UNI, Marzo 2002.
- [5] COES SINAC, *Procedimientos operativos de la programación de mediano y corto plazo y en tiempo real*, Lima Perú.
- [6] Daniel Camac G., "*Optimización en la Operación y Planificación de Sistemas Electricos*", Curso de la maestría de sistemas de potencia UNI, Agosto 2007.
- [7] B.G. Gorenstin, N.M. Campodonico, J.P. acosta, M.V.F. Pereira, "*Stochastic Optimization of a Hydrothermal System Including Network, Constraints*", IEEE Transactions on Power Engineering, mayo 1992.
- [8] N. Alguacil y A.J. Conejo, "*Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition*", IEEE Power Engineering Review, febrero 2000.
- [9] Universidad Nacional de San Juan. "*Programación óptima de la operación de sistemas eléctricos*". Curso de postgrado.

[10] Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

Páginas y direcciones de internet de referencia:

1. <http://www.minem.gob.pe/electricidad/index.asp>
2. <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Publico/1.htm>
3. <http://www.psr-inc.com.br/market.asp>