

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO MEDIANTE LA FUNCIÓN DE COSTO FUTURO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ANTHONY EDSON ROSALES LOZANO

PROMOCIÓN

2010-I

LIMA-PERÚ

2014

**OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO PERUANO MEDIANTE LA FUNCIÓN DE
COSTO FUTURO**

En primer lugar, dedico este trabajo a Dios por haberme guiado y permitir que pueda culminar satisfactoriamente mis metas.

A mis padres, por estar siempre a mi lado apoyándome en todas las dificultades que se presentan en la vida, por guiarme hacia el camino correcto y por enseñarme a ser una persona de bien.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia está orientado a abordar el problema de la operación óptima del sistema eléctrico peruano; que en su caso, se trata de un sistema hidrotérmico. La particularidad de este tipo de sistemas es la problemática del uso óptimo del agua almacenada en los embalses, que en el tiempo puede ser regulada para minimizar el costo de operación térmica tanto de la operación presente como de la operación futura. Cabe señalar que este tema cobra gran importancia; ya que se cuenta con recursos hidroenergéticos limitados, cuyas magnitudes tienen gran incertidumbre de ocurrencia (se mantiene una tendencia de estacionalidad que no es del todo fija). Por tanto, en la labor de operar este tipo de sistemas, es necesario plantear una política óptima de descarga de los embalses para atender la demanda eléctrica de la manera más económica posible considerando la incertidumbre hidrológica que pueda presentar el sistema en su conjunto y tomando en cuenta que existe una gran dependencia entre las decisiones operativas de hoy (costo operativo inmediato) y los costos de la operación futura. Para entender esta problemática, se analizará la tarea del COES, que como institución encargada de velar por la operación económica del sistema, utiliza ciertos modelos y mediante ellos ha planteado diversas metodologías y criterios para el uso óptimo de la energía hidráulica almacenada en los embalses.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO GENERAL DEL PROBLEMA	
1.1 Descripción y Antecedentes.....	2
1.2 Objetivo.....	3
1.3 Justificación	3
1.4 Limitaciones y Alcances	3
1.5 Lista de abreviaciones.....	4
CAPÍTULO II	
MARCO TEORÍCO	
2.1 Sistema Eléctrico de Potencia.....	5
2.1.1 Generación	5
2.1.2 Transmisión.....	9
2.2 Matriz Energética del Sistema Eléctrico Peruano.....	12
2.3 Incertidumbre de las variables operativas.....	13
2.4 Operación Óptima del SEIN.....	15
2.4.1 Función Objetivo	17
2.4.2 Restricciones del sistema	17
2.5 Operación óptima en el mediano plazo.....	19
2.6 Operación óptima en el corto plazo	22
2.7 Función de Costo Inmediato y Función de Costo Futuro	26
2.7.1 Función de Costo Inmediato	27
2.7.2 Función de Costo Futuro.....	27
2.8 Valor del agua	28
2.9 Herramientas de Optimización y Coordinación Hidrotérmica	29
2.9.1 Modelo SDDP	29
2.9.2 Modelo NCP	30
2.10 Construcción de la Función de Costo Futuro.....	32

2.10.1 Programación Dinámica Estocástica	33
2.10.2 Programación Dinámica Dual Estocástica	36
2.10.3 Descomposición anidada de Benders	41

CAPÍTULO III

METODOLOGÍAS Y CRITERIOS PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Modelo Junín y sus adaptaciones.....	42
3.1.1 Descripción del modelo	42
3.1.2 Formulación del modelo y sus resultados.....	43
3.1.3 Adaptación del modelo Junín para la operación del sistema	44
3.2 Uso de Modelo SDDP en el sistema Peruano	46
3.2.1 Tratamiento de las condiciones de frontera del horizonte de estudio.....	47
3.2.2 Tratamiento de la incertidumbre hidrológica del SEIN.....	47
3.2.3 Pronóstico de la demanda del SEIN y su consideración en el modelo	48
3.2.4 Modelamiento de la red de transmisión	50
3.2.5 Consideraciones adicionales.....	50
3.2.6 Resultados del PMPO de octubre 2013 evaluado con el SDDP	57
3.3 Metodología actual: Uso de Volúmenes Meta Mensuales en el Corto Plazo.....	60
3.4 Metodología propuesta: Uso de la Función de Costo Futuro en el Corto Plazo.....	62

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS Y DE SUS RESULTADOS

4.1 Análisis del modelo Junín y de sus adaptaciones.....	65
4.2 Análisis del modelamiento del SEIN en el SDDP y resultados del PMPO.....	65
4.2.1 Análisis de la metodología actual: Uso de volúmenes meta mensuales en el corto plazo	67
4.2.1 Análisis de la metodología propuesta: Uso de la Función de Costo Futuro en el corto plazo	68

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
---	-----------

BIBLIOGRAFIA.....	72
--------------------------	-----------

PRÓLOGO

El propósito de este informe es revisar y analizar las diversas metodologías en las cuales el coordinador de la operación del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) puede basarse para tomar decisiones que en todo instante minimicen el costo de operación térmica del sistema; tomando en consideración que el objetivo de la optimización de todo sistema hidrotérmico como el SEIN, es minimizar la suma del costo operativo inmediato y del costo operativo futuro que se relacionan directamente con el uso eficiente y planificado de la energía hidráulica disponible del sistema en todo horizonte de planificación.

Para efectuar esta tarea, es fundamental comprender la complejidad que tiene tomar la decisión más adecuada de uso de energía hidráulica en diversos escenarios, cuando las variables operativas del sistema tienen cierto grado de incertidumbre. En este caso, se habla principalmente de la incertidumbre de ocurrencia de aportes hidrológicos (caudales naturales en las cuencas), y de ocurrencia de magnitudes de demanda eléctrica prevista.

En ese sentido, el desarrollo de este informe se realiza inicialmente describiendo las principales características del SEIN. Adicionalmente, se describen los conceptos relevantes de coordinación hidrotérmica y las técnicas más importantes de valorización del costo de oportunidad de uso del agua almacenada en los embalses estacionales.

Además, se describe el proceso de la Programación de la Operación del SEIN que realiza el COES en la búsqueda de la operación óptima del sistema y las metodologías que éste utiliza para llevarlo a cabo a través de los resultados de ciertos modelos computacionales, cuyas metodologías de cálculo y sus resultados son analizados minuciosamente en el desarrollo de este informe.

Finalmente, se propone obtener la optimización del costo operativo del SEIN mediante una herramienta matemática denominada “Función de Costo Futuro”, que relaciona la operación de Corto Plazo con la de Mediano Plazo; y permite dinamizar las decisiones referidas a la operación de los embalses del SEIN a través de la obtención de una adecuada política de descargas que considera principalmente la incertidumbre hidrológica.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO GENERAL DEL PROBLEMA

1.1 Descripción y Antecedentes

A nivel internacional, la industria de la energía eléctrica evoluciona hacia mercados más competitivos y con mayores retos en busca de optimizar el uso de recursos energéticos en pos de atender la demanda eléctrica de la manera más confiable y sostenible posible. Esto está motivado estratégicamente; ya que la operación económica del sistema tiene un impacto directo en las principales actividades económicas y sociales de los países, afectando significativamente en las tarifas de energía, en la rentabilidad de las inversiones y reflejándose en el crecimiento de su Producto Bruto Interno. En ese contexto, el COES como organismo técnico que tiene la finalidad de coordinar al mínimo costo la operación del Sistema Interconectado Nacional, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; entonces debe plantear metodologías que le permitan tomar decisiones cada vez más precisas e integrales basándose en modelos que sean lo suficientemente adecuados para representar, con poco error, la complejidad del sistema y puedan ayudarle a tomar decisiones económicas y prácticas en todos los horizontes de estudio desde la planificación operativa del sistema hasta la operación en tiempo real.

En ese sentido, actualmente el COES utiliza los modelos SDDP y NCP, desarrollados por la firma PSR, los cuales son usados tanto para la planificación operativa del sistema en el mediano plazo como para la optimización de la operación en el corto plazo. Sin embargo, inherente a la problemática que se resuelve en cada horizonte, existe una separación entre ambos ya que sus metodologías no pueden concatenarse directamente. Por ese motivo, es indispensable contar con un nexo entre ambos que permita la optimización del sistema en todo horizonte de tiempo: interrelacionando los resultados de la programación de mediano plazo con la de corto plazo e incluso con la optimización operativa en tiempo real.

Actualmente, la programación de la operación de corto plazo se realiza tomando como premisa principal el cumplimiento de los volúmenes finales por mes de los embalses

estacionales que son extraídos del plan de descargas del Programa de Mediano Plazo. Es preciso señalar que de esa manera, en el corto plazo, no se tiene argumentos para desembalsar o embalsar mayor cantidad de agua que la establecida en los programas de mediano plazo para cada mes, ni siquiera cuando se estén presentando escenarios hidrológicos más favorables o menos favorables que los considerados en la elaboración del plan de descargas. Ante esa restricción, se observa la necesidad de utilizar alguna metodología que permita dinamizar las decisiones referidas a la operación de los embalses en un horizonte de corto plazo.

1.2 Objetivo

El objetivo de este informe es proponer, a partir de la revisión y el análisis de las metodologías y criterios empleados por el COES para la coordinación hidrotérmica del SEIN, una metodología práctica y de precisión adecuada para la toma de decisiones de descarga de los embalses estacionales del sistema que tenga como protagonista el concepto del “valor del agua” derivado de la “Función de Costo Futuro”.

1.3 Justificación

El operador del sistema eléctrico de potencia se encuentra constantemente en la necesidad de tomar decisiones. En algunos casos, éstas tienen repercusión instantánea como son los referidos a los restablecimientos del sistema o parte de él luego de fallas en la red o del parque generador. Pero en otros, como los referidos a la coordinación hidrotérmica y la optimización del uso de los recursos energéticos, sus decisiones operativas tienen repercusión en toda la operación futura y afectan sensiblemente al costo de operación futuro del sistema; por ello, es necesario que el operador cuente con alguna herramienta práctica que le permita medir la conveniencia de sus decisiones contrastándolas con el impacto que esa decisión tendría para la operación futura.

1.4 Limitaciones y Alcances

El presente informe se enfocará en el análisis de la operación energética del sistema eléctrico peruano, especialmente en la planificación operativa de los embalses estacionales del SEIN desde el Programa de Mediano Plazo de la Operación en interrelación con los Programas de Operación de Corto Plazo; y como ya fue mencionado, en las metodologías y criterios desarrollados para esta tarea. No se analizará el sistema desde la perspectiva de confiabilidad de la red de transmisión ya que es un tema que debe abordarse con un análisis eléctrico tanto estacionario como dinámico, que se asumen como ya analizados para cualquier combinación operativa de las unidades de generación del sistema.

1.5 Lista de abreviaciones

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

COES: Comité de Operación Económica del Sistema

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos

NTOTR: Norma Técnica de Operación en Tiempo Real

RER: Recurso Energético Renovable

CT: Central térmica

CH: Central Hidráulica

CR: Capacidad de Regulación

CRP: Capacidad de Regulación Proyectada

PMPO: Programa de Mediano Plazo de la Operación

PSO: Programa Semanal de la Operación

PDO: Programa Diario de la Operación

PAM: Programa Anual de Mantenimiento

PMM: Programa Mensual de Mantenimiento

FCI: Función de Costo Inmediato

FCF: Función de Costo Futuro

PDE: Programación Dinámica Estocástica

PDDE: Programa Dinámica Dual Estocástica

RPF: Regulación Primaria de Frecuencia

RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia

FOP: Flujo Óptimo de Potencia

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

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

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución.

2.1.1 Generación

Es referida a la producción de la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía, estas pueden ser:

a) Generación eléctrica no convencional

Comprende a las plantas de generación eléctrica que utilizan fuentes de energía no agotables y no contaminantes: pequeñas hidroeléctricas, eólicas, solares, geotérmicas, etc. También, se usa fuentes que aprovechan excedentes de otros procesos: biomasa y residuos sólidos urbanos. Estas formas de producción de energía eléctrica no son muy comunes y su tecnología está en desarrollo en pos de hacerlas cada vez más eficientes y competitivas.

b) Generación eléctrica convencional

Comprende a las plantas que están relacionadas a los recursos de uso más frecuente para producir energía eléctrica. Estas son en general las que usan energía hidráulica (aprovechamiento de recursos hídricos) y energía térmica (producida por combustión de recursos energéticos naturales: gas natural, petróleo, carbón, etc.). Es importante detallar cada una de ellas, explicando también a los reservorios de regulación de caudal.

➤ Centrales Hidráulicas

En estas plantas, se produce un proceso de transformación de energía potencial del recurso hídrico en energía eléctrica. La potencia eléctrica generada puede expresarse como el producto del caudal turbinado y un factor de producción (que depende de la altura útil aprovechable) tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Ph[\text{MW}] = FP(H \text{ útil})[\text{MW.s/m}^3].Q[\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.1)$$

Cabe señalar que en el Perú, generalmente se aprovechan grandes caídas y el volumen del embalse (en caso contar con uno) no afecta significativamente al valor de altura útil. Por ello, para fines prácticos, el factor de producción puede considerarse constante para cualquier estado de llenado del embalse. Así mismo, estas plantas se pueden clasificar en:

Central hidráulica de pasada

Se refiere a una central hidráulica que utiliza caudal natural. Es decir, utiliza agua afluyente que no se almacena en reservorios para generación de energía eléctrica. En otras palabras, su generación es la máxima que pueda obtener de la captación que realiza de los ríos directamente hacia su cámara de carga.

Central hidráulica de regulación

Se refiere a una central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios; es decir, caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual. En la figura siguiente se observa un esquema simple de su infraestructura.

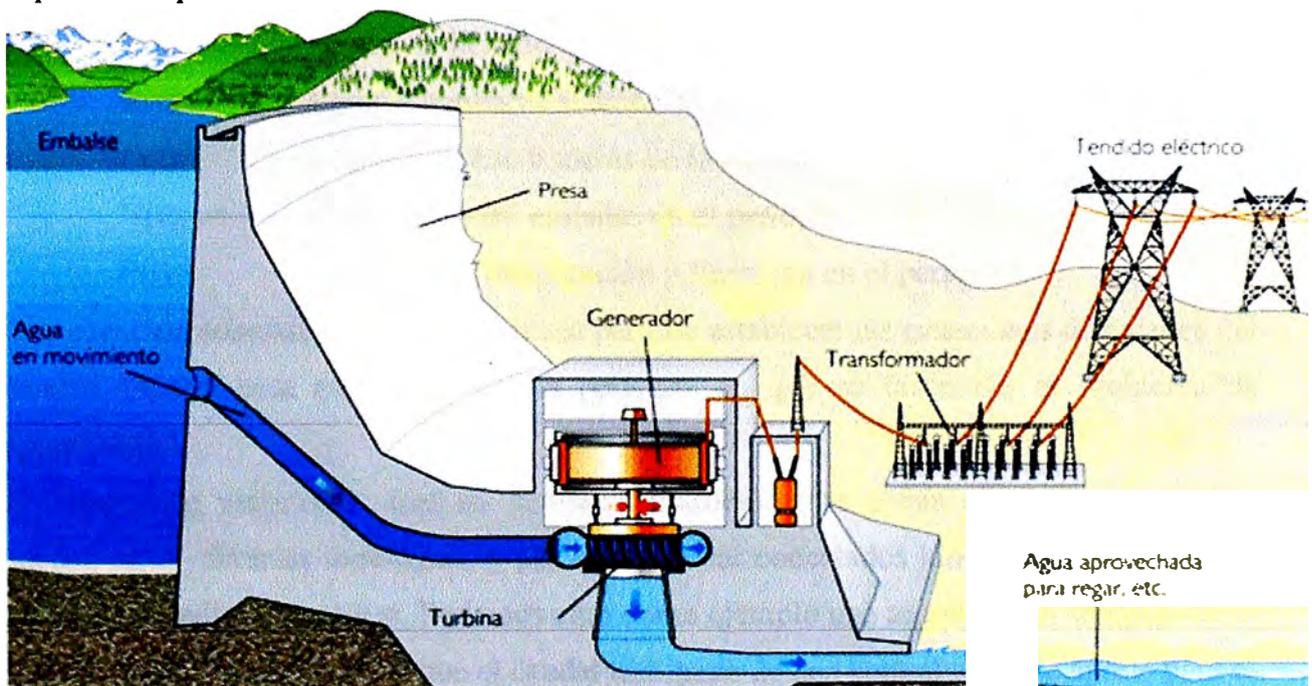


Fig. 2.1 Esquema de infraestructura de una central hidroeléctrica

➤ Reservorios o embalses

Son acumulaciones de agua en ambientes naturales. Generalmente, son producto de la acción humana ejecutada para acopiar agua para fines de su uso y/o consumo.

Estos cumplen un rol fundamental en relación al uso en el tiempo de los recursos hídricos; y por ende, desde el punto de vista de la operación económica del sistema. La dinámica de los embalses puede ser descrita por la siguiente ecuación de continuidad:

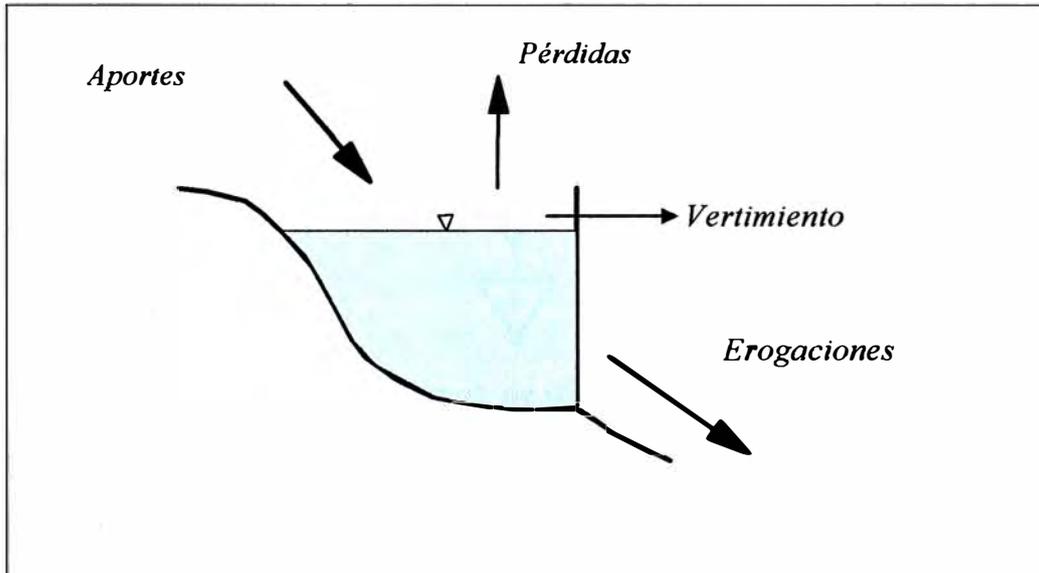


Fig. 2.2 Esquema simplificado de un embalse de regulación

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

Vol(t+1): Estado de llenado del embalse en el período t+1

Vol(t): Estado de llenado del embalse en el período t

A(t): Aportes naturales al embalse en el período t

Q(t): Caudal operado a través de la turbina en el período t

V(t): Vertimiento del embalse en el período t

P(t): Pérdidas por evaporación y filtración en el período t

Esta ecuación adecuadamente discretizada permite establecer las ecuaciones de balance del recurso hídrico para cada uno de los períodos en que se discretiza el problema de optimización.

Es importante mencionar, que las centrales hidroeléctricas y sus respectivos embalses pueden tener diversas topologías; y por ello, al estar conectados hidráulicamente, pueden ser interdependientes entre sí. Podemos citar como ejemplo una topología en cascada como el de la figura siguiente, en la que el caudal turbinado de una central sirve de aporte para el embalse o central aguas abajo.

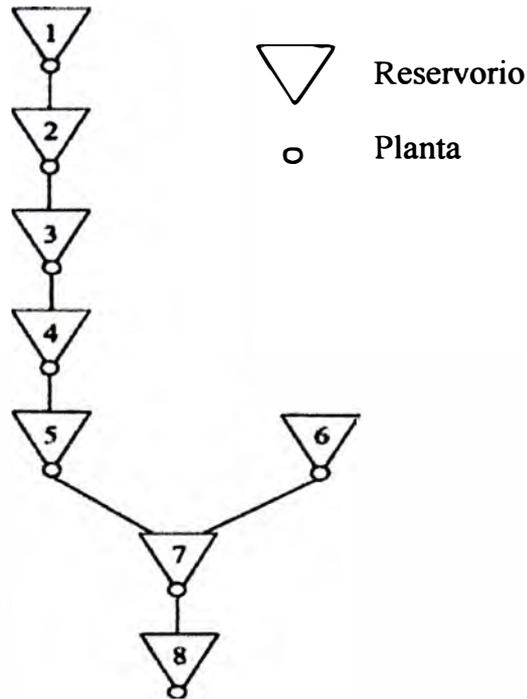


Fig. 2.3 Esquema de topología hidráulica en cascada

Cabe señalar que, a pesar de disponer de embalses de regulación de caudal, algunas de las centrales hidráulicas de regulación tienen una forma de operación que está casi -predefinida por usos no energéticos del agua, como es el caso de las centrales que tienen compromisos de riego, de agua potable, etc. En muchos casos, éstas tienen un margen de optimización que es muy reducido.

Para tratar más el tema de regulación de caudal, se debe conocer el siguiente concepto:

Capacidad de regulación

Es una función del volumen útil (V_{util}) del embalse que controla el caudal y del caudal máximo turbinable por la central aguas abajo (Q_{max}). Esta función puede expresarse de la siguiente manera:

$$CR [horas] = \frac{V_{util} [m^3]}{3600 \cdot Q_{max} [m^3/s]} \quad (2.3)$$

Esta definición puede interpretarse como el tiempo que demoraría en vaciarse el embalse si se opera la central a su caudal máximo y no recibe aporte natural alguno.

El tiempo resultante de la fórmula da una idea indirecta del tiempo que puede transcurrir entre el momento en que el agua es aportada al embalse y el momento en que es utilizada. Se puede decir entonces, que dicha magnitud de tiempo es un indicador para la clasificación de los embalses, que según su capacidad pueden ser: plurianuales, estacionales, mensuales, semanales y diarios.

➤ Centrales Térmicas

En estas centrales, la energía eléctrica es generada como resultado de la transformación de la energía mecánica producida por el vapor o la combustión de algún tipo de combustible en la turbina. Las plantas térmicas principales pueden clasificarse en: Turbovapor, Turbogas, Ciclo Combinado y Diesel. Desde el punto de vista de la programación óptima de la operación de estas centrales, se debe tener en cuenta las restricciones operativas que estas presentan: tiempo mínimo de operación, tiempo mínimo entre arranques sucesivos, tiempo mínimo a carga estable, velocidad de toma de carga, etc. También debe tenerse en cuenta el uso de combustible de la misma. En la figura siguiente: en la izquierda, se muestra una curva típica de consumo de combustible versus la potencia generada; y en la figura de la derecha se muestra el consumo promedio o específico, y el consumo incremental. Cabe señalar que la intersección de estas últimas curvas representa el punto de máxima eficiencia de la central. [1]

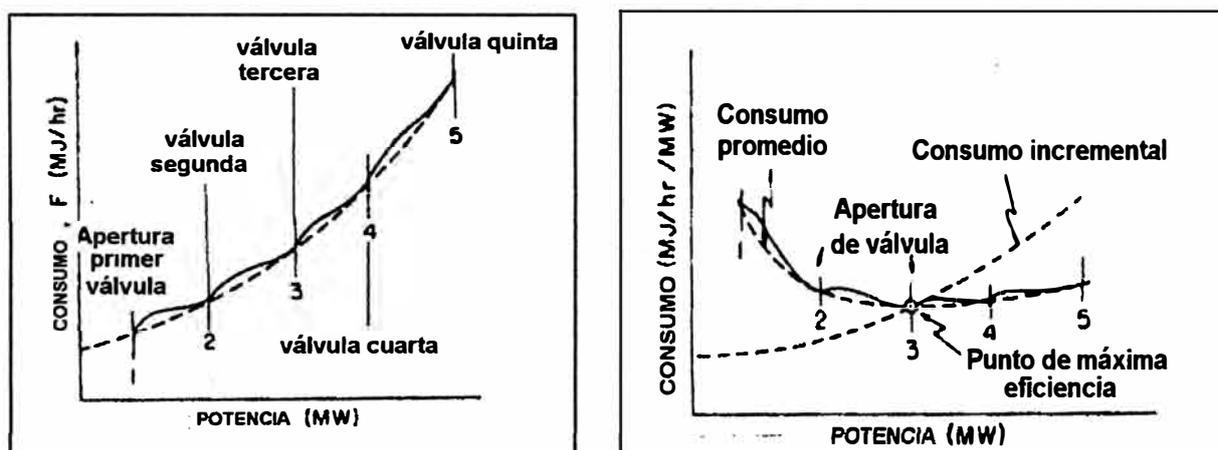


Fig. 2.4 Curvas de consumo térmico

La obtención de estos datos se realiza a partir de mediciones en condiciones de prueba; y nos permite hallar el llamado costo variable combustible, que sumado al costo de operación y mantenimiento (costo variable no combustible) resulta el costo variable total de la central. Este último es utilizado como dato de entrada para el cálculo de los despachos energéticos del SEIN. Así mismo, la representación y modelamiento matemático del consumo de combustible y del costo total de operación de cada central es parte fundamental de los modelos de optimización.

2.1.2 Transmisión

Se refiere al transporte de energía desde los generadores hacia los centros de consumo y se compone de líneas o redes de transmisión y subestaciones de transformación o barras base.

En el Perú, el sistema de transmisión está compuesto por el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y por el Sistema secundario de Transmisión (SST).

El SPT está conformado por líneas de transmisión de muy alta y alta tensión que se conectan a las subestaciones o barras base. Luego a través del SST, compuesto por líneas de transmisión de media y baja tensión, la energía eléctrica se transporta a los consumidores finales. En la figura siguiente se muestra un esquema básico y simplificado:

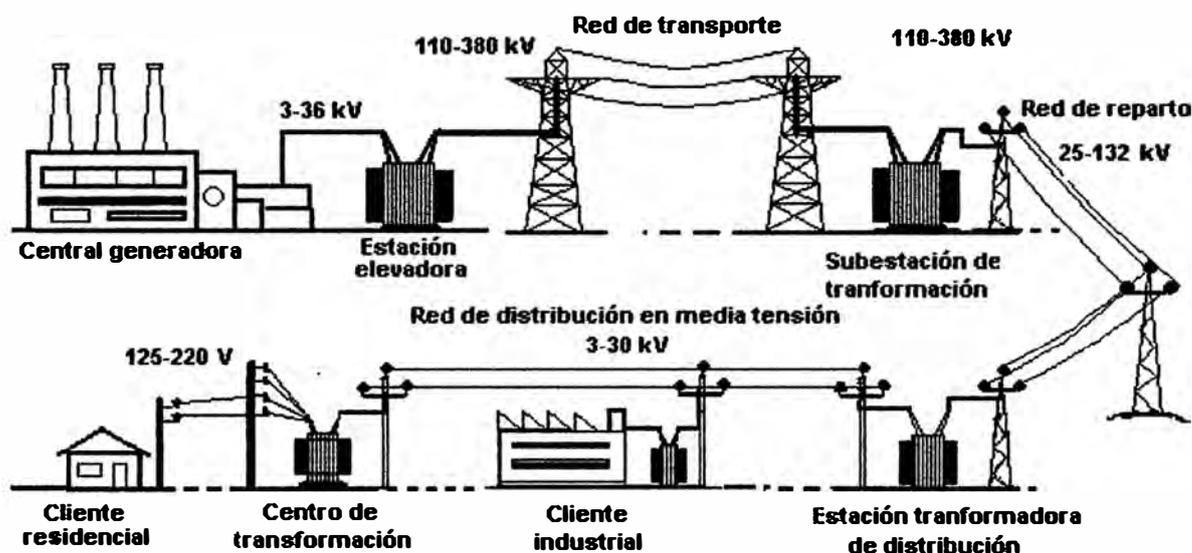


Fig. 2.5 Esquema de red de transmisión eléctrica

La red de transporte constituye otro de los componentes significativos a considerar en el problema del cálculo de los despachos operativos en todos los niveles de optimización. Los principales aspectos que justifican la consideración de la red son:

Las pérdidas por efecto Joule ya sea para considerarlas en el balance o para su optimización.

La capacidad física de transporte de las líneas o la impuesta por razones de seguridad.

El mantenimiento de los componentes principales de la red y la variación de la topología de la misma.

En la figura siguiente se muestra a grandes rasgos la topología del SEIN, con tres áreas operativas remarcadas: área Norte, área Centro y área Sur. Esta topología varía continuamente por el ingreso de nuevos proyectos de transmisión, repotenciones y también por indisponibilidades por mantenimientos de los equipos de la red. La representación de estas características en los modelos de optimización permite encontrar congestiones y escenarios de operación que podrían ser indeseables. Pero, que pueden ser

simulados y analizados con modelos para buscar soluciones tanto en el corto como en el largo plazo.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Fig. 2.6 Mapa del SEIN

Es importante mencionar el concepto de congestión, que clásicamente se define como un estado de operación del SEP en o cerca de uno o más de sus límites de transferencia. Dichos límites de transferencia pueden ser por estado estacionario, estabilidad dinámica, estabilidad de tensión y hasta por criterios de confiabilidad del sistema. Así mismo, debe señalarse que esta restricción del flujo de potencia de una zona a otra, origina precios diferenciados en las zonas extremas; y por ende una alteración al despacho económico.

2.2 Matriz Energética del Sistema Eléctrico Peruano

La matriz energética es una representación cuantitativa de toda la energía disponible para ser transformada, distribuida y consumida en los procesos productivos de un país o región. Además, el análisis y orientación de la evolución de esta matriz es un pilar fundamental del planeamiento estratégico de cada país.

La importancia de esta matriz radica también en que su planificación adecuada se ve reflejada en el uso sostenible, racional y eficiente de los recursos naturales con los que cuenta cada país. También, la diversificación de la matriz energética y el desarrollo de tecnologías que permitan aprovechar nuevas fuentes de energía de una manera más eficiente son el impulso al crecimiento económico sostenible que buscan los países en la actualidad.

En el caso del sector eléctrico del Perú, la matriz energética actual de recursos primarios disponibles con los que cuenta el operador del sistema para atender la demanda eléctrica, puede detallarse en el siguiente cuadro, donde se muestra el total de potencia efectiva de las unidades de generación eléctrica por tipo de recurso primario que utilizan, y por área operativa del SEIN al que están conectados.

TABLA N° 2.1 Potencia efectiva según tipo de generación y recurso energético utilizado por área en el COES a diciembre de 2012 (MW)

AREA	HIDRÁULICA		HIDRÁULICA TOTAL	TÉRMICA					TÉRMICA TOTAL	SOLAR	TOTAL
	AGUA	AGUA (RER)		GAS NATURAL	CARBÓN	RESIDUAL	DIESEL 2	BAGAZO+BIO GÁS (RER)		CSFV (RER)	
NORTE	401.7	52.7	454.4	144.9		16.3	136.3	29.5	327.0		781.4
CENTRO	2,228.9	29.2	2,258.1	3,066.6		61.7	1.2	25.1	3,154.6		5,412.7
SUR	417.6	10.0	427.6		140.6	123.6	150.7		414.9	80.0	922.6
TOTAL COES	3,048.2	91.9	3,140.1	3,211.5	140.6	201.6	288.3	54.5	3,896.5	80.0	7,116.7

De la tabla anterior, es importante señalar que el área Centro del SEIN es la que concentra la mayor cantidad de potencia disponible (76% de la oferta de generación total).

Así mismo, en la gráfica siguiente se muestra que poco más de la mitad de la energía producida es mediante una fuente hidráulica, una pequeña proporción es con recursos

energéticos renovables (RER) y el resto, es mediante una fuente de energía térmica. Lo anteriormente citado es claramente característico de un sistema hidrotérmico como lo es el sistema eléctrico peruano.

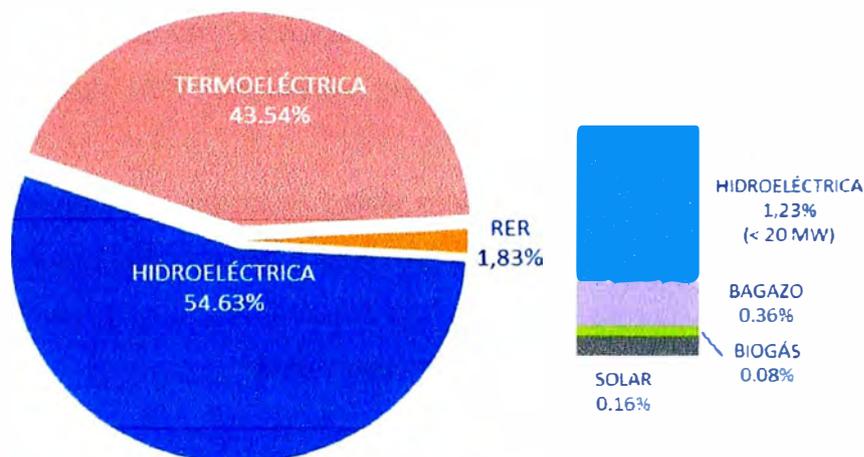


Fig. 2.7 Producción de energía eléctrica por tipo de generación

2.3 Incertidumbre de las variables operativas

Los sistemas eléctricos se encuentran inmersos en gran incertidumbre de sus variables operativas, siendo las más importantes la variable hidrológica y la variable demanda, que no pueden proyectarse con gran precisión a largo plazo bajo ningún modelo matemático. El uso de modelos que proyecten de manera más precisa el valor futuro de estas variables implicaría una mejora significativa en la planificación de nuevas instalaciones y también en una operación más segura y económica.

En el caso peruano, para el pronóstico de la demanda vegetativa o tendencial de un horizonte de mediano plazo, el COES utiliza un modelo ARIMA (Autoregressive integrated moving average); el cual, mediante su formulación econométrica dinámica de las proyecciones del Producto Bruto Interno (PBI) y tomando en cuenta la directa relación que guarda esta variable con la demanda eléctrica del país, permite realizar proyecciones con poco error. Al respecto, podemos citar que en los años 2011 y 2012, el error del pronóstico de la demanda total mensual fue inferior a 2%. [2]

Es importante señalar que la demanda eléctrica también tiene componentes no tendenciales (nuevas demandas industriales, comerciales, etc.) que se van incorporando al sistema de manera planificada. Sin embargo, la entrada en funcionamiento de éstos tiene un carácter aleatorio que difícilmente puede ser caracterizado matemáticamente. Por tal motivo, el tratamiento de la incertidumbre de esta variable es un tanto complicada y su modelamiento

resultaría impráctico, ya que el error de la proyección estadística es muy bajo. En ese sentido, tanto para la programación de la operación en el mediano plazo como en el corto plazo se considera a esta variable como determinística.

En el caso de la hidrología de los aportes hídricos relevantes del SEIN, estos muestran un comportamiento muy marcado por la estacionalidad unimodal, con una época bien definida de avenida y otra de estiaje. Adicionalmente, presenta una muy alta variabilidad de un año a otro.

Como ejemplo, en la siguiente figura se puede observar este comportamiento para el río Mantaro, mostrando los caudales medios mensuales históricos de su punto de medición en Tablachaca (QN 803).

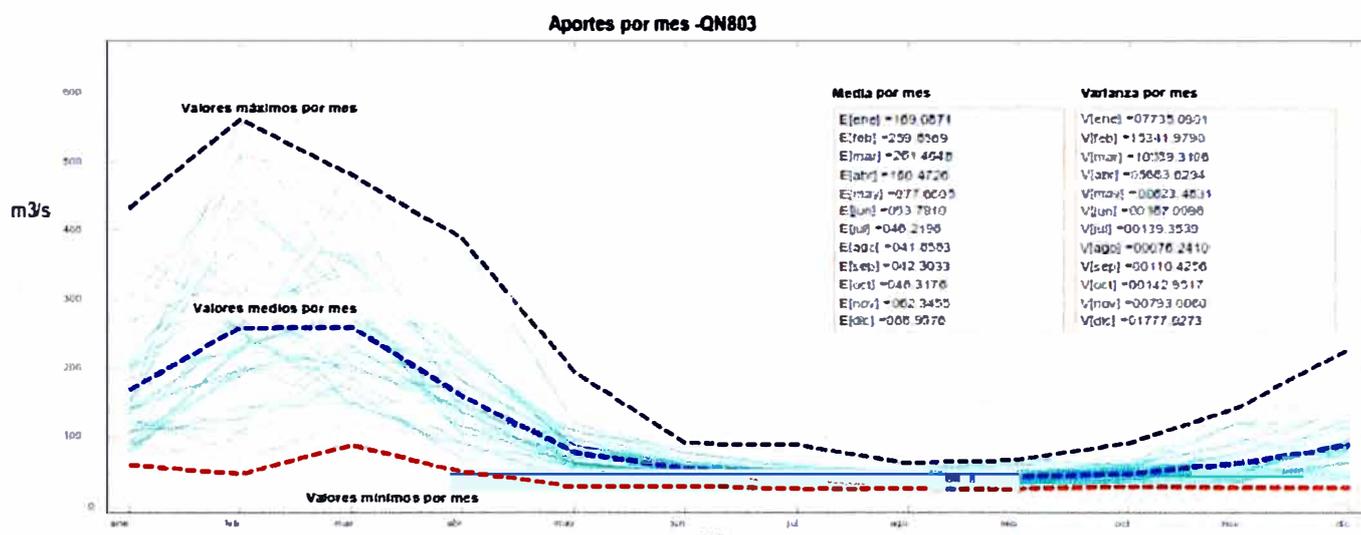


Fig. 2.8 Caudales medios mensuales en Tablachaca

Esta característica aleatoria de los caudales naturales del sistema es la que obliga al Programa de Mediano Plazo a optar por la Programación Estocástica y a la teoría probabilística de ocurrencia.

Al respecto, se debe mencionar que esto es considerado en el modelo SDDP, que en su metodología permite la representación estocástica mediante el modelo ARP (autoregresivo lineal periódico); el cual, en su formulación considera que la ocurrencia en una etapa determinada está condicionada a la ocurrencia conocida de la etapa anterior o de etapas anteriores. De esta manera, se agrega la probabilidad de ocurrencia calculada de la variable hidrológica al proceso de Programación de Mediano Plazo, y se sustenta estocásticamente los resultados del mismo.

En el corto plazo, no se encuentra la necesidad del modelamiento estocástico de los caudales, ya que su variabilidad en etapas tan próximas no es muy grande. Además, el

modelamiento de esta característica implicaría un aumento innecesario de la complejidad del problema; y en consecuencia, tomando en cuenta la actual tecnología computacional disponible, entonces no sería útil para fines prácticos.

2.4 Operación Óptima del SEIN

En sistemas hidrotérmicos como el SEIN, que es un sistema de planificación operativa centralizado, el problema de operación óptima (minimización de costos operativos) se concibe como uno de optimización estocástica (por la incertidumbre hidrológica), multi-embalse (ya que cuenta con múltiples embalses interconectados), multi-nodal (para considerar el efecto de la red eléctrica: congestiones y pérdidas de transmisión) y multi-período (para considerar la interrelación entre etapas y la evolución de la magnitud de la demanda durante el período de estudio).

Debe considerarse también la limitada disponibilidad de energía hidroeléctrica almacenada en los embalses, que implica una dependencia temporal entre la decisión operativa presente y los costos operativos futuros.

Bajo estas condiciones, la planificación de la operación debe tener una estructura jerárquica, esto debido a la característica de los embalses de poder acumular agua en un determinado periodo de tiempo para su utilización en otro periodo, dependiendo del volumen que pueden embalsar y el horizonte de tiempo en que puede ser utilizada el agua almacenada.

En este caso, si no se analiza el problema en varios horizontes de tiempo, se tendría el impulso de descargar la mayor cantidad del agua almacenada de los embalses con la finalidad de reducir los costos operativos presentes al reemplazar energía térmica (cara) por energía hidráulica. El hecho anterior, provoca que mientras más agua se descargue en el tiempo presente, los costos futuros de operación serán más altos ya que la disminución del recurso hidráulico almacenado para estos periodos futuros ocasiona una mayor producción de generación térmica; que en caso crítico, por falta de recursos energéticos disponibles, podría llevar al sistema a una condición de racionamiento. El efecto contrario se obtiene si se descarga poca agua almacenada en el presente; que en caso extremo, podría llevar a los embalses a condiciones de vertimiento. Lo cual, significaría que no se está dando un uso adecuado a este recurso renovable. Por ello, es de primordial importancia plantear una política de uso del agua embalsada que sea adecuada para cualquier escenario hidrológico que pueda presentarse en el presente y en el futuro.

En la siguiente figura se detalla la dependencia temporal de la operación:

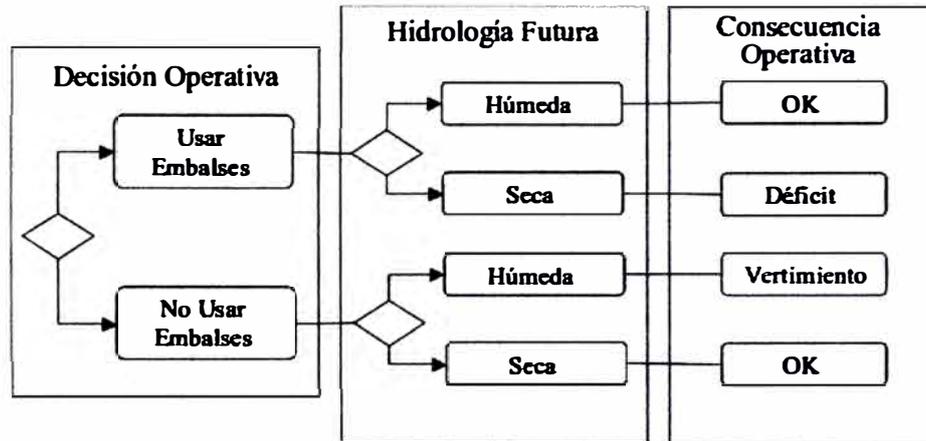


Fig. 2.9 Esquema de decisión

En ese sentido, en el proceso de planificación operativa de estos sistemas, las decisiones más importantes recaen en los horizontes de largo y mediano plazo, ya que es en estos horizontes donde se determina el régimen de utilización más adecuado de los embalses de regulación anual y/o estacional que, por su magnitud, son susceptibles de producir los mayores ahorros a la operación del sistema. En la siguiente gráfica se muestra el esquema jerárquico de la optimización operativa:

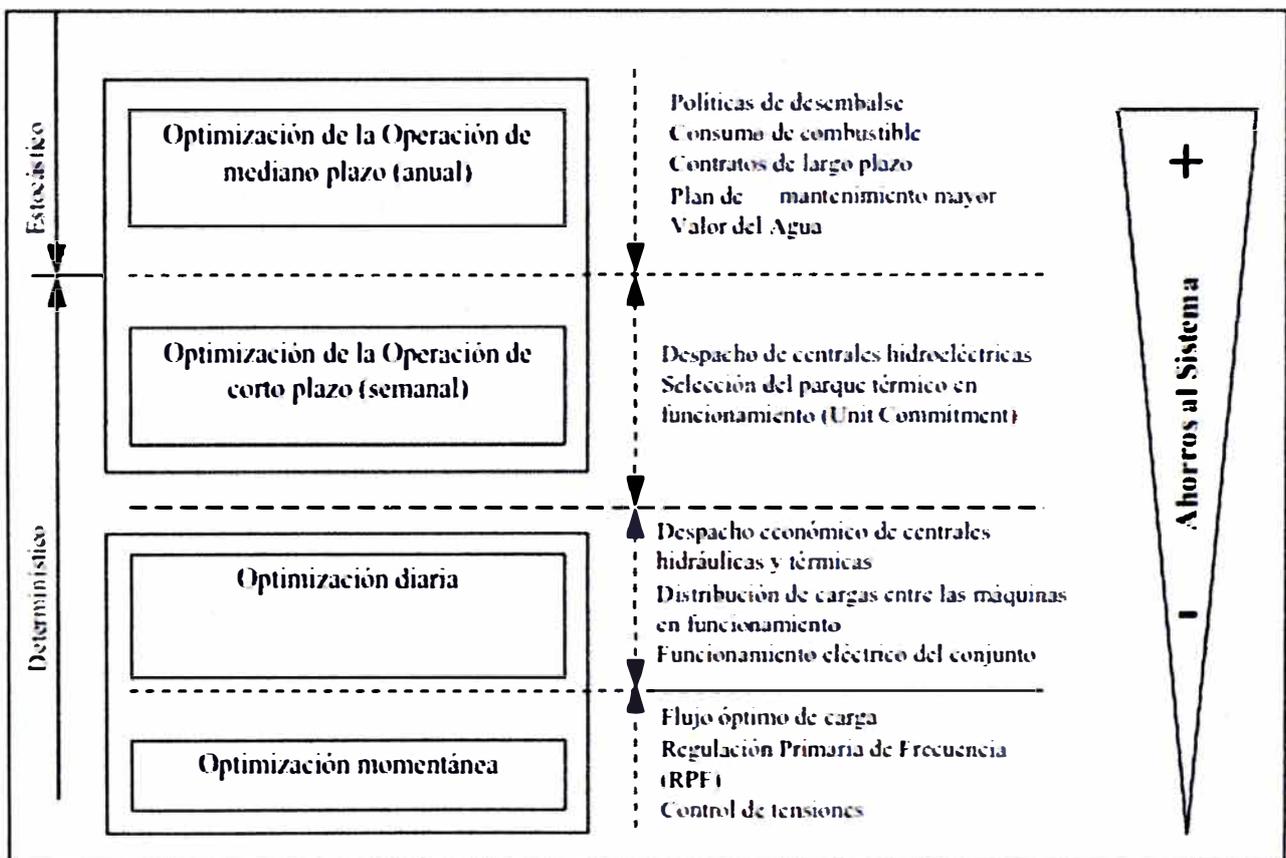


Fig. 2.10 Orden jerárquico de la operación del sistema

Es importante conceptualizar el problema general de la coordinación hidrotérmica de un sistema eléctrico de potencia, que desde una perspectiva de optimización matemática, puede ser descrito de la siguiente manera:

2.4.1 Función objetivo

En sistemas de operación centralizada, el objetivo del problema es la minimización del costo total esperado de la operación del sistema para todo el horizonte de optimización. Este costo total está constituido básicamente por el costo del combustible consumido por las plantas térmicas, costos de arranque y parada de las unidades de generación, costo de operación y mantenimiento, y costo de la energía no suministrada (relacionado a las condiciones de racionamiento en el sistema).

2.4.2 Restricciones

El problema de optimización está sujeto a las siguientes restricciones generales del sistema:

a) Restricciones de balance hídrico temporal y espacial

Constituido por las ecuaciones de balance de agua para cada embalse en cada período de tiempo, incluyendo las relaciones apropiadas para representar las interconexiones entre éstos. Cada ecuación de transición de estado relaciona dos períodos consecutivos del horizonte de optimización, donde el volumen de agua en cada embalse al final de cada período es igual al volumen inicial más las entradas (descargas de otros embalses interconectados y afluencias hidrológicas) menos las salidas (descargas de agua para las turbinas y vertimientos). También, en caso sea considerable, puede tomarse en cuenta el efecto de la evaporación como salida del embalse.

b) Restricciones técnicas de generación

Constituido por las restricciones referidas a las características técnicas de los componentes del sistema, los cuales pueden ser:

- Límite de almacenamiento de agua en los embalses

- Capacidad máxima y carga mínima de generación de las plantas térmicas y de las unidades de generación hidroeléctrica

- Rampas de subida y de bajada de las plantas térmicas

- Tiempo mínimo de operación

- Tiempo mínimo entre arranques sucesivos

- Tiempo máximo a carga mínima

Número máximo de arranques

Límite mínimo y máximo de descarga de agua a las unidades para la generación de potencia, etc.

c) Restricciones técnicas de la red de transmisión

Constituido en general por las restricciones referidas a los límites de transferencia de potencia de las líneas de transmisión; que puede ser por capacidad térmica de los equipos, por criterios de estabilidad o por confiabilidad del sistema de potencia. Cabe señalar que estas restricciones afectan a la generación efectiva de las unidades de generación cuando se presentan condiciones de congestión.

d) Otras restricciones

Podemos citar algunas otras restricciones que dependen de características particulares del sistema o parte de él, las cuales pueden ser:

Caudales de defluencia mínima y máxima de los embalses para cumplir con requerimientos de riego o de agua potable

Consideración de unidades forzadas para cumplimiento de criterios de confiabilidad y de calidad de suministro

Asignación de reserva rotante para regulación de frecuencia

Disponibilidad limitada de combustible

Fijación de un volumen meta de un embalse por algún requerimiento especial, etc.

De acuerdo a las características del SEIN y lo explicado en párrafos anteriores, es importante tener en cuenta en la programación, la capacidad de regulación de las centrales hidroeléctricas. Por tal motivo, a continuación extenderemos dicho concepto.

Además de lo definido en el punto 2.1.1 de este capítulo, con respecto a la capacidad de regulación, podemos definir también en términos muy generales que una política aproximadamente óptima de la operación de centrales hidroeléctricas con embalse en época de estiaje es de 22 horas semanales. Esto suponiendo que el agua embalsada se utiliza en bloque de punta, definiendo dicho bloque para esta suposición, como 4 horas diarias de un día hábil y 2 horas del sábado. Entonces, se puede definir la capacidad de regulación proyectada (CRP) como:

$$CRP [semanas] = \frac{10^6 \cdot V_{util} [Hm^3]}{22 \cdot 3600 \cdot Q_{max} [m^3/s]} \quad (2.4)$$

A partir de estos conceptos, se puede clasificar a los embalses por su capacidad de regulación, con el siguiente criterio:

TABLA N° 2.2 Criterio para clasificación de embalses

	CR (horas)	CRP (semanas)
Estacional	≥ 500	≥ 23
Mensual	$[180 ; 500 >$	$[8 ; 23 >$
Semanal	< 180	< 8

En la tabla siguiente, se observan los valores de CR y CRP de los embalses más significativos del SEIN. Con estos valores, podemos clasificarlos siguiendo el criterio anterior.

TABLA N° 2.3 Capacidad de regulación de los embalses más importantes del SEIN

Embalse o Presa	Central Asociada	CR (horas)	CRP (semanas)	Clasificación por criterio
Lago Junín	Mantaro	1154.6	52.5	Estacional
Lagunas de ELECTROPERU	Mantaro	554.2	25.2	Estacional
Lagunas de EDEGEL	Huinco	2600.6	118.2	Estacional
Yuracmayo	Matucana	764.2	34.7	Estacional
Lagunas de EGENOR	Cañón del Pato	105.7	4.8	Semanal
Huachón	Yuncán	634.3	28.8	Estacional
Pomacocha	Pachachaca y Oroya Nueva	1792.7	81.5	Estacional
Viconga	Cahua	364.7	16.6	Mensual
Macusani	San Gabán	546.7	24.8	Estacional
Sibinacocha	Machupicchu	1037.5	47.2	Estacional
Paucarcocha	Platanal	474.3	21.6	Mensual
Gallito Ciego	Gallito Ciego	2353.2	107.0	Estacional
Aricota	Aricota I y II	14492.8	658.8	Estacional
El Pañe	Charcani V	1134.8	51.6	Estacional
El Flayle	Charcani V	849.1	38.6	Estacional
Pillones	Charcani V	1512.1	68.7	Estacional
Aguada Blanca	Charcani V	333.0	15.1	Mensual
Tablachaca	Mantaro	4.0	0.2	Diaria
Malpaso	Mantaro	13.9	0.6	Diaria
Sheque	Huinco	3.9	0.2	Diaria
Matucana	Matucana	0.7	0.0	Diaria
Tulumayo	Chimay	4.4	0.2	Diaria
Cirato	Carhuaquero	3.0	0.1	Diaria
San Diego	Cañón del Pato	2.6	0.1	Diaria
Huallamayo	Yuncán	3.3	0.2	Diaria
San Gaban	San Gabán	1.8	0.1	Diaria
Capillucas	Platanal	9.0	0.4	Diaria

Esta clasificación es útil para el enfoque, en el horizonte adecuado, de la optimización del uso de cada embalse.

Recordando lo señalado en párrafos anteriores, el problema de operación óptima del SEIN se divide jerárquicamente. A continuación, se explicará el problema de operación óptima para cada horizonte.

2.5 Operación Óptima en el Mediano Plazo

En este horizonte, el problema es evaluado mediante la Programación de Mediano Plazo de la Operación (PMPO), que es llevada a cabo con horizonte anual y tiene como objetivo

principal la optimización del uso de embalses con capacidad de regulación superior al paso de tiempo de la programación. [3]

En el caso actual, el problema se desarrolla discretizándolo en etapas mensuales; y los resultados se actualizan cada mes. En este horizonte de programación, los embalses del SEIN que son considerados como optimizables por su capacidad de regulación adecuada y por su controlabilidad para fines energéticos son:

- Lago Junín
- Lagunas de ELECTOPERU
- Lagunas de las centrales Pachachaca y Oroya
- Lagunas de las centrales Yuncán y Yaupi
- Lagunas de la central Cañón del Pato
- Lagunas de la central Cahua
- Lagunas de la central San Gabán
- Lagunas de la central Machupicchu
- Laguna de la central Platanal

Y los embalses que no son considerados en el proceso de optimización, debido a que sus descargas están determinadas por las restricciones de agua potable y riego 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

En muchos casos, la operación de los embalses de regulación está restringida por otros motivos, tales como cumplimiento de Resoluciones del ANA (Autoridad Nacional del Agua), por peligro de inundación o de destrucción de sembríos, para mantener un caudal ecológico, etc. En consecuencia, todas estas limitaciones deben ser consideradas en el PMPO.

La demanda prevista a ser atendida en este horizonte, se calcula con un modelo econométrico ARIMA para el pronóstico de demanda tendencial, el que fue explicado a grandes rasgos en el punto 2.3 del presente capítulo. Para el cálculo de la demanda total del sistema, también es necesario el Programa y Cronograma de ingreso de grandes usuarios al sistema (cargas industriales, mineras, etc.).

Además, para el proceso de la PMPO, según el Programa de Obras que informan los

agentes del sistema, se considera el ingreso de nuevas instalaciones como parte de los proyectos de ampliación de la red de transmisión e ingreso de nuevas unidades al parque generador disponible.

También, se incorporan los programas de mantenimiento de equipos de generación y de la red de transmisión, evaluando su impacto en los costos, precios y seguridad de la operación del sistema.

Así mismo, debido a la alta variabilidad de los caudales naturales afluentes a las cuencas del sistema (presencia de incertidumbre hidrológica), es necesario que este problema sea resuelto de manera estocástica. Para lo cual, se debe considerar algún modelo probabilístico de caudales que use toda la información histórica disponible del sistema (actualmente se cuenta con información de caudales naturalizados desde el año 1965).

Considerando el carácter estocástico de los caudales afluentes, el problema de coordinación hidrotérmica se vuelve aún más complejo. Por ese motivo, es que en este horizonte, se hacen algunas simplificaciones del modelamiento de las unidades de generación y sus restricciones. De otra manera, el problema podría tardar demasiado en resolverse. Hecho, que lo haría impráctico para fines operativos.

El Programa de Mediano Plazo de la Operación además de encontrar la política óptima de descargas de los embalses estacionales, también permite encontrar:

- La cantidad de combustible que se prevé consumir por las centrales térmicas en todo el horizonte de estudio. Esto resulta útil para los contratos de compra de combustible que realizan los agentes.
- Los costos marginales del sistema, que resulta útil como referencia para los contratos de energía que realizan los generadores con los usuarios libres.

Si bien, la optimización de los embalses con capacidad anual y estacional significa definir la política de operación de los mismos, ésta se lleva a cabo ya sea considerando sus descargas como en forma de caudales previstos a ser descargados por dichos embalses; o en forma indirecta, mediante el costo futuro que se calcula para el agua almacenada, el cual puede derivarse en el concepto conocido como “valor del agua”, que será explicado en el punto 2.8 del presente capítulo.

En la siguiente figura, se muestra un esquema simple del proceso de PMPO elaborado por el COES, donde se muestran los insumos necesarios para la realización del mismo; y también la publicación de los resultados para su consideración en los programas de corto plazo.

PROGRAMA DE MEDIANO PLAZO DE LA OPERACIÓN (PMPO)

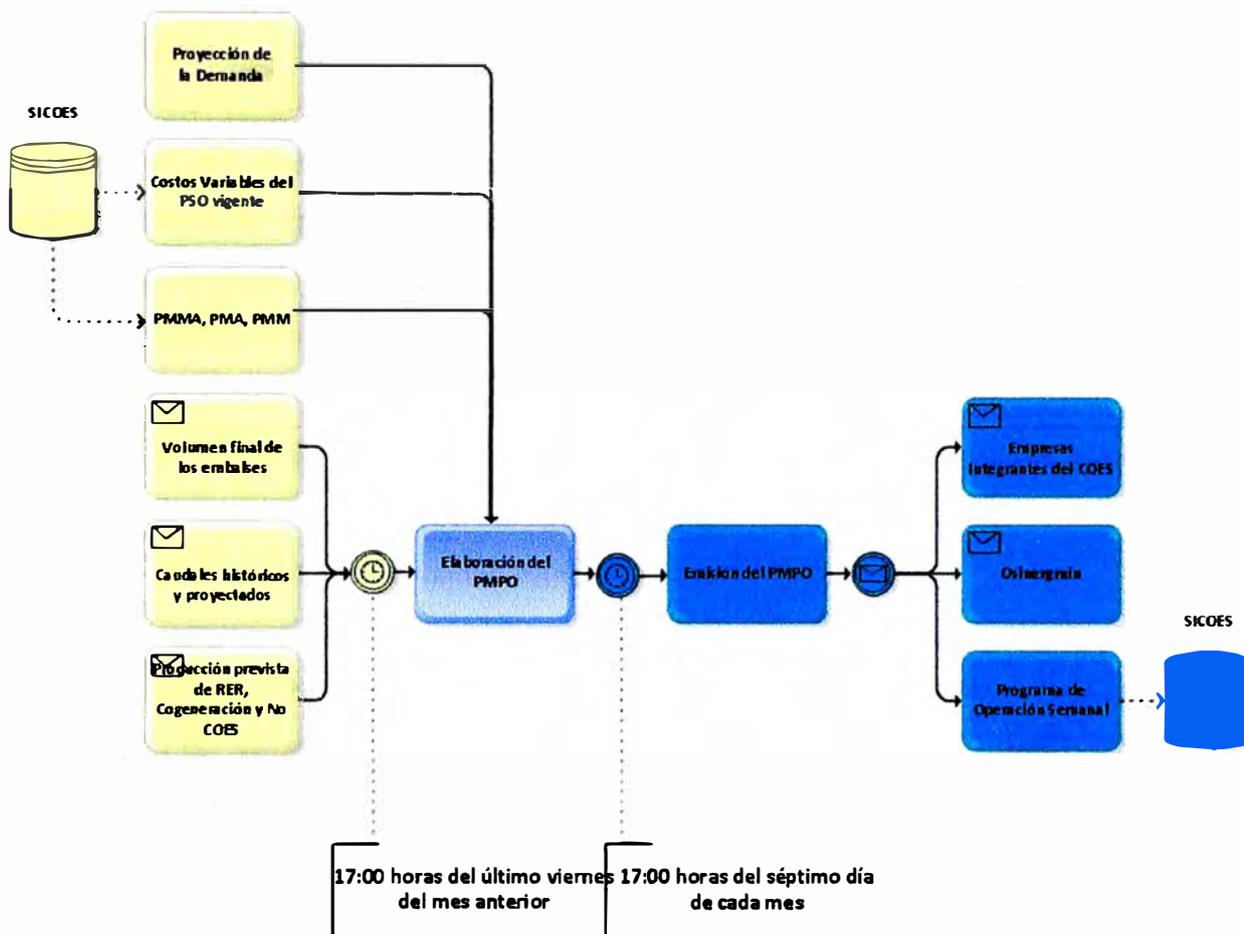


Fig. 2.11 Esquema del proceso de elaboración del PMPO

2.6 Operación Óptima en el Corto Plazo

En este horizonte, el problema es evaluado por la programación de corto plazo, y suele dividirse en Programación Semanal de la Operación (PSO) y Programación Diaria de la Operación (PDO).

Actualmente, los embalses o presas del SEIN que son considerados en este horizonte por tener una capacidad de regulación semanal y diaria u horaria son:

- Tablachaca, la central aguas abajo es la CH Mantaro
- Malpaso, la central aguas abajo es la CH Malpaso
- Sheque, la central aguas abajo es la CH Huinco
- Matucana, la central aguas abajo es la CH Matucana
- Tulumayo, la central aguas abajo es la CH Chimay
- Cirato, la central aguas abajo es la CH Carhuaquero
- San Diego, la central aguas abajo es la CH Cañón del Pato

- Huallamayo, la central aguas abajo es la CH Yuncán
- San Gabán, la central aguas abajo es la CH San Gabán
- Capillucas, la central aguas abajo es la CH Platanal

Adicionalmente, están las denominadas presas de compensación, las cuales generalmente reciben el caudal turbinado por alguna central hidroeléctrica y tienen como función principal, erogar de manera constante un caudal fijo. La finalidad es evitar variaciones abruptas en el caudal de los ríos a causa de la generación variable de las centrales hidroeléctricas.

Las principales presas de compensación presentes en el SEIN son:

- Presa de compensación de Gallito Ciego, recibe caudal turbinado de la CH Gallito Ciego
- Presa Restitución, recibe caudal turbinado de la CH Platanal
- Presa Campanario, recibe caudal turbinado de la CH Charcani VI

El PSO se realiza, como su nombre lo indica, con horizonte semanal y es discretizado generalmente de manera horaria (168 etapas semanales). En el PSO, principalmente se determina la operación más conveniente de los embalses con capacidad de regulación semanal y la operación de grupos térmicos. En otras palabras, se calcula cómo debe utilizarse el agua embalsada en los diferentes días de la semana, así como el despacho de las unidades térmicas más relevantes que deben estar en operación. [4]

Cabe señalar que el parque generador hidroeléctrico y térmico, así como la red de transmisión, se modelan con mayor nivel de detalle que en la programación de mediano y largo plazo. Así mismo, el problema de optimización se considera de naturaleza determinística; ya que, considerando que la variabilidad de los caudales afluentes en el corto plazo no es muy relevante y que estos programas pueden ser ajustados en la programación diaria para cada día, no es necesario el modelamiento probabilístico.

Además del PSO, en algunos sistemas se utiliza una etapa intermedia entre la programación anual y la semanal: la programación mensual; dado que existen embalses con capacidad de regulación mensual y existe la necesidad de reajustar determinados parámetros como los mantenimientos preventivos de los equipos del sistema y los requerimientos de recursos primarios combustibles, que son función de las variaciones de la demanda con la temperatura o la estacionalidad de la misma.

El PDO se realiza, como su nombre lo indica, con horizonte diario y es discretizado generalmente de manera medio-horaria (48 etapas diarias). En el PDO principalmente se

determina la optimización del uso de los embalses de regulación diaria u horaria, tomando en consideración la evolución del volumen de cada embalse para cada día de la semana (resultado del PSO). En este horizonte los resultados de la operación son mucho más precisos, ya que las variables operativas, tales como demanda e hidrología pueden ser pronosticadas con mayor precisión. Así mismo, los mantenimientos previstos de un día a otro son difícilmente reprogramados, y las condiciones operativas del sistema generalmente no cambian en demasía tan rápidamente. Además, por la proximidad a la ejecución del despacho energético en tiempo real, en este horizonte se modela el sistema y sus restricciones con el máximo detalle posible para obtener un despacho más cercano a lo que debe presentarse en la realidad. [5]

Durante el día de ejecución, pueden presentarse desviaciones del PDO que generalmente se debe a mantenimientos correctivos de equipos del sistema, a variaciones significativas de la demanda de algunas zonas, a desviaciones de la hidrología pronosticada de algunas cuencas o alguna eventualidad relevante en tiempo real (podría tratarse de la falla de alguna unidad de generación o un colapso de un área del sistema). En estos casos, se realiza un redespacho diario o lo que comúnmente se conoce como Reprograma Diario de la Operación. Este proceso tiene como finalidad ajustar la Programación Diaria y el despacho energético de las unidades, de manera que se ajuste aún más a lo que va sucediendo en tiempo real. El horizonte de programación es de algunas horas (desde que se detecta la desviación del PDO y se realiza la reprogramación, hasta el final del día).

Finalmente, en el muy corto plazo (podría ser 5 minutos), la optimización del sistema consiste en establecer el reparto de carga entre las unidades generadoras conectadas al sistema y el establecimiento del perfil más adecuado de tensiones en las barras de muy alta y alta tensión, siendo este proceso realizado mediante el empleo de herramientas informáticas como el Flujo Óptimo de Potencia en Línea. Para esto, es necesario que la información en tiempo real de las mediciones de los parámetros eléctricos de los equipos del sistema sea lo más completa, exacta y confiable posible. Antes de realizarse el Flujo Óptimo de Potencia (FOP), se hace uso de una herramienta llamada “estimador de estado”, que se encarga de validar toda la información y hacerla consistente de acuerdo a las leyes físicas y modelos matemáticos que rigen el flujo de potencia activa y reactiva en una red eléctrica.

Por último, se debe señalar que este proceso de encadenamiento en la toma de decisiones desde el mediano hasta el corto plazo es el que permite realizar el uso óptimo de los

recursos energéticos del sistema.

En las siguientes figuras, se muestran los esquemas para la elaboración de los procesos de la programación de la operación de corto plazo que desarrolla el COES, indicando la información necesaria de entrada para la elaboración de cada proceso, los subprocesos intermedios y los resultados como información de salida. Cabe señalar que, estos esquemas están basados en los respectivos procedimientos técnicos del COES para la elaboración de dichos procesos.

Es importante mencionar que en cada uno de éstos, es necesaria una validación de los parámetros de calidad y de confiabilidad del SEP para los escenarios de los despachos resultantes. Más aun cuando se usan flujos de potencia DC en el modelamiento de las herramientas de optimización energética.

Para ello, se realiza un Análisis Eléctrico con flujo de potencia AC para cada escenario, en el que se verifica que las tensiones de las barras estén dentro de los límites permitidos por las normas de calidad (NTCSE y NTOTR) y que los equipos de transmisión no estén sobrecargados en MVA.

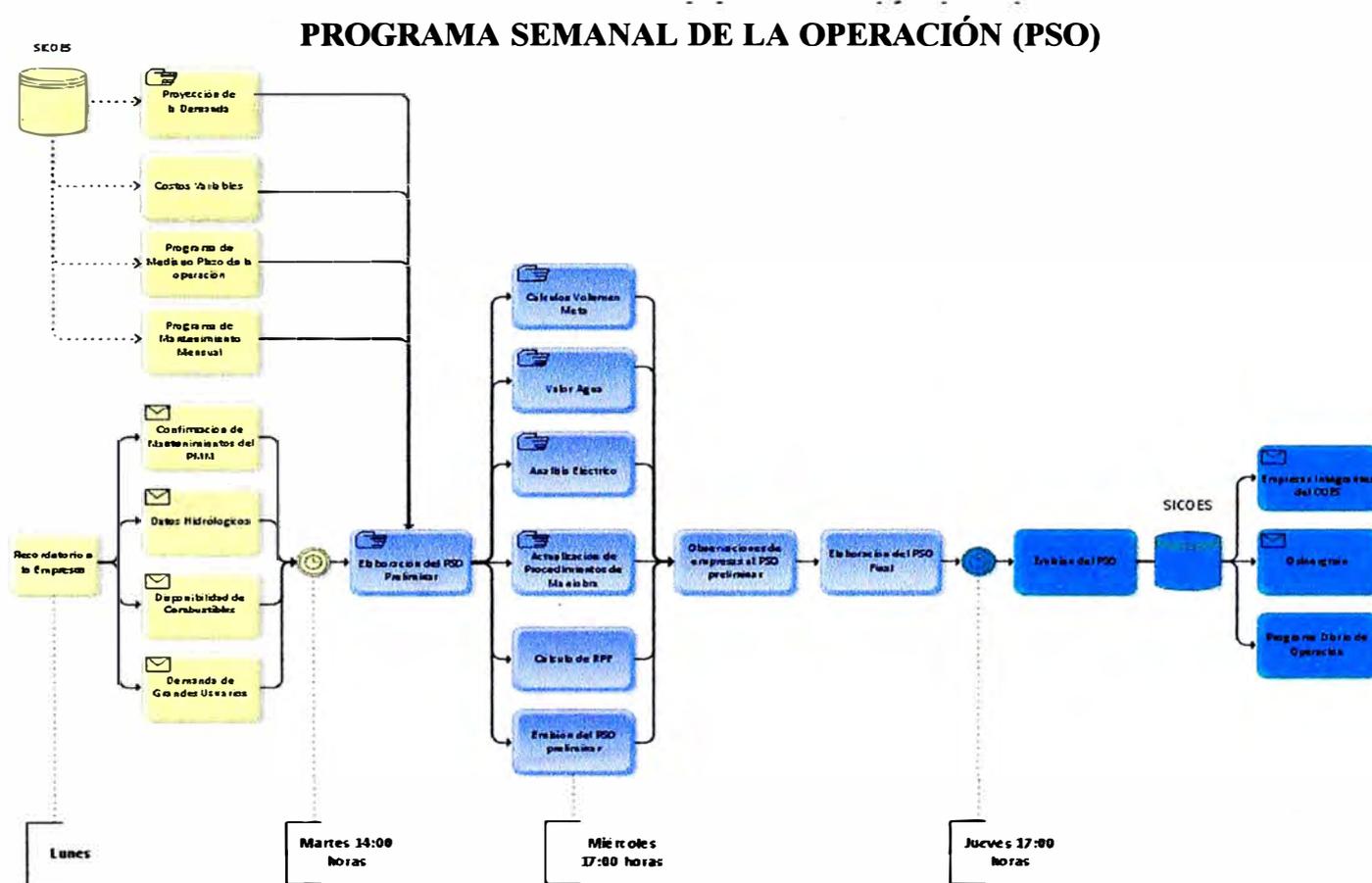


Fig. 2.12 Esquema del proceso de elaboración del PSO



Fig. 2.13 Esquema del proceso de elaboración del PDO

2.7 Función de Costo Inmediato y Función de Costo Futuro

El operador de un sistema hidrotérmico debe equilibrar el beneficio obtenido por el uso inmediato del agua de los embalses con el beneficio futuro que resultará del almacenamiento de la misma. Esto se puede observar en la siguiente gráfica, en la que se muestran las curvas de costos inmediato y futuro, que dependen del estado del volumen del agua embalsada.

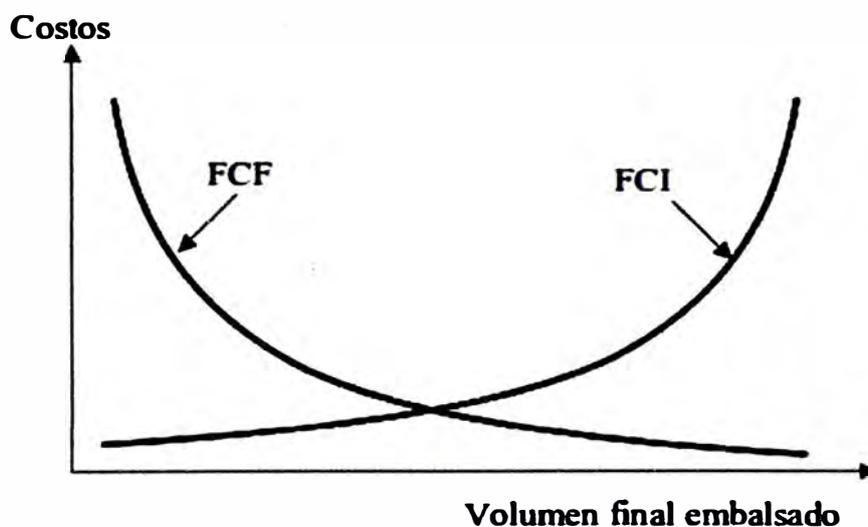


Fig. 2.14 Funciones de costo de operación

2.7.1 La Función de Costo Inmediato

Esta función está relacionada a los costos de la operación térmica en un período de tiempo determinado, que puede ser la etapa “t”. De la gráfica anterior, se observa que el costo inmediato aumenta en la medida que disminuye la energía hidráulica disponible en dicha etapa. Es decir, en la medida que aumenta el volumen almacenado final.

En consecuencia, la FCI se calcula directamente como el costo térmico necesario para complementar la generación hidráulica disponible en la etapa “t”.

2.7.2 La Función de Costo Futuro

Este concepto está asociado a los costos que deberá cumplir el sistema debido ya sea a la generación térmica y/o al desabastecimiento desde el final de la etapa “t” (inicio de “t+1”) hasta el infinito. También, de la gráfica anterior se observa que el costo futuro disminuye en la medida que aumenta el volumen almacenado final, pues habrá más energía hidráulica disponible en el futuro. Como existen muchos parámetros del sistema que son inciertos en el futuro, la FCF tendrá un carácter estocástico; y como ya se indicó anteriormente, lo más relevante es la incertidumbre hidrológica. En tal sentido, el operador del sistema debe definir un criterio para enfrentar el problema estocástico; y éste es, típicamente, la minimización de los costos futuros esperados. Por ello, en presencia de incertidumbre, la FCF se transforma en una función de costos futuros esperados (FCFE)

Así mismo, en términos conceptuales, el cálculo de la FCFE se realiza a través de simulaciones operativas del sistema para diferentes niveles de almacenamiento inicial y condiciones hidrológicas futuras. El horizonte de simulación guarda relación con la capacidad de almacenamiento del sistema. La simulación se hace muy compleja debido a la variabilidad de los caudales afluentes a los embalses. Debido a esto, los estudios de simulación se hacen de manera probabilística. Es decir, se usa un gran número de escenarios hidrológicos de simulación

Además, de la gráfica siguiente, se observa que el uso óptimo del agua embalsada corresponde al punto que minimiza la suma de los costos inmediato y futuro (FCI + FCFE).

En esencia, dicha condición se obtendría si se cumple lo siguiente:

$$\begin{aligned} \partial(\text{FCI} + \text{FCFE})/\partial V &= 0 \\ \Rightarrow \partial(\text{FCI})/\partial V + \partial(\text{FCFE})/\partial V &= 0 \\ \Rightarrow \partial(\text{FCI})/\partial V &= - \partial(\text{FCFE})/\partial V \end{aligned} \quad (2.5)$$

Como se muestra en la figura y ecuación anteriores, el punto mínimo de costo global también es donde las derivadas de la FCI y la FCFE con respecto al almacenamiento son iguales. Estas derivadas son conocidas como valor estratégico o marginal del agua embalsada.

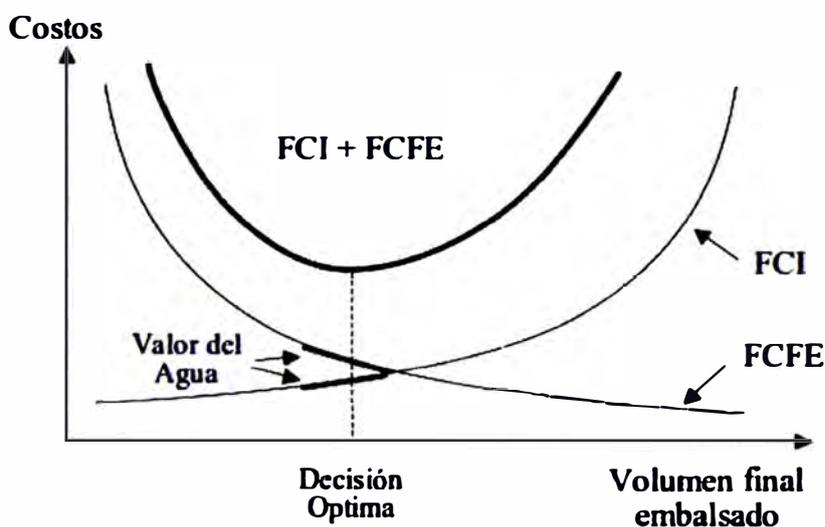


Fig. 2.15 Función de Costo total (FCI + FCFE)

2.8 Valor del agua

El multiplicador de Lagrange de la restricción de balance hídrico, es denominado “valor del agua” y representa el costo marginal de disponer de una unidad adicional de agua en el embalse y se expresa en \$/m³.

Las condiciones necesarias del problema de optimización nos indican que en el óptimo, el valor del agua expresado en términos de energía (\$/MWh) es igual al costo marginal térmico. También, según lo señalado en el párrafo anterior, para “t”, el valor del agua es la derivada de la función de costo futuro esperado respecto del volumen almacenado.

También, se puede señalar que cuando se conoce la función valor del agua del embalse, para cualquier “t”, el despacho hidrotérmico puede llevarse a cabo haciendo concurrir al mercado a la central asociada al embalse con una curva de oferta (costo marginal, variable con el estado del embalse) coincidente con su valor del agua y compitiendo con las unidades térmicas en el cubrimiento de la demanda. [6]

Así mismo, el valor del agua de un embalse es una función monótonamente decreciente del estado de llenado, del tipo mostrado en la siguiente figura. Además, éste toma el valor de cero cuando el embalse alcanza el estado de vertimiento; ya que disponer de 1m³ adicional de agua no sería utilizado para generación de energía y por tanto, no afectaría al costo de

operación térmico en ningún horizonte de estudio.

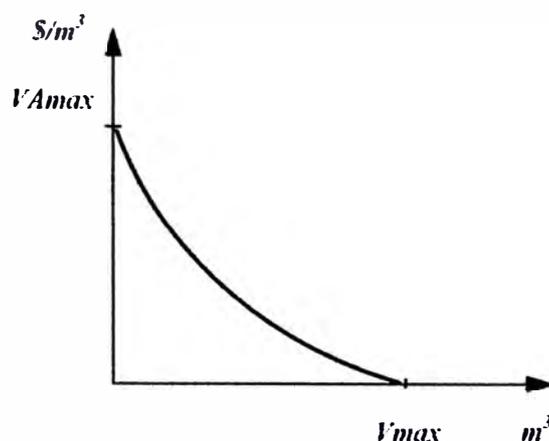


Fig. 2.16 Valor del agua en función del volumen

Se debe entender entonces que a diferencia de las centrales térmicas, que tienen un costo operativo directo, las centrales hidráulicas tienen un valor indirecto, asociado a la economía de combustible de las térmicas desplazadas en el presente o en el futuro; y el uso óptimo del agua se obtiene cuando están equilibrados los valores inmediato y futuro del agua.

2.9 Herramientas computacionales de optimización y coordinación hidrotérmica

2.9.1 Modelo SDDP

SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica, en español) es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en estudios operativos de corto, mediano y largo plazos. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinamiento y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, etc);
- Detalles operativos o comerciales de las centrales térmicas (“commitment”, restricciones de generación debidas a contratos “take or pay”, curvas de eficiencia cóncavas y convexas, restricciones de consumo de gas, térmicas bi-combustible, etc)
- Considera la incertidumbre hidrológica: utiliza modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas, etc.) y el efecto de fenómenos climáticos específicos como por ejemplo el de El Niño
- Considera la red de transmisión en forma detallada: modelamiento del balance eléctrico definido por las leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada

circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc

- Representa la demanda de energía por bloque y por barra a etapas mensuales o semanales
- Representa el mercado spot y los contratos de energía

Además de la política operativa de mínimo costo, el modelo calcula distintos índices económicos tales como:

- El costo marginal de operación (por submercado y por barra).
- Las tarifas de “peaje” y los costos de congestiónamiento de la red.
- Los valores del agua por planta
- El costo marginal de restricciones de suministro de combustible, y otros.
- Estadísticas operativas: generación hidroeléctrica y termoeléctrica, costo operativo de las centrales térmicas, consumo de combustible, energía no suministrada
- Otros

La metodología utilizada en el modelo SDDP es la llamada programación dinámica estocástica dual (PDDE), que el equipo de PSR desarrolló en la década del 80. Esta metodología permite representar la función de costo futuro de la PDE tradicional como una función lineal por partes. Por este motivo, no es necesario enumerar las combinaciones de niveles de los embalses, lo que permite obtener la solución óptima estocástica para sistemas con un gran número de plantas hidroeléctricas. Esto se explicará con mayor detalle en el punto 2.8 del presente capítulo.

Así mismo, el SDDP permite desarrollar el programa de optimización de la operación de un sistema eléctrico enlazando fácilmente los análisis de largo, mediano y corto plazo; es decir, que los resultados de la optimización de largo plazo sirven para la optimización de mediano plazo y estos, a su vez, para los de corto plazo. De esta manera, se logra optimizar sucesivamente, por ejemplo, en el largo plazo por años o meses, en el mediano plazo por meses o semanas y en el corto plazo por días u horas.

2.9.2 Modelo NCP

NCP (Nuevo Corto Plazo) es un modelo para la planificación de mínimo costo de la operación de corto plazo (programación semanal, diaria y reprogramaciones de la operación). Los costos considerados incluyen el incurrido por consumo de combustibles (costo variable de producción y de arranque), costo de déficit, penalidades por violación de restricciones, costo de reserva, etc. Su objetivo es la determinación de la operación óptima

de cada unidad de generación hidroeléctrica y termoeléctrica del sistema eléctrico estudiado. NCP modela con detalle las inflexibilidades operativas de las unidades de generación y considera los siguientes aspectos operativos del sistema:

- Balance de demanda para cada barra, incluyendo pérdidas cuadráticas de los circuitos de la red de transmisión
- Ecuación de balance hídrico para plantas en cascada, considerando el tiempo de viaje del agua y la propagación de la onda
- Restricciones de potencia mínima y máxima de cada central
- Volúmenes almacenados mínimos, de alerta y para el control de inundaciones en los embalses
- Restricciones sobre caudales mínimos y máximos
- Opciones de integración con estudios de mediano plazo: generación meta, volumen meta y lectura de la función costo futuro
- Restricciones de centrales térmicas: tiempo mínimo de operación, rampa de arranque y parada, disponibilidad de combustible, número de arranques
- Producción hidroeléctrica a nivel de unidad considerando la curva de eficiencia del conjunto turbina-generador, las pérdidas hidráulicas, la elevación del agua en el canal de desfogue y la curva cota vs volumen
- Restricciones de seguridad (reserva primaria y secundaria, restricciones de suma de flujos en los circuitos, restricciones genéricas de generación, etc)
- Otros

Por tal motivo, se formula como un gran problema de optimización lineal-entero mixto, y es resuelto por medio de técnicas de optimización, tales como Programación lineal, Algoritmo branch & bound, generación de cortes y algoritmos heurísticos. Los resultados más importantes que se obtienen de este modelo a parte de la generación hidráulica y térmica son:

- Caudales turbinados y vertimientos
- Estado de las plantas (en operación o fuera de servicio)
- Decisiones de arranque de las centrales
- Consumo de combustibles
- Costo de operación térmico
- Costo marginal del sistema y por barra

- Flujos en los circuitos y pérdidas
- Reserva asignada
- Identificación de los circuitos que operan en sus capacidades máximas.
- Otros

Un aspecto importante del NCP es que los costos de oportunidad de la generación hidráulica pueden ser considerados, por la lectura de la función de costo futuro – FCF producida por el SDDP

2.10 Construcción de la Función de Costo Futuro

El costo futuro esperado se representa por la siguiente función:

$$FCFE = \Phi_t(v_t, a_t) \quad (2.6)$$

Esta función depende de dos clases de valores, conocidos como variables de estado:

“ v_t ”: vector de volúmenes almacenados de los embalses al final de la etapa “ t ”

“ a_t ”: vector de caudales naturales afluentes a los embalses en la etapa “ t ”

La dependencia del costo futuro con el nivel de almacenamiento al final de la etapa “ t ” se explicó en párrafos anteriores, concluyéndose que el costo futuro disminuye en la medida que aumenta el volumen almacenado final, pues habrá más energía hidráulica disponible en el futuro.

La dependencia entre el costo futuro y los caudales afluentes de la etapa “ t ” se debe a la correlación temporal de estos caudales en meses consecutivos. En otras palabras, un caudal húmedo en la etapa “ t ” indicaría que en promedio los caudales de la etapa “ $t+1$ ” también serán húmedos. Como consecuencia, vaciar el embalse en el presente si el caudal observado fue elevado resultará, con mayor probabilidad, menos costoso en el futuro que en el caso de un caudal bajo, cambiando la percepción de la incertidumbre.

La dependencia temporal de los caudales afluentes indicada líneas arriba se debe a que una parte de la lluvia que llega en cada mes no sigue directamente al río, pues se infiltra en el suelo y se almacena en el llamado acuífero subterráneo. A su vez, la tasa de vaciado del acuífero en cada mes (que alimenta el caudal afluente de los ríos) depende de la integral del agua infiltrada en los meses anteriores (como si fuera un condensador). Esto hace que el caudal de un mes se vea afectado por los valores de los meses anteriores, aunque la lluvia en los distintos meses no presente ninguna dependencia. [7]

En términos precisos, la FCFE puede depender no sólo de “ a_t ”, sino que también de los caudales de las etapas anteriores: “ a_{t-1} ”, “ a_{t-2} ”, etc.

Así mismo, la correlación serial de los afluentes puede ser representada por una cadena de Markov, donde “ p_{kl} ” representa la probabilidad de transición de un afluente “ a_t^k ” en la etapa “ t ” a un afluente “ a_{t+1}^l ” en la etapa “ $t+1$ ”. En la siguiente tabla se muestra la forma de una matriz de transición de Markov.

TABLA N° 2.4 Matriz de transición de Markov

$t+1 \rightarrow$ $t \downarrow$	a_{t+1}^1	...	a_{t+1}^l	...	a_{t+1}^L
a_t^1	p_{11}	...	p_{1l}	...	p_{1L}
...
a_t^k	p_{k1}	...	p_{kl}	...	p_{kL}
...
a_t^K	p_{K1}	...	p_{Kl}	...	p_{KL}

La función de costo futuro es naturalmente el aspecto clave del esquema espacio-estado para la coordinación hidrotérmica. En teoría, la FCF podría ser calculada por simulaciones de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores de almacenamiento inicial y calculando los costos operativos, tal como se muestra en la figura N° 2.16.

Sin embargo, este enfoque a fuerza bruta tiene los mismos inconvenientes computacionales que la formulación estocástica explícita. Por tanto, la FCF de cada estado se calcula a través de algoritmos de programación dinámica estocástica más eficientes.

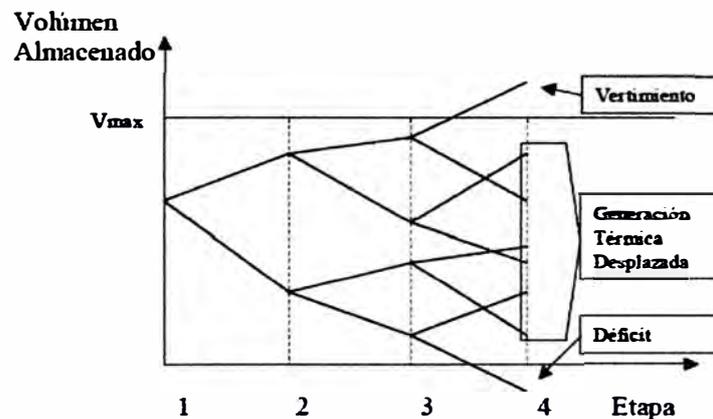


Fig. 2.16 Enfoque de cálculo a fuerza bruta

2.10.1 Programación Dinámica Estocástica (PDE):

Este es un procedimiento recursivo que es uno de los más usados para calcular la FCFE.

Los pasos principales de este procedimiento se detallan a continuación:

- Para cada etapa “ t ” (que puede ser un mes o una semana) se define un conjunto de estados del sistema; por ejemplo, niveles de almacenamiento 100%, 90%, etc. hasta 0%.

La figura N° 2.17 ilustra la definición de los estados de un embalse.

Así mismo, se parte con la premisa de que es conocido el almacenamiento inicial de la primera etapa.

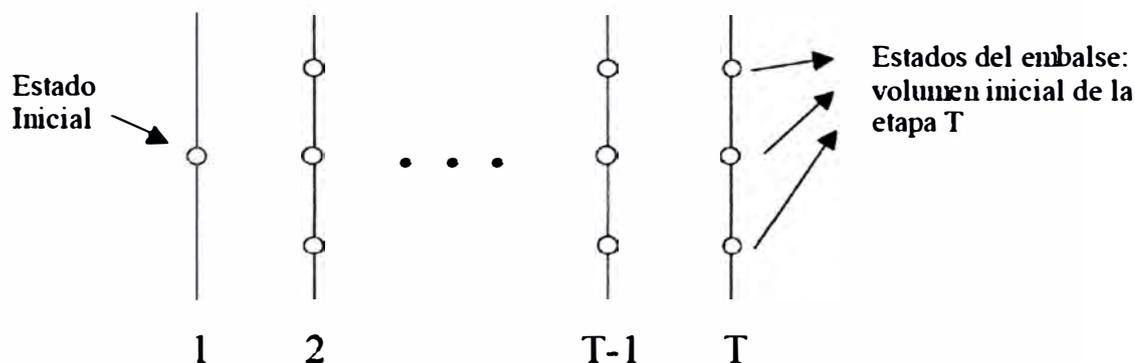


Fig. 2.17 Paso 1 de PDE

- Comenzar en la última etapa “t” y resolver el problema de despacho en ella suponiendo que el almacenamiento inicial corresponde al primer nivel seleccionado en el paso anterior, por ejemplo, 100%. Para la última etapa, se puede suponer que la FCFE es igual a cero (por ser el final del período de estudio), o bien una función previamente calculada; por ejemplo, a partir del mismo proceso para un horizonte más largo. Luego, resolver los problemas de despacho para cada uno de los “N” escenarios de caudales para la etapa. En la figura N° 2.18 se muestra un esquema del paso a seguir.

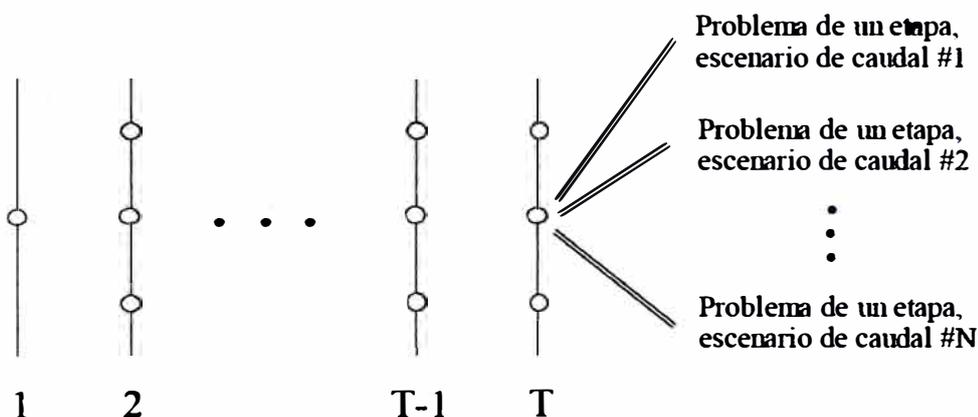


Fig. 2.18 Paso 2 de PDE

- Posteriormente, calcular el valor esperado del costo operativo asociado al nivel 100% como el promedio de los costos de los “N” sub-problemas de una etapa. Esto es en el caso de que los “N” escenarios hidrológicos son equiprobables. Con esto se obtiene el primer punto de la FCFE para la etapa “t-1”. Repetir el cálculo del costo operativo esperado para los demás estados en la etapa “t”, como se muestra en la figura N° 2.19.

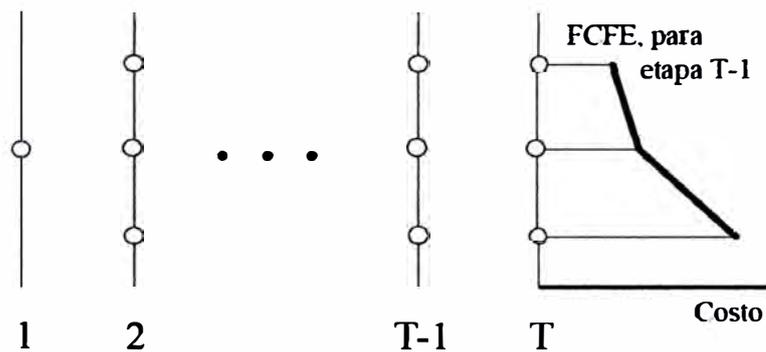


Fig. 2.19 Paso 3 de PDE

- Repetir el cálculo del costo operativo para todos los estados seleccionados en la etapa “t-1”, como se muestra en la figura N° 2.20. Cabe notar que el objetivo es minimizar la suma del costo operativo inmediato de la etapa “t-1” con el costo operativo futuro, dado por la FCFE calculada en el paso anterior. Aplicar el mismo procedimiento para las etapas “t-2”, “t-3”, etc. hasta la etapa inicial.

El resultado final de la metodología PDE es un conjunto de FCFEs para todas las etapas $t=1, 2, \dots, t$. Notar que el cálculo de esta función requiere de la representación conjunta del sistema, con el conocimiento completo de los estados de almacenamiento de todas las centrales del sistema.

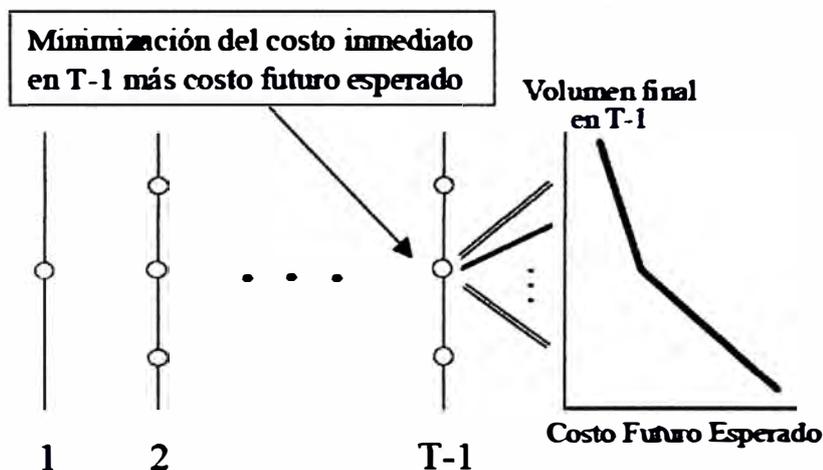


Fig. 2.20 Paso 4 de PDE

Esta metodología PDE ha sido usada por muchos años en la mayoría de países con predominancia de generación hidráulica. Sin embargo, éste tiene una limitación que se debe a la necesidad de enumerar todas las combinaciones posibles de los valores de las variables de estado (almacenamiento en los embalses y caudales en etapas anteriores). Esto hace que el esfuerzo computacional crezca exponencialmente con el número de embalses modelados. Este fenómeno se denomina “maldición de la dimensionalidad”. Por ejemplo,

si los niveles de cada embalse y de cada caudal anterior han sido discretizados en 30 valores, el número de combinaciones es $(30*30)^{NE}$, donde NE es el número de embalses y se considera que existe correlación entre el caudal presente y el inmediatamente anterior. Para un caso de 4 embalses, se tendrían 656 mil millones.

Debido a esta limitación, ha sido necesario utilizar aproximaciones tales como la agregación de los embalses del sistema en un único embalse que represente la capacidad de producción de energía de la cascada y el uso de esquemas de solución parciales (cálculo de FCFE en separado para cada cuenca).

Otro inconveniente de la programación dinámica es el desconocimiento de la precisión de la FCFE que se ve alterada debido a la acumulación de errores de interpolación. Estos errores se van propagando y acumulando progresivamente en la construcción de las funciones desde la penúltima etapa hasta la primera.

2.10.2 Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE)

La Programación Dinámica Dual se basa en la observación de que, en un contexto lineal, la FCFE se puede representar por una función lineal por partes convexa. Se muestra además que la pendiente de la FCFE alrededor de un punto asciende a los valores esperados del agua almacenada, los cuales corresponden a los multiplicadores simplex asociados a las ecuaciones de balance hidráulico. [8]

En la figura N° 2.21, se ilustra el enfoque para el cálculo del costo operativo y de la pendiente de la FCFE para la última etapa, almacenamiento inicial de 100%, tercer paso del procedimiento de Programación Dinámica tradicional

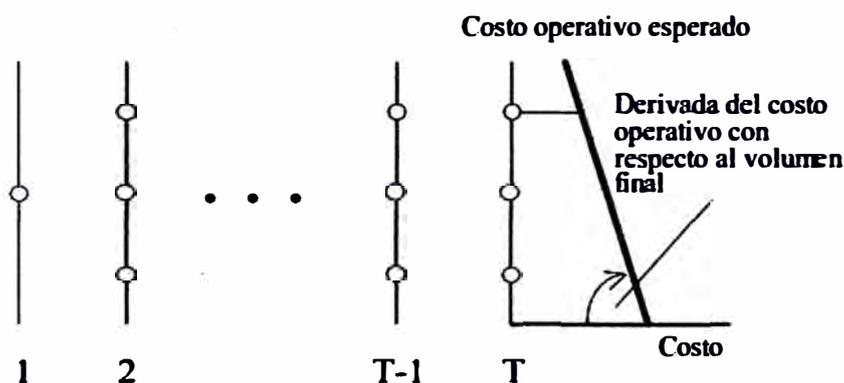


Fig. 2.21 Paso 1 de PDDE

Esto puede detallarse analizando el problema de despacho del último estado, el cual es mostrado líneas abajo. Se puede notar que la función de costo futuro en este estado, de la etapa "t", está definida como cero.

$$z_T = \text{Min } c_T(u_T)$$

Sujeto a:

$v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T$	multiplicadores π_h
$v_{T+1} \leq \bar{v}$	π_v
$u_T \leq \bar{u}$	π_u

(2.7)

Donde:

v_T : volumen del embalse en etapa "T"

v_{T+1} : volumen del embalse en etapa "T+1"

u_T : volumen turbinado en etapa "T"

s_T : volumen vertido en etapa "T"

a_T : volumen afluente en etapa "T"

c_T : costo de operación en etapa "T"

\bar{v} : volumen máximo del embalse

\bar{u} : volumen turbinable máximo por etapa

Es conocido de la teoría de programación lineal, que hay una serie de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema en la solución óptima. Estos multiplicadores representan a la derivada de la solución óptima con respecto a una perturbación en la restricción. En el caso particular del multiplicador asociado a la ecuación de balance hídrico, π_h , representa a la derivada de la función objetivo Z_t con respecto a una variación en el almacenamiento inicial V_t .

$$\pi_h = \partial z_T / \partial v_T \quad (2.8)$$

Se observa de la figura N° 2.21 que la expresión π_h corresponde a la pendiente de la FCFE para el estado "t-1".

De la misma manera, en la figura N° 2.22 se ilustra el cálculo del costo operativo y de las pendientes de la FCFE para cada estado en la etapa "t". La función lineal por partes resultante es la FCFE para la etapa "t-1".

Además de la representación analítica de la FCFE, la Programación Dinámica Dual utiliza un esquema iterativo de optimización/simulación para seleccionar solamente los estados que son relevantes para la decisión. En consecuencia, esta metodología permite resolver problemas de despacho estocástico con un gran número de embalses y utilizando recursos computacionales razonables.

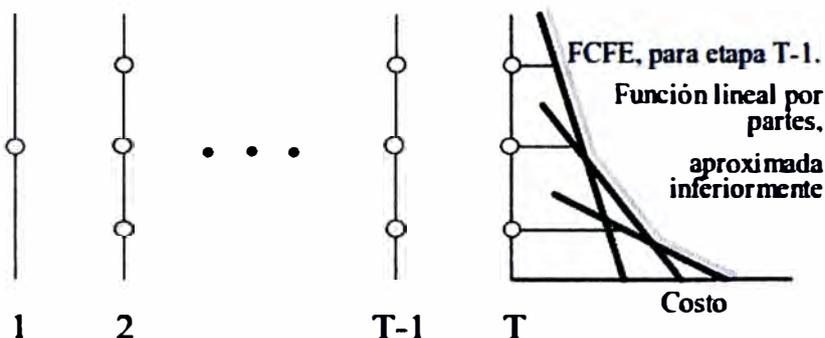


Fig. 2.22 Paso 2 de PDDE

A continuación, se extenderá un poco más la metodología de la PDD:

El despacho hidrotérmico de la etapa anterior “t-1” es representada como un problema de programación lineal de la siguiente forma:

$$\alpha_{T-1}(v_{T-1}) = \text{Min } c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T$$

Sujeto a:

$$v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1}$$

$$v_T \leq \bar{v}$$

$$u_{T-1} \leq \bar{u}$$

$$\alpha_T \geq \varphi_T^n v_T + \delta_T^n \quad \text{Para } n = 1, \dots, N \quad (2.9)$$

La función de costo futuro es representada por una variable escalar “ α_t ” y “N” restricciones lineales de la forma siguiente: $\alpha_T \geq \varphi_T^n v_T + \delta_T^n$, donde “N” es el número de segmentos lineales. Tal como se muestra en la figura N° 2.23, las desigualdades anteriores representan la característica de esta función por tramos (para cualquier valor v_t , el segmento con el más alto valor $\varphi_T^n v_T + \delta_T^n$ siempre estará circunscribiendo la función)

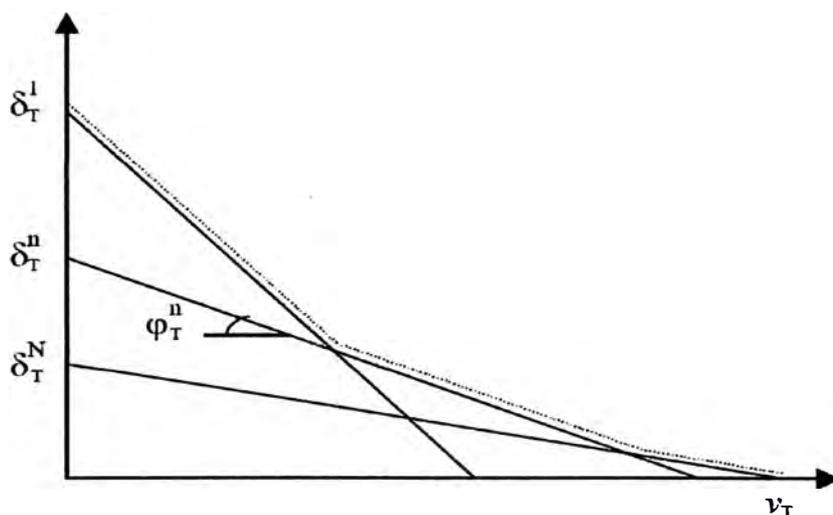


Fig. 2.23 Función de costo futuro por tramos

a) Esquema de recursión Backward

El procedimiento recursivo para el cálculo de la FCFE lineal por partes es similar al de la PD tradicional. Es decir, desde la etapa final “t”, se va calculando las restricciones $\alpha_T > \varphi_T^n v_T + \delta_T^n$ que forman a la función “ α_t ” por partes; y ésta, a su vez es utilizada para calcular las restricciones que corresponden a la siguiente función por partes “ α_{t-1} ”. Así sucesivamente se continúa hasta la primera etapa.

A diferencia de la PD tradicional, donde la FCFE es calculada por interpolación de todos los puntos calculados (costos para todos los niveles iniciales de almacenamiento definidos), en la PDD se usan los segmentos lineales para extrapolar los valores de la FCFE. De esta manera, no es necesario calcular los costos de todas las combinaciones posibles de estados para obtener una FCFE aproximada. Así mismo, si se usa un menor número de almacenamientos iniciales, se obtendrán menos segmentos lineales. Entonces, es de suponer que la FCFE resultante de la primera etapa, luego de finalizar la recursión backward, será un límite inferior (Zinf) de la función verdadera.

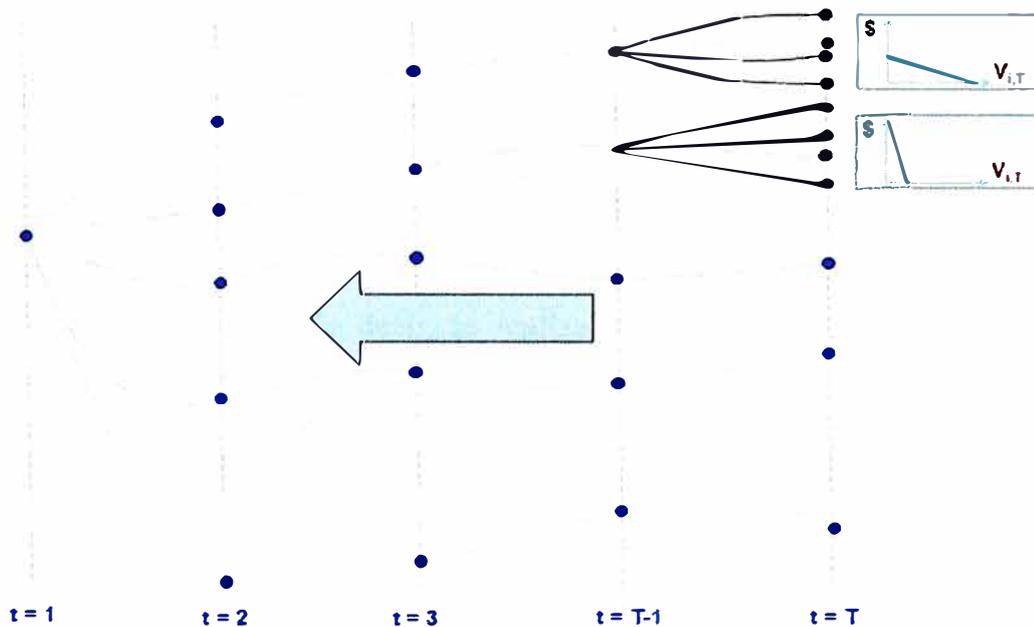


Fig. 2.24 Esquema de fase de optimización (Recursión Backward)

Ahora, si se tuviera una manera de calcular el límite superior (Zsup) de esta función; entonces, se obtendría una estrategia que permita encontrar con mayor precisión la solución del problema. Es decir, se podría empezar con un conjunto pequeño de almacenamientos iniciales, se continuaría calculando la diferencia entre los límites superior e inferior ($Z_{sup} - Z_{inf}$) y, de ser necesario (en caso no se cumpla la tolerancia requerida del margen entre Z_{sup} y Z_{inf}), se aumentaría el número de puntos a evaluar o rectas a

trazar.

b) Esquema de simulación Forward

El límite superior requerido se estima a través de una simulación de Monte Carlo de la operación del sistema usando el conjunto de FCFE producidos por la recursión Backward. Así mismo, se toma como premisa que el resultado de esta simulación es un límite superior de la función verdadera, ya que la única FCFE que resultaría en el menor costo operativo es la FCFE óptima. Por tal motivo, una simulación con cualquier otra FCFE, resultaría con costos operativos más elevados que el óptimo. Al final de la simulación Forward, la suma de los costos inmediatos de todas las etapas del período de estudio es el límite superior (Z_{sup}).

El costo operativo esperado es estimado como el promedio de los costos considerando todos los escenarios de caudales. Debido a que se usa una simulación de Monte Carlo, hay una incertidumbre alrededor del valor verdadero y el intervalo de confianza de 95% está expresado por:

$[Z_{sup} - 1,96 \sigma_{Z_{SUP}}; Z_{sup} + 1,96 \sigma_{Z_{SUP}}]$, donde " $\sigma_{Z_{SUP}}$ " es la desviación estándar del estimador.

El óptimo es encontrado cuando el Z_{inf} calculado está dentro del intervalo de confianza. Si el Z_{inf} calculado está fuera del intervalo de confianza, la recursión Backward es ejecutada nuevamente con un conjunto de nuevos almacenamientos iniciales producidos en la simulación Forward ejecutada. Es decir, se realiza un proceso iterativo para mejorar gradualmente la representación de la FCF.

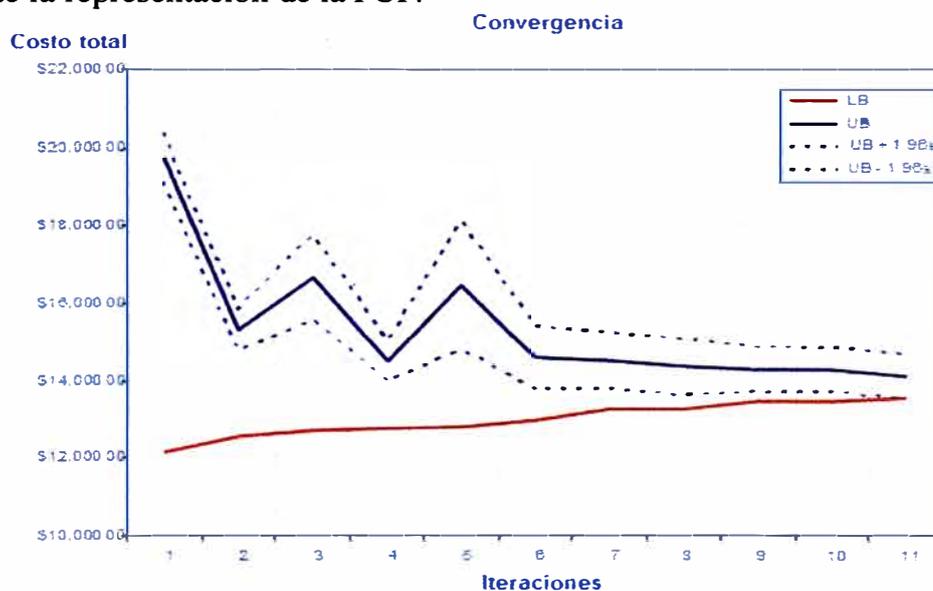


Fig. 2.25 Proceso iterativo optimización/simulación

2.10.3 Descomposición anidada de Benders

La programación dinámica dual se apoya en el algoritmo de la descomposición anidada de Benders, que permite resolver eficientemente problemas de optimización de gran tamaño cuyas restricciones tienen una estructura de bloques. Esta metodología descompone el problema completo en un conjunto de subproblemas aprovechando estructuras bloque-columna en sus restricciones. Un subproblema se crea a partir de un subconjunto de variables, función objetivo y restricciones asociadas a un bloque, estableciendo un encadenamiento de subproblemas maestro-esclavo; y en este último, las variables asociadas a un maestro se transforman en parámetros. Cada subproblema es resuelto de forma individual, ligándose iterativamente con su esclavo a través de un punto solución y con su maestro a través de los denominados “cortes de benders”. Una vez resuelto un subproblema, dado un punto solución del maestro, si éste resulta factible se construye un “corte de optimalidad” que es agregado al maestro como una restricción. Dicha restricción constituye una aproximación del valor óptimo del subproblema esclavo en la función objetivo del maestro. Si el subproblema esclavo resulta infactible, se construye un “corte de factibilidad” que limita la región factible del subproblema maestro de manera que su resolución no arroje un punto que provoque la infactibilidad del esclavo. [7,9]

CAPITULO III

METODOLOGÍAS Y CRITERIOS PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

3.1. Modelo Junín y sus adaptaciones

El objetivo del modelo denominado JUNIN es determinar la gestión óptima de las centrales asociadas a la operación del lago Junín, es decir las centrales Malpaso, Mantaro y Restitución.

Para ello, determina aquella operación que minimiza los costos actualizados de operación y falla del sistema. Cabe señalar que este modelo fue utilizado como base para la regulación de tarifas de barra por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), hoy OSINERG-GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria). [10]

3.1.1. Descripción del modelo

En el año 1994, la CTE formuló el modelo Junín para establecer la regulación tarifaria del Sistema Interconectado Centro Norte del país (SICN), considerando al lago Junín como el único embalse de regulación anual, por su gran capacidad en relación a otros de menor magnitud. Es preciso señalar que su gestión tiene una influencia fundamental en los costos de operación y en la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica del país. Esto radica en el hecho que un uso racional de este recurso permite atenuar los efectos de años de hidrologías extremas, en caso se presenten.

Para tal efecto, en el modelo Junín se representan las características fundamentales del sistema estudiado, de la forma siguiente:

- El horizonte de estudio puede ser de varios años. El problema se discretiza en etapas mensuales para que, de esta forma, se tome en cuenta la variación estacional de la demanda y de los caudales afluentes.
- Para el estudio, se utiliza un conjunto predeterminado de instalaciones de generación. Es decir, se considera el programa de puesta en servicio y/o retiro de operación comercial de las centrales.
- El cálculo del costo mensual de operación y falla del sistema para todas las cotas iniciales del lago Junín y distintas decisiones de energía generable en el mes está

determinado por las siguientes características del modelo:

El modelo es uninodal. Es decir, la generación y el consumo se concentran en un solo punto y no se considera el sistema de transmisión.

La demanda se representa a través de bloques de potencia (MW) en punta, media y base, y de la energía demandada en el mes. No se considera la aleatoriedad de la demanda.

La disponibilidad de las unidades generadoras es considerada como un factor promedio del número de días previsto de mantenimiento de las centrales de la cuenca del Mantaro y de las centrales térmicas.

El abastecimiento de la demanda se efectúa, en primer lugar, descontando el aporte de las centrales hidráulicas de pasada quedando una demanda residual para atender. Esta demanda residual es atendida en primer lugar por centrales térmicas, ordenadas de acuerdo a un orden de costos variables y las centrales asociadas al Junín. Este proceso de atención de la demanda incluye fallas del abastecimiento si la energía es insuficiente para abastecer la demanda.

Las energías mensuales de las otras centrales hidroeléctricas están formadas por una serie originada de una estadística hidrológica de varios años atrás. Estas energías generables ya están reguladas por sus propios embalses.

Las centrales térmicas se representan en forma individual y el efecto de su indisponibilidad se considera limitando su energía mensual generable.

El costo de falla y la energía no suministrada se valoriza mediante una función de costo de falla de energía.

3.1.2. Formulación del modelo y resultados

Se trata de un modelo de programación dinámica que toma en cuenta la aleatoriedad hidrológica (carácter estocástico). Desde el punto de vista funcional, es posible distinguir dos fases en el modelo. Ellos se denominan respectivamente fase de optimización y fase de simulación. A continuación se explicará brevemente de lo que trata cada uno.

Fase de optimización

Se optimiza la operación del embalse usando algoritmos de programación dinámica inversa considerando la aleatoriedad de la hidrología; y se busca obtener como resultado de esta fase a los costos futuros actualizados (CFA) correspondientes a cada posible estado (cota) del lago Junín en cada etapa del horizonte de estudio. Esta información sirve para las simulaciones operativas que se hacen mención líneas abajo.

Fase de simulación

Esta fase tiene por finalidad estudiar el comportamiento futuro del sistema. Esto se realiza mediante el método de simulación de Montecarlo. Este método consiste en generar series aleatorias de eventos, en este caso condiciones hidrológicas con las cuales se simula la operación del SEIN, durante un período de 5 años. Cada serie cubre un período igual al del estudio y está compuesta por un conjunto de años hidrológicos elegidos al azar de la estadística disponible (desde el año 1965). Para cada una de ellas, se conoce el comportamiento óptimo del sistema en función del nivel inicial del embalse, pues éste fue determinado durante la etapa de optimización.

Como resultado de esta fase se obtiene:

Partiendo de una cota conocida a principios del primer año, es posible determinar el valor de la cota en el lago Junín y cada una de las variables anteriormente mencionadas, para cada etapa mensual.

Con un gran número de simulaciones, se obtiene la distribución de probabilidades de cada una de las variables en cada año. Se obtiene el valor esperado y la desviación estándar de todas las variables para cada año.

3.1.3. Adaptación del modelo Junín para la operación del sistema

Como fue indicado en párrafos anteriores, el modelo Junín fue desarrollado con fines de fijación de tarifaria; y por lo tanto, realiza una serie de cálculos que no se necesitan en la programación de la operación de mediano y de corto plazo. Específicamente, esos cálculos corresponden a la determinación de costos marginales para diferentes hidrologías mediante simulación de Montecarlo.

Por tal motivo, en las adaptaciones realizadas se han eliminado todos los arreglos, subprogramas y datos relacionados con la simulación de Montecarlo.

Con el objetivo de definir una política de operación para las centrales del Junín respecto de las centrales termoeléctricas del sistema, se desarrollaron los modelos para el planeamiento de la operación siguientes:

a) Modelo Junín de corto plazo JUNRED

Este modelo desarrolla básicamente la fase de optimización presentada líneas arriba para el Modelo Junín; y proporciona los costos futuros actualizados a utilizar en la simulación de la operación mensual (modelo JUNANU). Así mismo, efectúa la programación de corto plazo: programación semanal. Esta adaptación denominada JUNRED, consiste en trabajar con un modelo que permite manejar etapas de menor duración al comienzo del período de

optimización.

Se considera hasta cinco etapas de duración variable al comienzo del período de optimización. El objetivo es que estas etapas correspondan a semanas y la última sirva para empalmar con las etapas siguientes de duración mensual. Para efectos de la programación de corto plazo, se recomienda un horizonte de planificación que varíe entre 24 y 36 meses, terminando siempre en el mes de diciembre, fecha en la cual el valor agua del embalse es casi nulo, y no se comete gran error considerando valores estratégicos nulos a esa fecha.

A las cuatro primeras etapas se les llama de incertidumbre reducida y a las etapas siguientes de incertidumbre total. Así, de esa manera, en las primeras cuatro etapas se trabaja con un conjunto reducido de condiciones hidrológicas cuyos caudales sean cercanos a los caudales que se están presentando (últimos 7 días). La incertidumbre total está representada por la totalidad de las condiciones hidrológicas registradas en la estadística (desde el año 1965).

El modelo entrega un listado de resultados para la primera semana de optimización siguientes:

Valores estratégicos y valores del agua del embalse Junín. Estos valores son calculados para cada uno de los 23 estados en que se encuentra discretizado el lago, para diferentes condiciones: valor del agua sin vertimiento, con vertimiento en Mantaro, en Restitución, en Malpaso o en Tablachaca.

El cálculo del valor agua del lago Junín se basa en determinar el costo alternativo de agua embalsada. En consecuencia, el valor del agua se calcula como el costo medio del desembalse entre dos estados finales o la derivada de la curva de valor estratégico para la cota final. Así mismo, el valor del agua gráficamente se puede definir como la pendiente de la curva de valor estratégico para la cota final o valor del agua del lago para el mes. La forma de determinar la pendiente es mediante un ajuste cuadrático de la curva de valor estratégico y luego derivarla.

b) Modelo Junín de mediano plazo JUNANU

Efectúa la programación de mediano plazo con detalle mensual. Esta adaptación denominada JUNANU, consiste en una rutina de simulación de la operación considerando la hidrología conocida en cada etapa, pero optimizando la operación bajo incertidumbre. Dicha optimización consiste en operar a mínimo costo en cada etapa, conociendo la curva de costo futuro actualizado a fines de dicha etapa, que es obtenido con el modelo JUNRED.

El proceso de simulación de la operación se inicia para el mes dato, y a partir de este mes inicial, se determina la generación óptima de las centrales asociadas al Junín. Es decir, se halla la extracción óptima del lago Junín de tal modo de minimizar el costo total de operación, compuesto por el costo inmediato y el costo futuro; así como de las centrales térmicas. También, se determina el costo marginal del sistema. Extendiendo la metodología usada, conocida la demanda (por bloques), se determina la demanda residual descontando la matriz de energía generable de las centrales de pasada; luego, la demanda residual se completa con la generación de centrales térmicas que previamente fueron ordenados por costo variables, de tal modo que las centrales más económicas sean despachadas primero, el siguiente paso consiste en determinar la extracción óptima del lago Junín. Para lo cual, se realiza el desplazamiento de las centrales térmicas antes despachadas, verificando las disponibilidades de generación de las centrales asociadas al Junín y pudiéndose dar condiciones de vertimiento en alguna de ellas, pero siempre con el criterio de minimizar el costo total: costo inmediato más costo futuro. Luego, se determina el costo marginal para los bloques considerados. De esta forma, se sigue haciendo estos cálculos para los siguientes meses hasta cubrir las etapas a simularse.

Este programa fue desarrollado de modo que permita analizar varios escenarios de hidrología, los cuales son especificados por el usuario. El usuario efectúa simulaciones de verificación en varios escenarios hidrológicos, con el fin de establecer un nivel final de reserva del lago al final del año, como un volumen de seguridad, por si se presenta un año con características de año seco.

Por su parte, el COES de acuerdo a la operación prevista en el despacho semanal, con el valor del agua determinado por el modelo JUNRED y los resultados del horizonte mensual previsto por el modelo JUNANU, podía efectuar una evaluación final y determinar la programación del despacho de la CH Malpaso (teniéndose en cuenta que existe un desfase de aproximadamente 43 horas entre la llegada del agua de Upamayo a Tablachaca) para luego disponer el incremento o disminución de la apertura de Upamayo.

3.2. Uso de modelo SDDP para el sistema peruano

El modelo SDDP se ajusta satisfactoriamente a los requerimientos necesarios del Programa de Mediano Plazo de la Operación (PMPO), como herramienta computacional para el cálculo de la operación óptima en dicho horizonte de estudio, según lo explicado en los puntos 2.5 y 2.9.1 del capítulo anterior.

Este modelo permite la discretización del problema tanto en etapas mensuales como en

semanales. Para el caso del modelamiento del sistema peruano, actualmente se considera la discretización del problema en etapas mensuales y se resuelve con cierto detalle en un horizonte anual (12 etapas).

Los objetivos buscados con la ejecución de este modelo son: encontrar la política operativa óptima usando el algoritmo de PDDE con los resultados de todas las variables operativas relevantes del SEIN y la escritura de la función de costo futuro actualizada a alguna etapa del horizonte de estudio, generalmente se construye y escribe la FCF actualizada para el final de la primera etapa (primer mes).

A continuación se explicará algunas particularidades del modelo y las consideraciones para el sistema peruano:

3.2.1. Tratamiento de las condiciones de frontera del horizonte de estudio

Si bien el objetivo del PMPO es encontrar la optimización operativa estocástica para los siguientes 12 meses, es necesario de alguna manera representar las condiciones finales de los embalses. Caso contrario, los volúmenes de los embalses se vaciarían totalmente en la última etapa para reducir los costos operativos de todo el horizonte de estudio (12 meses); y esto ocasionaría problemas operativos a partir del mes 13 en adelante por posible falta de recurso hídrico. Por tal motivo, el SDDP permite la representación de etapas adicionales de manera simplificada. Generalmente, se considera sólo en la fase de búsqueda de la política operativa. Como criterio, en el modelamiento del sistema peruano, se considera que las etapas adicionales a considerar deben terminar en el mes de diciembre, fecha en que se estima que comienza la condición de vertimiento en las principales cuencas del SEIN y cuando el valor estratégico del agua tiene un valor muy bajo o cero.

3.2.2. Tratamiento de la Incertidumbre Hidrológica del SEIN

El tratamiento del modelo, que es de naturaleza estocástica, requiere información histórica de los caudales naturalizados de las cuencas modeladas. La información histórica con que se cuenta para estos fines, es desde el año 1965. Así mismo, constantemente los agentes del sistema envían nueva información, ya que es relevante para el cálculo que se realiza mediante este modelo.

Según lo señalado en el punto 2.3 del capítulo anterior, donde se explica sobre el tratamiento de la incertidumbre hidrológica, este programa utiliza un modelo ARP (Auto-regresivo lineal periódico) para la representación probabilística de ocurrencia de caudales afluentes en etapas futuras. El modelo ARP que puede ser utilizado es hasta del orden 6. El orden “n” de este modelo indica que, para el cálculo de las probabilidades de afluencia de

una siguiente etapa, se utiliza la información histórica de hasta las últimas “n” etapas anteriores.

Para las simulaciones del SEIN, se hace uso de un modelo ARP de orden 1, ya que brinda resultados adecuados según la experiencia obtenida con este modelo. Así mismo, se hace uso del mismo para la generación de secuencias de caudales que se usarán en la simulación Forward y los escenarios de caudales condicionados usados en la recursión Backward. Para el caso peruano, se utilizan 30 escenarios Forward y 30 Backward.

3.2.3. Pronóstico de la demanda del SEIN y su consideración en el modelo

Como también se indicó en el punto 2.3 del capítulo anterior, para el pronóstico de la demanda, se utiliza un modelo ARIMA. Convenientemente, este modelo para el pronóstico de la demanda tendencial, ha arrojado errores de magnitudes inferiores al 2% en la experiencia que se tiene con su uso desde el 2011. Por tal motivo, se considera adecuado como dato determinístico de este modelo de coordinación hidrotérmica.

La formación de bloques por etapa debe realizarse a partir de la representación de la curva de duración, la que representa la carga reordenando el eje del tiempo, agrupando los niveles de potencia de demanda por duración, de mayor a menor potencia. Para ilustrar lo indicado, se muestra las siguientes gráficas: en la gráfica de la izquierda se muestra la evolución de la demanda en el tiempo y en la gráfica de la derecha, su curva de duración. Cabe señalar que, en ambas curvas, la energía se mantiene constante para el horizonte de tiempo en que se está evaluando.

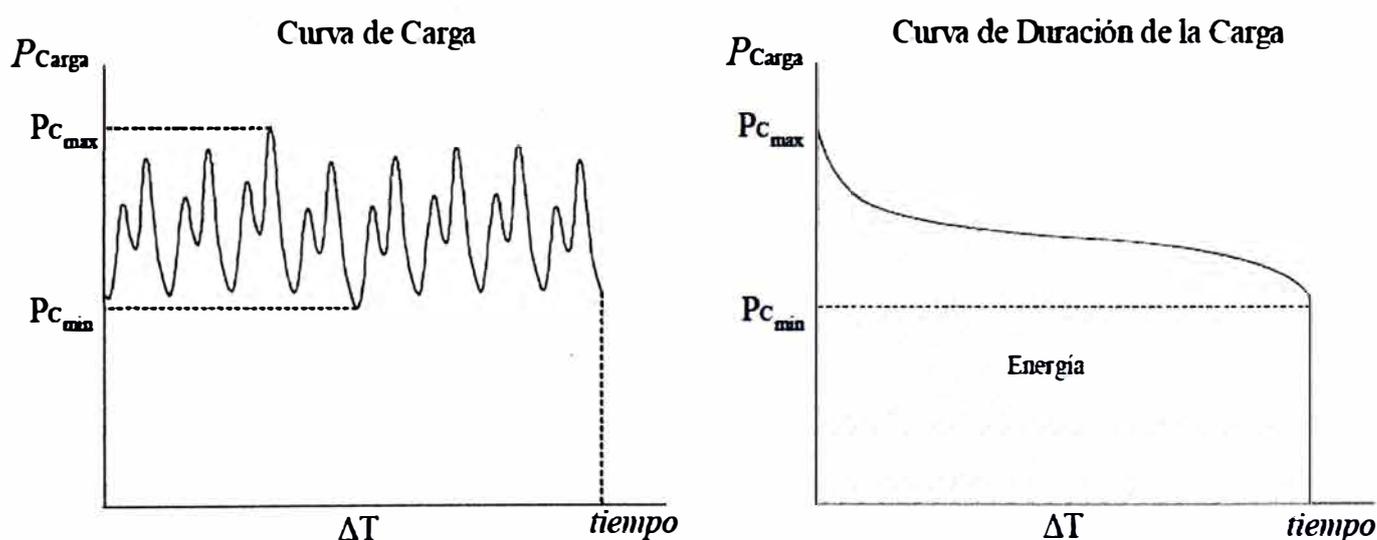


Fig. 3.1 Representación de la demanda

Para el modelo matemático, se usa una aproximación de la curva de duración, así como se muestra en la figura siguiente.

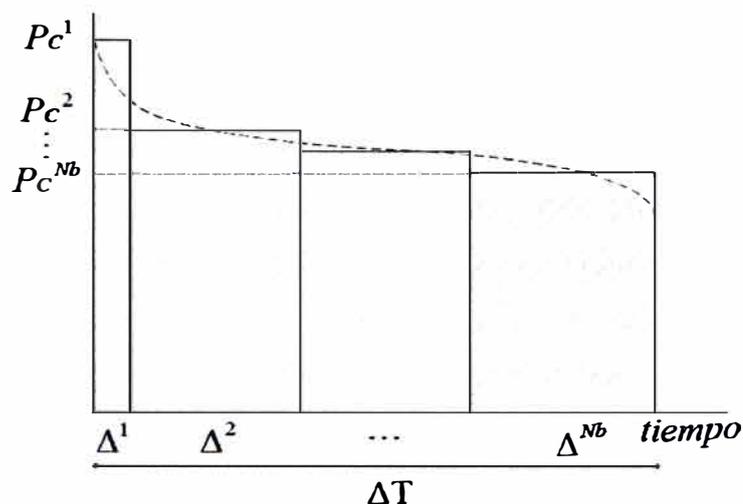


Fig. 3.2 Aproximación por bloques de la curva de duración

Con respecto al modelo SDDP, éste permite la consideración de la demanda de cada etapa dividida hasta en 5 bloques de potencia promedio y a cada bloque le corresponde un tiempo de duración. En el sistema peruano, se consideran 5 bloques por etapa de acuerdo a lo siguiente:

Bloque 1 (Punta máxima): Es el promedio de la potencia comprendida en el horario de [19:00 – 19:30> en los días de la semana o mes sin considerar sábados, domingos y feriados nacionales

Bloque 2 (Media máxima): Es el promedio de la potencia comprendida en el horario de [11:00 – 12:00> en los días de la semana o mes sin considerar sábados, domingo y feriados nacionales

Bloque 3 (Punta): Es el promedio de la potencia comprendida en el horario de [18:00 – 23:00> en los días de la semana o mes excluyendo lo relacionado al bloque 1

Bloque 4 (Media): Es el promedio de la potencia comprendida en el horario de [08:00 – 18:00> en los días de la semana o mes excluyendo lo relacionado al bloque 2

Bloque 5(Base): Es el promedio de la potencia comprendida en el horario de [23:00 – 08:00> en los días de la semana o mes

La demanda en energía del modelo ARIMA se desdobra en bloques tomando como referencia las magnitudes de energía ejecutada por bloque del mes correspondiente del año anterior (Considerando la tasa de crecimiento con respecto al año anterior)

Así mismo, la demanda global por bloque se desagrega en demanda por barras considerando carga industrial y carga local (consumo interno) como demanda fija para cada barra; y repartiendo el resto de la demanda tomando en cuenta los factores de

participación de cada barra. Este último proceso se hace automáticamente dentro de la ejecución del SDDP.

3.2.4. Modelamiento de la red de transmisión

Como fue indicado en el punto 2.9.1 del capítulo anterior, este programa considera la representación de la red de transmisión. Particularmente, en las simulaciones del SEIN se considera que los flujos de potencia se realizan con el método de “Flujo de potencia DC con pérdidas”. Es decir, sólo se considera el flujo de potencia activa entre los generadores y los nodos de consumo en la red. Así mismo, para la consideración de las pérdidas que originalmente es una función cuadrática del flujo por un circuito, se realiza una linealización de la función por tramos, en la simulación del SEIN se consideran 3 tramos lineales.

3.2.5. Consideraciones adicionales

Debido a que el horizonte de estudio es largo; como se indicó líneas arriba, hablamos de etapas mensuales y un horizonte total por lo menos de un año, es necesario considerar el costo de oportunidad del uso del dinero en el negocio eléctrico con respecto de la inversión del mismo en algún sector alternativo. Para el sistema peruano, se considera una tasa de anualidad de 12%.

Además, para efectos del modelo, se considera que el costo de la energía no suministrada es de \$6000/MWh (valor de costo de falla utilizado en los estudios de planificación de la operación de largo plazo). Este valor alto con respecto al consignado por Osinergmin (actualmente \$746/MWh) es para asegurar la operación de todas las unidades térmicas (hasta las más caras del parque generador) antes de que se produzca racionamiento energético.

También, es importante mencionar que en el modelamiento del PMPO, se consideran a las centrales con embalses de capacidad de regulación horaria o diaria como centrales de pasada, debido a que su modulamiento del agua no afecta a la operación cuando se realiza la evaluación energética en etapas mensuales.

Las consideraciones del modelamiento de la topología hidráulica de las principales cuencas de regulación estacional con margen de optimización adecuado, tomando en cuenta lo indicado en el punto 2.5 del capítulo anterior, se muestran en las siguientes figuras. De las características de las cuencas del SEIN, es importante mencionar que las más importantes por su capacidad de regulación para generación de energía eléctrica y la complejidad de su aprovechamiento, son las referidas a las cuencas del río Mantaro y río Paucartambo.

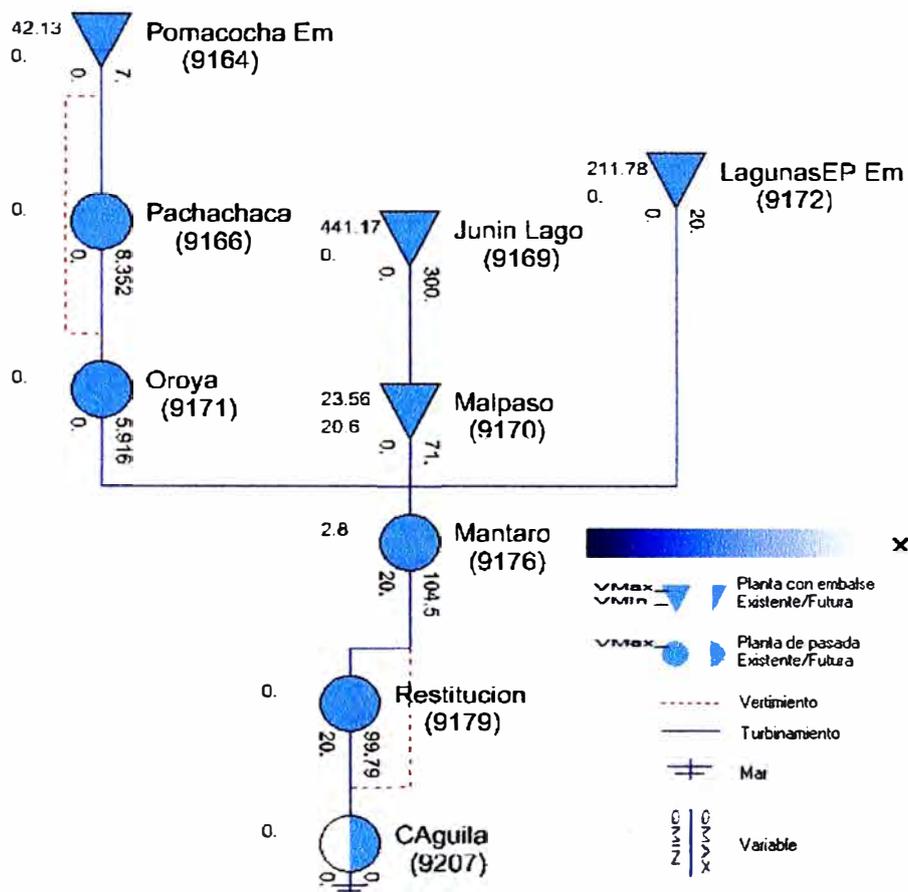


Fig. 3.3 Cuenca del río Mantaro

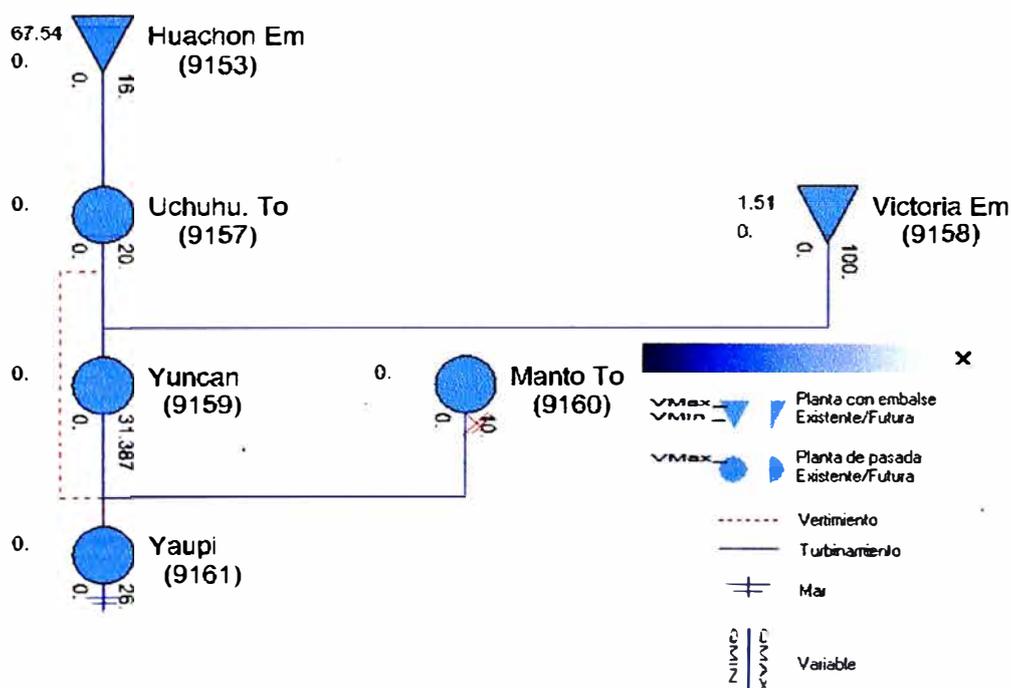
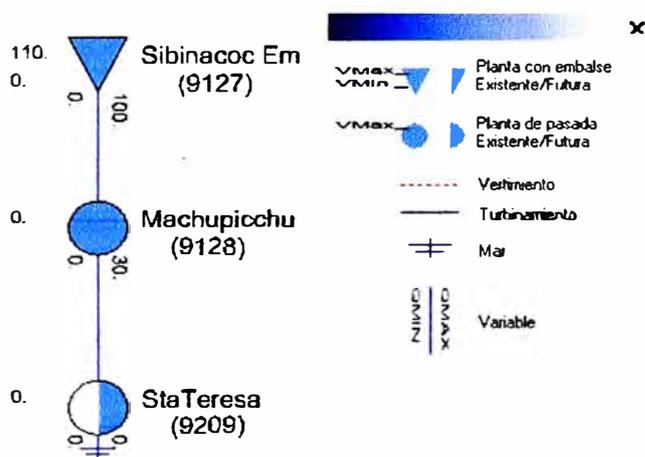
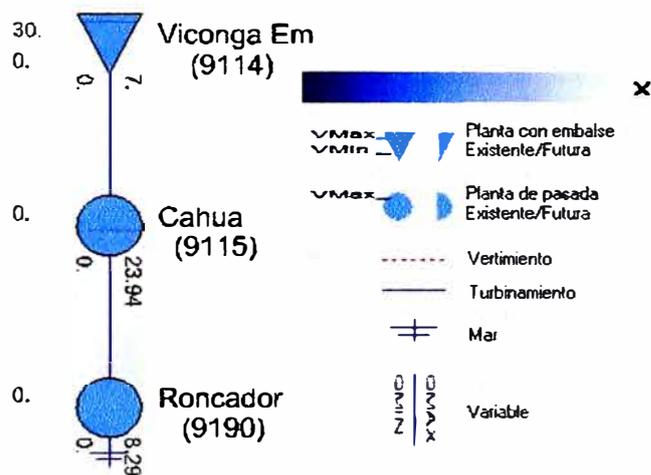
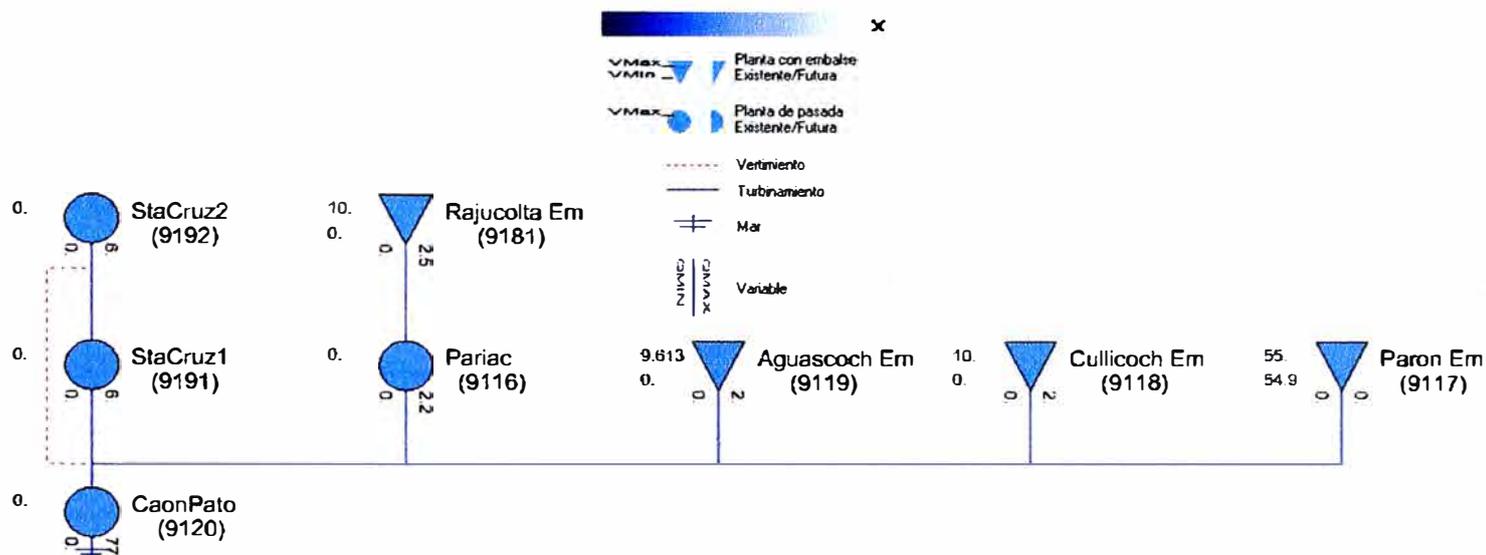


Fig. 3.4 Cuenca del río Paucartambo



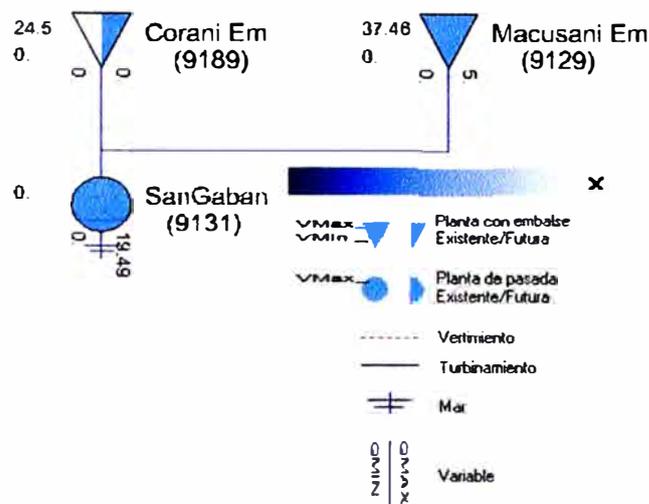


Fig. 3.8 Cuenca del río San Gabán

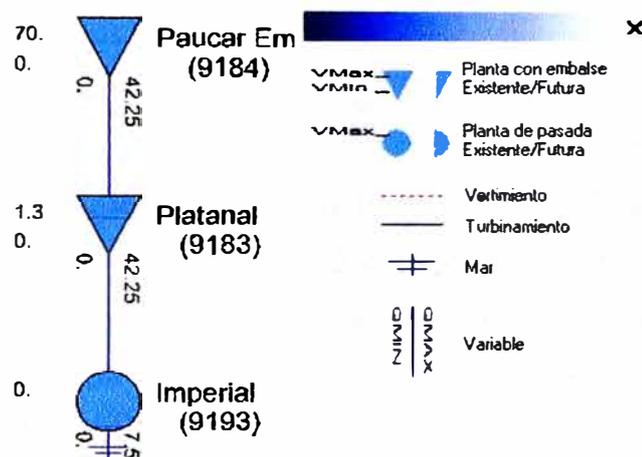


Fig. 3.9 Cuenca del río Cañete

Además, se considera la generación de las centrales de fuentes renovables con un factor de operación por bloque, principalmente para la representación de las centrales solares que sólo generan en horario diurno.

Así mismo, para las simulaciones del SEIN, las unidades térmicas del parque generador disponible se modelan de manera simplificada. La opción “commitment” se considera desactivada para evitar el esfuerzo computacional adicional de programación entera mixta que significa modelar los arranques y paradas de las unidades. De igual modo, no se considera el valor de la potencia mínima (se considera como cero); y la representación del consumo de combustible se modela en forma lineal en un solo tramo (de 0 a 100% de su capacidad máxima), a pesar que el SDDP permite dicho modelamiento hasta en 3 tramos. En otras palabras, se representa con un consumo incremental constante para cualquier

potencia generada y se consideran los costos de los combustibles de las plantas térmicas actualizadas hasta el último PSO vigente. A continuación, se muestra una curva de consumo de combustible de una unidad del SEIN simplificada para su inserción en el software SDDP.

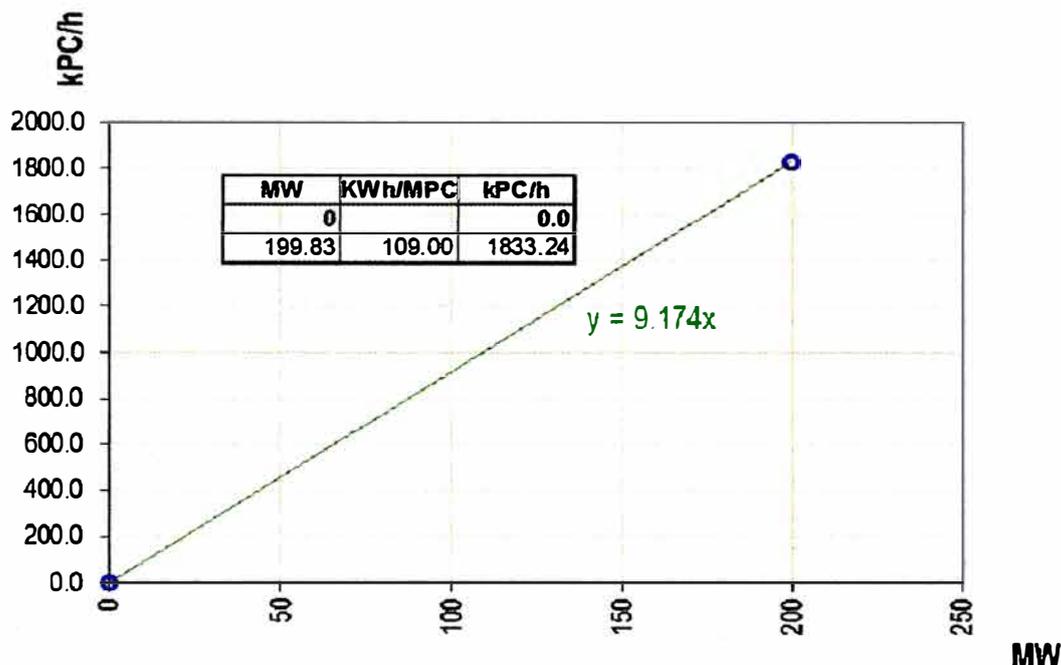


Fig. 3.10 Representación simplificada del consumo de combustible de la unidad TG8

Además de ello, es posible la representación del efecto de las fallas aleatorias de las unidades de generación (Indisponibilidad de corto plazo: ICP), que se multiplica a la capacidad máxima con cronograma de mantenimiento en cada etapa. También, existe otro factor (Indisponibilidad histórica: IH) que engloba el efecto del mantenimiento y de las salidas forzadas de los equipos de generación. A diferencia del ICP, el IH se multiplica a la capacidad máxima cuando no se cuenta con un cronograma de mantenimiento. Cabe señalar que estos factores son calculados a partir de la estadística de falla de dichas unidades.

Es importante mencionar que en todas estas simulaciones, se considera el modelamiento del programa de indisponibilidades previstos en el Programa Anual de Mantenimiento (PAM) y en el Programa Mensual de Mantenimiento (PMM) tanto de equipos de generación como equipos de transmisión. Así mismo, también se considera el programa de Obras y de Ampliaciones, los cuales pueden ser declarados en el SDDP con fecha de ingreso definido.

En la tabla siguiente, se muestra la mayoría de las plantas térmicas y sus parámetros considerados para el modelamiento del SEIN. [11]

TABLA N° 3.1 Parámetros técnicos de las centrales térmicas modeladas

Planta Térmica	Generac. Mínima	Generac. Máxima	ICP(%)	IH(%)	CVNC (\$/Mwh)	Porcentaje tramo 1 (%)	Consumo Específico 1 (Uni./MWh)
AGUAY-TG1	0	84.9	2	2	2.69	100	12.003
AGUAY-TG2	0	85.447	2	2	2.69	100	11.957
MALAC-TG1	0	11.698	4	4	2.69	100	12.862
SROSA-TG5	0	53.062	5	5	6.535	100	11.202
CHICLAYO	0	9.645	3	3	2.454	100	77.055
CHIMBO-TG3	0	19.613	5	5	2.69	100	108.413
PIURA1	0	6.269	3	3	2.454	100	77.327
PIURA2	0	1.931	1	3	2.454	100	86.286
PIURA-TG	0	17.865	10	10	2.69	100	124.411
SHOUG-TV1	0	19.113	5	5	1.32	100	84.89
SHOUG-TV2	0	17.888	5	5	1.32	100	92.421
SHOUG-TV3	0	27.478	5	5	1.32	100	73.314
SROSA-TG6	0	52.005	5	5	6.7	100	11.829
CHILI-D	0	10.216	4	4	2.454	100	61.294
MOLLE-D	0	29.809	4	4	2.454	100	56.698
CHILI-CC	0	15.754	10	10	3.345	100	91.575
PISCO-TG1	0	35.286	4	4	2.69	100	12.105
PISCO-TG2	0	35.286	4	4	2.69	100	12.105
CHILI-TV2	0	6.199	10	10	1.32	100	115.207
CHILI-TV3	0	10.205	10	10	1.32	100	106.952
TAPARACHI	0	3.93	5	5	2.454	100	74.767
BELLAVISTA1	0	1.548	5	5	2.454	100	98.604
BELLAVISTA2	0	1.548	5	5	2.454	100	98.604
INDEPENDENC	0	22.967	4	4	2.454	100	9.088
ILO2-TV1	0	139.777	10	10	2.188	100	392.634
ILO1-D	0	3.28	5	5	16.702	100	63.251
ILO1-TG1	0	34.929	5	5	9.248	100	78.989
ILO1-TG2	0	30.725	5	5	10.321	100	78.247
ILO1-TV2	0	20	10	10	7.101	100	78.745
ILO1-TV3	0	66.386	10	10	4.758	100	74.15
ILO1-TV4	0	44.062	10	10	5.068	100	78.255
TUMBES	0	16.347	3	3	13.919	100	55.969
MALAC-TG4	0	84.907	3	3	3.132	100	10.734
SHOUG-D	0	1.231	5	5	2.454	100	69.348
VENTA-TG3	0	156.106	4	4	2.69	100	9.264
VENTA-TG4	0	152.797	4	4	2.69	100	9.295
SROSA-TG7	0	121.018	3	4	2.69	100	10.557
CHILCA-TG1	0	171.464	3.2	3.2	4.412	100	8.983
KALLPA-TG1	0	187.671	3.2	3.2	4.473	100	9.245
VENTA-CCTG3	0	231.244	5	5	3.345	100	6.244
VENTA-CCTG4	0	220.108	5	5	3.345	100	6.335
CHILCA-TG2	0	170.277	3.2	3.2	4.487	100	9.142
KALLPA-TG2	0	189.65	3.2	3.2	4.031	100	8.567
CHILCA-TG3	0	194.195	3.2	3.2	3.413	100	9.518
KALLPA-TG3	0	192.855	3.2	3.2	3.908	100	9.3
SROSA-TG8	0	199.83	3	4	2.69	100	9.174
LAS FLORES	0	192.847	3.2	3.2	2.69	100	10.237
TABLAZO-TG1	0	26.839	3.2	3.2	2.69	100	14.033
FENIX-CC	0	521	3.2	5	2.69	100	8.95
OQUENDO-TG1	0	30.311	3.2	3.2	2.69	100	9.849
TG_NORTE-D	0	186.6	3.2	3.2	4	100	73.638
TG_SUR-D	0	460	3.2	3.2	4	100	71.393
ETANOL-TG1	0	29.469	3.2	3.2	2.69	100	10
OLLEROS-TG1	0	197.6	4	4	2.69	100	10.237

Otro punto importante a tratar es la reserva rotante, que es un margen de la generación máxima disponible de las unidades de generación, que tiene la finalidad de brindar un nivel de seguridad (confiabilidad) al funcionamiento del sistema de potencia ante algún desbalance dinámico entre la generación y la demanda. Este desbalance puede ser producto de alguna falla de una unidad de generación, una variación significativa de la demanda (cargas variables como es el caso de los hornos de arco eléctrico), etc. Este margen generalmente es asignado para la regulación de la frecuencia del sistema: Reserva Primaria de Frecuencia (RPF) y Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF).

En el caso del SEIN, la RPF es un margen de generación que se asigna a un conjunto de unidades aptas para realizar el control de la frecuencia en tiempos cortos (30 segundos). Este control obedece al comportamiento de los reguladores de velocidad de las unidades y sus sistemas de control ante desviaciones de la frecuencia momentánea con respecto de la frecuencia de referencia (60 Hz). El cálculo de la magnitud total de RPF del sistema se realiza mediante un aplicativo llamado MAPCOES, el cual permite hallar la cantidad total de RPF que se debe asignar para brindar al sistema un nivel de confiabilidad definido, tomando en cuenta la tasa de falla de unidades de generación que estadísticamente se produce en el SEIN. Esta magnitud de RPF total calculada generalmente es de 86 MW; y se reparte entre las unidades de las centrales Cahua, Carhuaquero, Cañón del Pato, Charcani V, Gallito Ciego, Huinco, Ilo2, Ilo 1, Machupicchu, Mantaro, Restitución, San Gabán, Yaupi y Yuncán. El reparto se realiza proporcionalmente al margen entre la potencia máxima y mínima de las unidades e inversamente proporcional a sus estatismos.

Así mismo, la RSF es un margen de reserva para la corrección del error de estado estacionario de la frecuencia (hasta en un período de 30 minutos) de los sistemas de control luego de la actuación de los reguladores de velocidad de las unidades a las que se asignaron RPF. Para el cálculo de esa magnitud de reserva en el SEIN, se ha adoptado criterios para definir la cantidad total de reserva rotante regulante que debe mantener el sistema en cada instante. Estos criterios parten de las premisas que el sistema debe soportar cualquier contingencia “n-1” de generación, debe soportar los efectos de los errores del pronóstico de demanda en la operación y también soportar las variaciones de la demanda que se producen en tiempos cortos (rampas de demanda medio-horarias). Durante el día, generalmente la magnitud más resaltante es la correspondiente al primer criterio; y sólo en el horario de rampa de transición entre horas fuera de punta y horas punta, la magnitud más resaltante es la referida al tercer criterio. Así mismo, este servicio sólo lo realiza una

central a la vez. Generalmente, las encargadas de realizar esta función son las centrales de Huinco, Charcani V y Mantaro y la magnitud oscila entre 85 MW y 105 MW.

El programa SDDP permite el modelamiento de la reserva rodante asignada a las centrales hidráulicas y térmicas aptas para realizar el servicio de regulación de frecuencia. Las magnitudes que en promedio se calculan en la elaboración de los últimos programas de corto plazo son generalizadas para el PMPO. En los siguientes cuadros se muestra un típico reparto de la reserva.

TABLA N° 3.2 Reparto de la reserva rotante

Central	RPF (MW)
Huinco	0
SanGaban	3
Charcani5	10
Malpaso	4
Mantaro	18
Restitucion	6
Yuncan	6
Yaupi	6
Machupicchu	5
Carhuaquero	4
CañonPato	13
GCiego	2
Cahua	4
Ilo2	5
Total	86

Central	RSF (MW)
Huinco	85

3.2.6. Resultados del PMPO de octubre 2013 evaluado con el SDDP

Los resultados que el SDDP permite encontrar con el desarrollo de su formulación son datos operativos de importancia para la planificación del sistema tanto en el mediano como en el largo plazo. Cabe señalar, que estos resultados tienen una robustez adicional cuando se trata problemas de horizonte grande; ya que, como fue indicado anteriormente, éstos consideran una gran cantidad de posibles escenarios hidrológicos que muy bien podrían presentarse en el futuro. Por tanto, si bien sus resultados no son óptimos para ningún escenario individual, éstos son recomendables para un conjunto de escenarios probables que se pueden presentar. Así mismo, los indicadores económicos de la optimización estocástica también brindan señales para la evaluación de proyectos de generación y transmisión eléctrica.

En el horizonte de estudio del PMPO, los resultados más importantes que se obtienen tienen que ver con la evolución del volumen de los embalses estacionales. En la tabla siguiente se muestran los resultados de las simulaciones del SDDP como parte del PMPO de octubre de 2013.

TABLA N° 3.3 Volúmenes y descargas esperados de los embalses modelados

Lago Junin	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	152.07	103.99	80.33	94.56	146.37	223.22	287.14	301.64	298.33	278.24	237.85	185.64
Afluente	36.72	44.69	71.00	88.71	125.04	146.13	82.30	37.47	24.36	22.82	21.16	23.78
Descarga	55.77	40.65	30.66	8.71	20.93	50.26	39.40	12.70	17.93	35.40	43.90	36.66
Evaporación	29.16	27.70	26.11	28.20	27.26	31.95	28.41	28.07	26.53	27.80	29.47	29.05
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	103.99	80.33	94.56	146.37	223.22	287.14	301.64	298.33	278.24	237.85	185.64	143.72
RM N° 0149-98-AG	100.69	57.88	37.91						271.93	229.12	186.31	143.50
RD N° 004-2013-ANA	154.44	154.44	203.96	314.74	314.74	314.74	314.74	314.74	314.74	257.40	203.96	154.44
Lagunas ELP	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	145.60	142.26	146.29	151.15	170.21	188.75	199.91	203.53	203.31	194.71	182.39	155.71
Afluente	7.45	9.81	11.36	19.89	25.99	32.21	19.60	12.07	7.43	5.88	5.62	5.79
Descarga	10.90	5.78	6.49	0.83	7.45	20.62	15.97	12.29	16.02	18.21	32.29	31.80
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	142.26	146.29	151.15	170.21	188.75	199.91	203.53	203.31	194.71	182.39	155.71	129.71
Lagunas EGENOR	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	7.32	5.76	7.04	10.52	16.96	21.73	25.42	27.73	28.09	22.83	14.87	6.71
Afluente	4.21	4.55	6.42	8.27	8.03	8.94	7.33	4.04	2.71	2.59	2.49	2.83
Descarga	5.10	2.75	2.41	1.29	2.70	4.48	4.31	3.13	7.29	10.01	10.15	7.72
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.23	0.19	0.02	0.16	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	5.76	7.04	10.52	16.96	21.73	25.42	27.73	28.09	22.83	14.87	6.71	1.41
Huachon	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	18.83	23.77	28.56	34.75	42.52	50.46	58.94	64.00	65.86	66.25	64.16	54.00
Afluente	3.87	4.95	6.19	7.77	7.94	8.94	5.77	2.60	1.55	1.74	1.65	2.34
Descarga	0.00	0.17	0.00	0.00	0.00	0.46	0.71	0.74	1.16	3.83	11.81	6.94
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	23.77	28.56	34.75	42.52	50.46	58.94	64.00	65.86	66.25	64.16	54.00	49.40
Pomacocha	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	10.26	5.10	6.63	10.78	16.93	27.01	35.97	39.20	38.99	32.63	24.46	13.42
Afluente	4.83	5.47	7.57	8.80	11.71	13.20	8.15	4.49	3.12	3.52	3.42	3.64
Descarga	10.01	3.94	3.43	2.65	0.70	2.90	3.45	4.70	9.48	11.68	14.46	10.95
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.93	1.34	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	5.10	6.63	10.78	16.93	27.01	35.97	39.20	38.99	32.63	24.46	13.42	6.12
Vicoonga	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	1.39	0.70	3.43	9.35	10.46	23.04	26.99	28.23	28.42	19.31	7.79	7.92
Afluente	3.39	4.01	6.96	10.30	21.05	10.52	4.03	1.66	1.58	1.74	1.53	1.75
Descarga	4.07	1.28	1.04	9.19	3.74	6.54	2.79	1.47	10.69	13.26	1.40	1.62
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	4.73	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.70	3.43	9.35	10.46	23.04	26.99	28.23	28.42	19.31	7.79	7.92	8.06
Macusani	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	1.72	0.57	3.48	8.02	16.32	21.42	26.48	27.57	28.55	22.19	13.60	4.90
Afluente	2.24	4.02	5.87	12.59	11.36	12.15	6.60	4.28	1.87	1.68	1.64	1.73
Descarga	3.39	1.11	1.34	4.29	5.49	4.97	4.94	2.68	8.22	10.27	10.34	5.80
Vertimiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	2.11	0.57	0.62	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol. Final	0.57	3.48	8.02	16.32	21.42	26.48	27.57	28.55	22.19	13.60	4.90	0.82
Sibinacocha	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	81.59	86.47	92.05	99.28	109.01	109.78	109.82	109.89	107.96	76.64	69.30	58.27
Afluente	4.85	5.65	7.26	16.63	18.94	17.79	9.00	3.84	2.72	2.06	2.51	3.11
Descarga	0.00	0.07	0.02	6.91	18.17	17.75	8.93	5.77	34.04	9.40	13.54	12.19
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	86.47	92.05	99.28	109.01	109.78	109.82	109.89	107.96	76.64	69.30	58.27	49.19
Paucarcocha	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14
Vol. Inicial	17.10	0.52	4.71	3.20	15.94	39.49	57.30	60.42	59.71	58.67	48.22	30.89
Afluente	3.58	7.34	12.55	21.66	29.19	31.82	17.56	8.27	4.18	3.21	2.73	2.54
Descarga	20.13	3.15	14.06	8.92	5.64	14.00	14.44	8.99	5.22	13.66	20.05	19.45
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	0.52	4.71	3.20	15.94	39.49	57.30	60.42	59.71	58.67	48.22	30.89	13.99

En las siguientes figuras, se muestran los resultados de la evolución del volumen del Lago Junín en un período de 12 meses a partir del mes de octubre de 2013 y la política operativa de descarga previsto para dicho embalse.

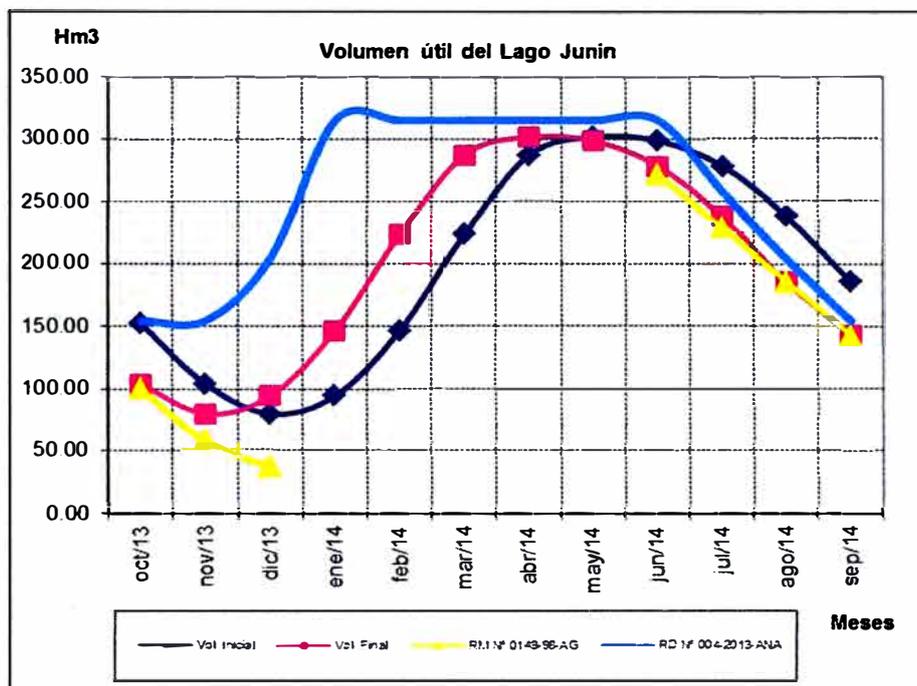


Fig. 3.11 Evolución del volumen del Lago Junín

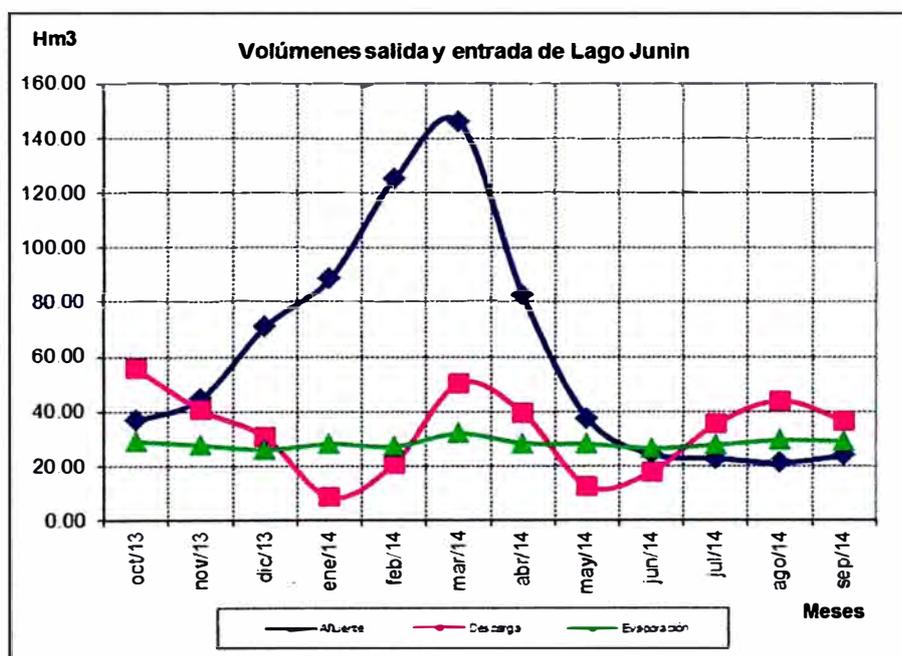


Fig. 3.12 Volúmenes de entrada y salida del Lago Junín

La interrelación entre el PMPO y la programación de corto plazo de la operación se puede realizar de varias maneras y tomando en cuenta diversos criterios. Entre ellos se puede citar en primer lugar al seguimiento de los volúmenes finales resultantes del PMPO en la operación de corto plazo.

3.3. Metodología actual: Uso de volúmenes meta mensuales en el corto plazo

La programación de corto plazo de la operación se realiza usando un software comercial llamado NCP, que se ajusta satisfactoriamente a los requerimientos del modelamiento del SEIN, que se debe tener en dicho horizonte de estudio.

Según lo indicado en el capítulo anterior, este software permite el modelamiento con mayor detalle del sistema eléctrico. Así mismo, con el modelamiento más detallado de las restricciones del sistema, permite obtener resultados más precisos de la operación y de su planificación en horizontes cortos, ya sea semanalmente o diariamente.

En el corto plazo, la evaluación del nivel de descarga de los embalses estacionales del sistema se realiza en el horizonte de la Programación Semanal de Operación (PSO); y para ello, se toma en cuenta los resultados provenientes del PMPO.

Un criterio básico que se toma en cuenta para realizar el encadenamiento entre el PMPO y el PSO es el seguimiento, en el corto plazo, del volumen final calculado en el PMPO para cada embalse estacional del sistema. Es decir, se trata de plantear la descarga de un volumen de agua necesario para que el volumen de cada embalse vaya desde su volumen inicial hasta el final calculado en el PMPO.

Por ejemplo, tomando en consideración los resultados del PMPO de octubre 2013 explicados en el punto 3.2 del presente capítulo y considerando que se produzca en el corto plazo los mismos valores esperados de afluencia de caudales naturales y magnitudes de evaporación de los embalses; entonces, para el Lago Junín, se tendría un volumen de descarga disponible de 55.77 Hm³. Así mismo, este volumen de descarga debe ser distribuido entre todos los días del mes.

La más simple aproximación que se puede hacer es dividir dicho volumen equitativamente para los 31 días del mes. Es decir, tendría que descargarse un aproximado de 1.8Hm³ por día o lo que es lo mismo, 12.6Hm³ por cada semana.

Esta solución al problema de encadenamiento sería adecuada si todos los días tendrían condiciones operativas muy similares. Sin embargo, esto no ocurre en la realidad, ya que los mantenimientos de las unidades de generación y equipos de transmisión tienen cronogramas no homogéneos y la hidrología es dinámica (variable de un día a otro). En ese sentido, debe buscarse una metodología que permita considerar las condiciones operativas variables del sistema de una semana a otra.

El COES por su parte, planteó una metodología que le permita calcular el reparto semanal de los respectivos volúmenes de descarga de los embalses estacionales (con el objetivo de

llegar a la meta de volumen final calculado en el PMPO más actualizado para el mes correspondiente) considerando la variabilidad de las condiciones operativas del sistema de una semana a otra: mantenimientos programados, hidrología promedio diferente por semana, etc. Esta metodología consiste en realizar una simulación en el software NCP de 30 días aproximadamente, la que se realiza considerando el Programa Mensual de Mantenimiento del mes en estudio, una previsión hidrológica de los caudales afluentes para cada día a partir de la información histórica de las cuencas, cálculo de la reserva rotante para cada día y el modelamiento de las restricciones operativas del sistema. Así mismo, éste se concibe como un problema muy complejo por la gran cantidad de etapas de simulación (720 etapas), por lo que el tiempo de ejecución puede tardar muchas horas sin brindar una solución dentro del margen de tolerancia. Entonces, para reducir la complejidad del problema se opta por considerar la optimización con el cálculo de flujos de potencia sin pérdidas y quitar la opción “commitment” de algunas centrales que sabemos de antemano que se mantendrán en servicio durante todo el período de estudio.

Para ilustrar lo indicado, se realizó una simulación de la operación del sistema en un horizonte de 720 etapas (30 días) del mes de julio de 2013 utilizando el modelo NCP del SEIN, con una hidrología determinística promedio del mes mencionado, considerando el Programa de Mantenimiento Mensual de Julio de 2013 aprobado por el COES, considerando las restricciones propias del sistema y considerando como restricción rígida el cumplimiento de los volúmenes finales de los embalses estacionales establecidos en el PMPO. A pesar de que la simulación se realiza con todos los embalses estacionales modelados, se mencionará únicamente a la operación del Lago Junín.

Cabe mencionar que se hace uso de los resultados del PMPO de junio de 2013 (vigente en el momento de la elaboración de esta simulación: últimos días de junio), del cual se obtiene los volúmenes finales meta, tal como fue indicado en el párrafo anterior: 229 Hm³ para el Lago Junín. Así mismo, se toma en consideración que las condiciones iniciales del escenario planteado son con un volumen de 303Hm³ para el Lago Junín.

Los resultados que se encuentran de la simulación realizada indican que la secuencia de descargas netas por semana debería ser como se muestra en la siguiente tabla. Así mismo, el caudal de descarga total del Lago Junín se obtiene sumando la afluencia y restando la evaporación de dicho mes (para julio, la afluencia esperada menos la evaporación esperada resulta aproximadamente 0 m³/s). Por tanto, en este caso especial, la descarga total es equivalente a la descarga neta calculada de la trayectoria de volúmenes resultante.

TABLA N° 3.4 Volúmenes de descarga semanales (Simulación 1)

Semana	Etapa inicial	Etapa final	Volumen inicial (Hm ³)	Volumen final (Hm ³)	Volumen de Descarga Neto (Hm ³)	Caudal de Descarga Neto (m ³ /s)
Semana 1	1	168	303,00	288,22	14,78	24,44
Semana 2	169	336	288,24	269,61	18,63	30,80
Semana 3	337	504	269,64	252,88	16,76	27,71
Semana 4	505	672	252,91	233,39	19,52	32,28

Así mismo, también se muestra la evolución del volumen del Lago Junín por etapa según las simulaciones indicadas.

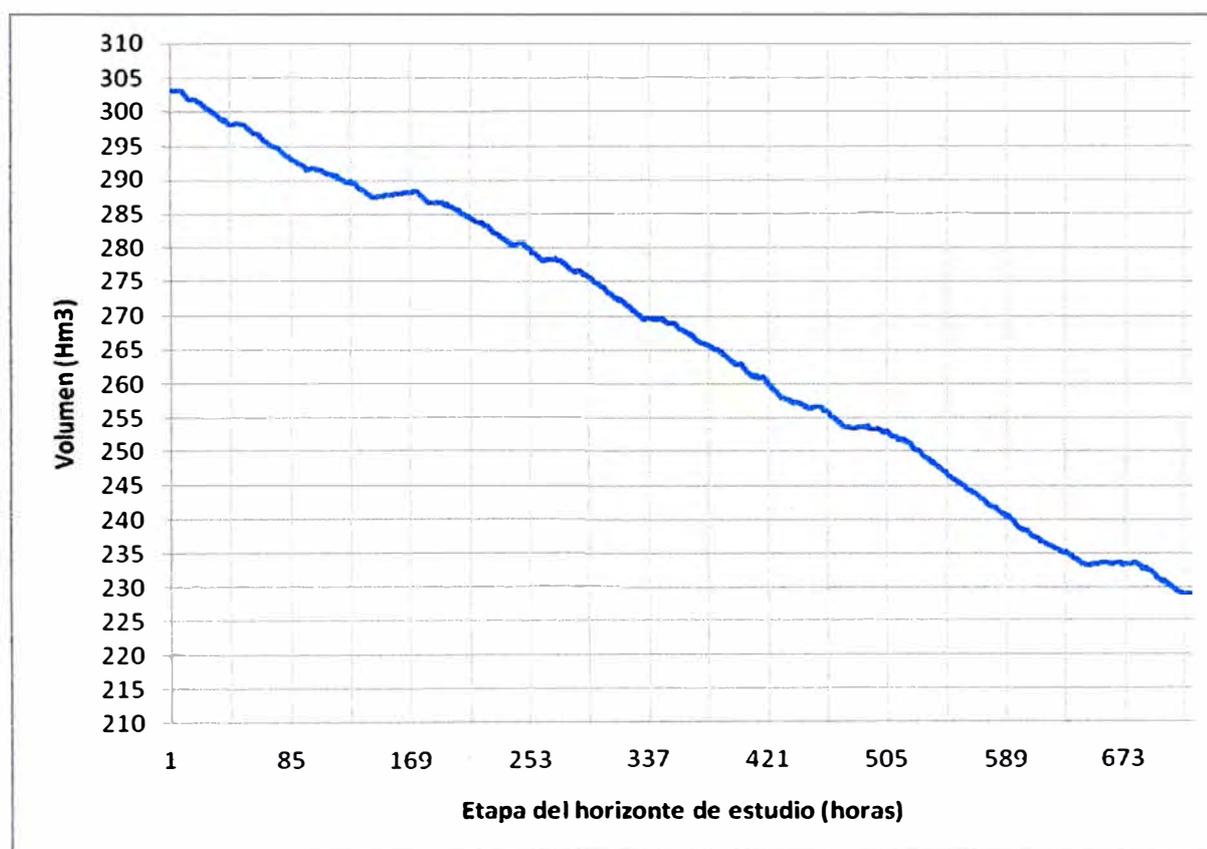


Fig. 3.13 Evolución del volumen del Lago Junín con volumen meta al final del mes

3.4. Metodología propuesta: Uso de la Función de Costo Futuro en el corto plazo

Además de los resultados de valores esperados de diversas variables operativas del sistema, el SDDP permite también la escritura de la función de costo futuro (FCF). Tal y como fue indicado en el punto 2.10 del capítulo anterior, la FCF se define como una función que depende de una serie de rectas que se obtienen mediante la recursión Backward del algoritmo de Programación Dinámica Dual.

La FCF puede ser escrita o actualizada para cualquier etapa del horizonte de estudio de optimización con el SDDP, según la conveniencia del usuario.

Además, la interrelación entre la Programación de Mediano Plazo y la Programación de Corto Plazo también puede hacerse mediante esta función.

A continuación, se muestra la representación de la FCF del PMPO de octubre 2013 actualizada hasta finales de la etapa inicial (octubre) para el Lago Junín. Esta función es superior a todas las rectas (cortes) que tienen los siguientes parámetros: Intersección con el eje de Costos Futuros Actualizados (parámetro RHS) y pendiente (valor de la variable dual).

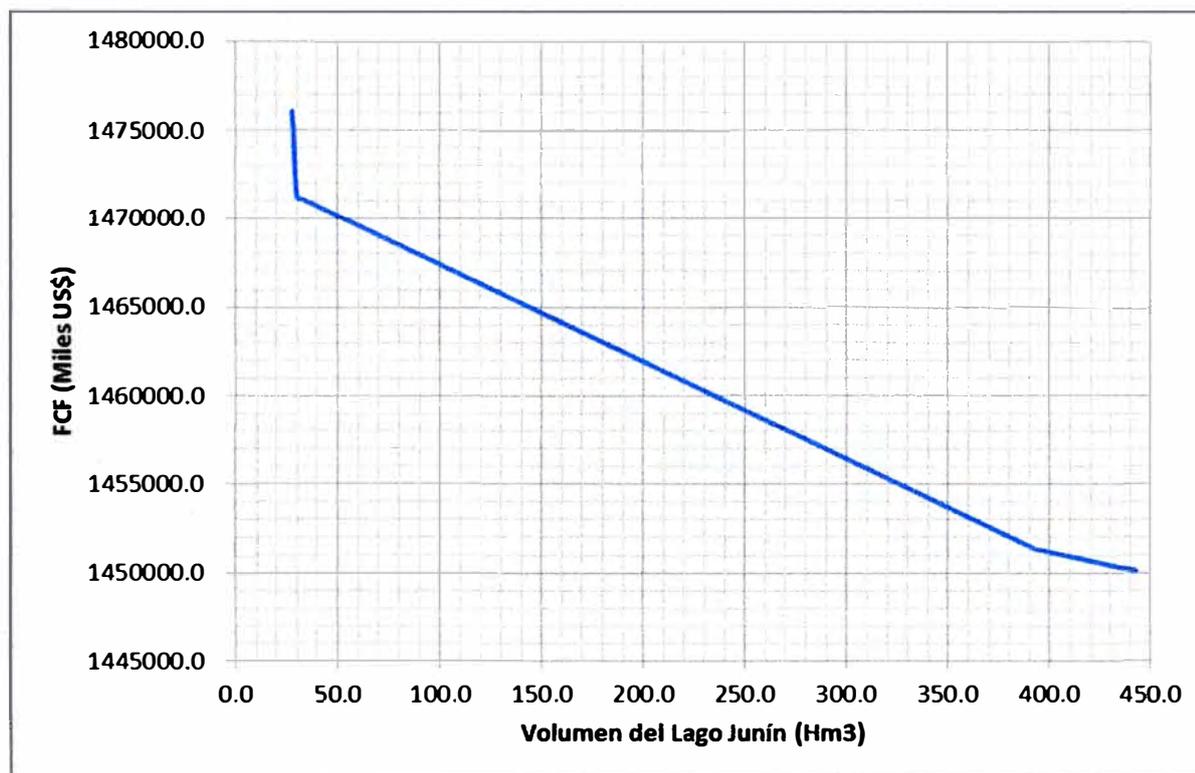


Fig. 3.12 Función de costo futuro actualizada a finales de octubre de 2013

En la gráfica anterior se muestran tres rectas activas que forman a la FCF. Las pendientes de dichas rectas son los llamados valores del agua para los tramos correspondientes. Por ejemplo, para el tramo entre un volumen de 30Hm3 hasta 390Hm3, la pendiente o valor del agua es de 54.9 US\$/Km3. Además, en caso que ninguna de las centrales Malpaso, Mantaro ni Restitución se encuentre en condiciones de vertimiento y considerando que los factores de producción de dichas centrales son 0.676 MW/(m3/s), 6.318 MW/(m3/s) y 2.097 MW/(m3/s) respectivamente, el valor del agua en términos de energía es igual a $54.9 \cdot 3.6 / (0.676 + 6.318 + 2.097) = 21.74$ US\$/MWh.

Esta valorización del costo de oportunidad del agua almacenada en los embalses permite que en un horizonte de corto plazo se pueda realizar la comparación económica entre el uso del agua en el presente o en el futuro.

Así mismo, el NCP permite la lectura de la FCF actualizada hasta la etapa más próxima en el futuro. Como fue indicado anteriormente, se considera la FCF actualizada hasta finales del primer mes evaluado con el SDDP en la elaboración del último PMPO vigente. Esto permite encontrar los volúmenes de descarga directamente de la minimización de costos tanto del presente como del futuro.

Para ilustrar lo indicado, se realizó la misma simulación de la operación del sistema para julio de 2013 planteada en el subcapítulo anterior. Pero, utilizando la FCF (actualizada a fines de julio de 2013) obtenida del desarrollo del PMPO de junio de 2013 en el SDDP. Los resultados de las descargas por semana del Lago Junín son como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA N° 3.4 Volúmenes de descarga semanales (Simulación 1)

Semana	Etapas inicial	Etapas final	Volumen inicial (Hm³)	Volumen final (Hm³)	Volumen de Descarga Neto (Hm³)	Caudal de Descarga Neto (m³/s)
Semana 1	1	168	302,88	287,65	15,23	25,18
Semana 2	169	336	287,40	271,79	15,61	25,81
Semana 3	337	504	271,82	259,60	12,22	20,21
Semana 4	505	672	259,63	243,56	16,07	26,57

Y la evolución del volumen del Lago Junín por etapa se puede observar en la siguiente figura:

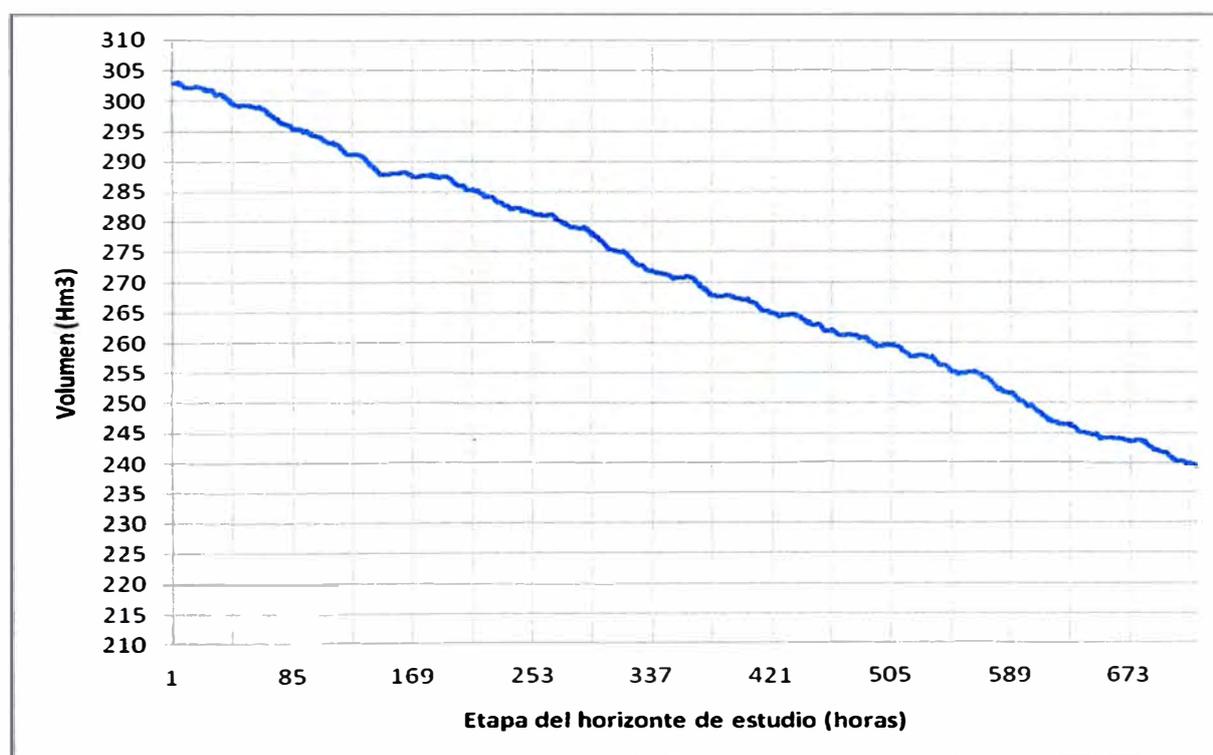


Fig. 3.14 Evolución del volumen del Lago Junín usando la FCF

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS Y DE SUS RESULTADOS

4.1. Análisis del Modelo Junín y de sus adaptaciones

En el capítulo anterior, se explicó inicialmente el Modelo Junín, que fue utilizado por la CTE para la fijación tarifaria; y también por el COES para la operación económica del SEIN con sus adaptaciones: los modelos JUNRED y JUNANU. Así mismo, también se explicó que la metodología que usan para la optimización de la operación está basada en los algoritmos de la programación dinámica y que el modelamiento del SEIN se realiza de una manera muy simplificada. En resumen, se considera el sistema como uninodal, la operación del Lago Junín como único embalse optimizable y las centrales Malpaso, Mantaro y Restitución como las únicas centrales controlables. Además, los resultados encontrados para el Lago Junín se generalizan para todas las centrales hidráulicas de regulación del SEIN.

Al respecto, este modelamiento por sus grandes simplificaciones no brinda información precisa de la operación del sistema: no permite la diferenciación de los costos marginales en diferentes barras del sistema, no considera el efecto de las congestiones de la red de transmisión, la representación de la demanda es deficiente por sólo utilizar 3 bloques por etapa y no brinda información de la operación del resto de embalses estacionales del SEIN. Sin embargo, es una aproximación aceptable que fue utilizada por el COES antes del uso de modelos más detallados del sistema.

La utilidad de estos modelos radica principalmente en el cálculo del valor del agua que se realiza mediante el modelo JUNRED, el cual ha sido utilizado como referencia para tomar criterios para la operación de las centrales pertenecientes a la cuenca del río Mantaro, incluso hasta finales del año 2012.

4.2. Análisis del modelamiento del SEIN en el SDDP y resultados del PMPO

La PMPO realizada con el SDDP cumple satisfactoriamente los requerimientos indicados en el procedimiento técnico PR-37 del COES (Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN) a excepción del requerimiento de la consideración del carácter

aleatorio de la demanda. Con respecto a ello, se ha explicado también que esta consideración no es muy relevante por el bajo error del modelo ARIMA utilizado para el pronóstico de demanda en el mediano plazo y la dificultad de la caracterización de la variabilidad de la demanda con algún modelo matemático. Sin embargo, de ser necesario, puede utilizarse los resultados de la ejecución de varias simulaciones con el SDDP para una serie sintética de escenarios de demanda planteados con algún modelo externo.

Los resultados de las simulaciones operativas del SEIN en los diversos escenarios hidrológicos en las que calcula el SDDP permiten encontrar los valores esperados de todas las variables operativas del SEIN durante todos los doce meses de estudio: evolución de los costos marginales nodales, evolución del volumen de los embalses estacionales, consumo de combustibles, existencia de restricciones de suministros por nodo, reserva fría del sistema, etc. Dicha información es importante no sólo para la optimización de los recursos hídricos con los que cuenta el sistema y para el análisis de la confiabilidad del suministro, sino también es de importancia para las previsiones de compra de combustible a largo plazo y para los contratos de energía que pactan las empresas generadoras con los usuarios libres.

Si nos interesamos en analizar las fuentes de error que causan las desviaciones más significativas entre lo planteado en el PMPO y lo que resulta en la operación real del sistema, es preciso señalar que la elaboración de dicho programa envuelve una serie de hipótesis y simplificaciones en diversas etapas del modelamiento del problema. Además, como fue explicado en el primer capítulo, el sistema eléctrico es afectado por la incertidumbre inherente a muchos de los parámetros de la PMPO, tales como demanda, hidrología, precios y disponibilidad de combustibles y la disponibilidad de los equipos de generación y transmisión. Por tanto, sus resultados contienen hipótesis, simplificaciones e incertidumbres que inevitablemente los alejan de los resultados reales. Por tal motivo, no es apropiado perseguir el cumplimiento estricto de los resultados del PMPO en la operación real del sistema.

Cuando se realiza una planificación centralizada de la operación, como es el caso de la tarea del COES con la operación del SEIN, el enlace entre modelos de mediano plazo se realiza mediante dos resultados importantes. El primero es el volumen previsto a ser descargado de los embalses con capacidad de regulación estacional. El segundo es el Valor del Agua (costo de oportunidad del agua almacenada) determinado por el modelo de mayor jerarquía para cada uno de los embalses considerados.

A pesar de la incertidumbre de los resultados que el SDDP brinda para la operación en tiempo real, éstos son elaborados con la mejor información disponible que se tiene en el momento de su elaboración; y por tanto no se puede descartar su utilidad para formar el enlace entre la PMPO y la PSO, tal como fue explicado en el capítulo anterior.

4.2.1. Análisis de la metodología actual: Uso de volúmenes meta mensuales en el corto plazo.

En el horizonte de corto plazo, se realiza la optimización de la operación del SEIN de manera determinística por contar con parámetros operativos con mayor certeza durante el horizonte de estudio. Así mismo, por jerarquía, se toma en consideración los resultados obtenidos por el PMPO.

Una forma de realizar esto (enlazar la programación de corto plazo con el PMPO) es usar esta metodología que trata del seguimiento del volumen de los embalses estacionales a final de mes. Al respecto, es importante señalar que si bien esta metodología es simple, práctica y nos da una visión de cómo realizar las descargas durante el mes, tiene ciertas deficiencias como las de no cuantificar la necesidad de utilizar un volumen adicional al fijado en el plan de descargas. Además, no brinda flexibilidad para descargar más de lo previsto en el PMPO y tampoco nos da un indicador directo de la necesidad de descarga de un embalse en cierto día. Su principal deficiencia es la rigidez con que se considera la restricción de volumen meta al final del mes. Así mismo, ésta puede resaltarse en casos de condiciones de frontera (días finales del mes) o días con condiciones operativas atípicas. Por ejemplo, digamos que a pocos días de terminar el mes y con poco volumen disponible de descarga de los embalses para cumplir el volumen meta fijado en el plan de descargas, ocurre una falla en el ducto de gas de Camisea y se cuenta con un volumen limitado de suministro de gas natural a las principales centrales térmicas del país. En este escenario, se producirían sobrecostos altos en la operación del sistema que bien podrían ser disminuidos con el incremento del nivel de descarga de los embalses estacionales. Sin embargo, la restricción de volumen meta y la consideración de su metodología es un impedimento para ello. Incluso, si se decidiera violar el volumen meta impuesto en el plan de descargas, no se sabría exactamente cuánto volumen de agua adicional se debería de usar en la operación de corto plazo para no afectar el costo de la operación en el mediano plazo. Es decir, usando esta metodología, no hay forma de generar el balance entre el costo inmediato y el costo futuro de la operación para tomar la decisión operativa correcta. El caso inverso ocurriría en escenarios de menor demanda significativa en el sistema, en escenarios con condiciones

hidrológicas muy favorables, etc.

Para solucionar este problema, se planteó utilizar la función de costo futuro (FCF), que es producto de la optimización realizada por el SDDP. Esta función insertada en el modelo NCP de corto plazo puede darle más flexibilidad a la descarga de los embalses estacionales, ya que matemáticamente podría medir la conveniencia de usar o no un volumen disponible en el presente para abaratar los costos en contraposición de no poder usarlos en el futuro.

4.2.2. Análisis de la metodología propuesta: Uso de la Función de Costo Futuro en el corto plazo.

La metodología que se plantea para solucionar el problema del enlace entre el PMPO y el PSO es la utilización de la FCF actualizada que construye el SDDP en su fase Backward y su derivación en el valor del agua almacenada en los embalses estacionales.

El valor del agua concebido como el costo de oportunidad de la utilización del agua en el futuro permite que pueda realizarse la comparación económica de uso del agua del embalse en el presente en contraposición de no usarlo en el futuro. Para entender más de ello, podríamos señalar lo indicado en el punto 3.4 del capítulo anterior donde se calcula analíticamente el valor del agua del Lago Junín a partir de la FCF actualizada del PMPO de octubre de 2013. La magnitud calculada de la variable dual resulta 21.74 US\$/MWh en términos de energía. En otras palabras, esta magnitud es un indicador para decidir descargar o almacenar agua en el Lago Junín dependiendo de si el costo marginal de las barras dónde están conectadas las centrales Malpaso, Mantaro y Restitución excede o no el valor de 21.74 US\$/MWh. Es de suponer entonces, que si el costo marginal es de 15 US\$/MWh, la decisión óptima es almacenar mayor cantidad de agua en el embalse encareciendo el costo marginal presente hasta que alcance los 21.74 US\$/MWh, ya que ése es el punto de equilibrio que debe tener el costo inmediato y el costo futuro. El caso inverso ocurriría si el costo marginal nodal fuera de 40 US\$/MWh; en este caso se tomaría la decisión de descargar mayor cantidad de agua abaratando el costo marginal presente hasta que disminuya a 21.74 US\$/MWh. Cabe señalar que esto se producirá si las centrales hidroeléctricas en mención tienen la capacidad de generación suficiente para reducir los costos hasta la magnitud de equilibrio. Si éstas carecen de dicha capacidad de generación, entonces la descarga del embalse se fijará en la necesaria para mantener a plena carga estas centrales hidroeléctricas (tratando de disminuir al máximo posible el costo de operación presente).

Además, se observa una diferencia entre las curvas de evolución del volumen del Lago Junín usando las metodologías mencionadas. El volumen final que es resultado de la optimización usando la FCF es mayor en aproximadamente 10Hm³. Al ser prácticamente los mismos casos (con los mismos parámetros y variables operativas), se deduce que los costos marginales para el mes de julio de 2013 del análisis determinístico en el NCP (simulación de 720 etapas horarias) son menores que los calculados para el mismo mes con el análisis estocástico en el SDDP (simulación de 12 meses: de junio 2013 a mayo 2014). Por tanto, la recomendación en el corto plazo es almacenar un poco más de agua que la establecida en el PMPO; ya que en el presente se tienen mejores condiciones operativas y en consecuencia es conveniente ahorrar recurso hídrico para usarlo en el futuro.

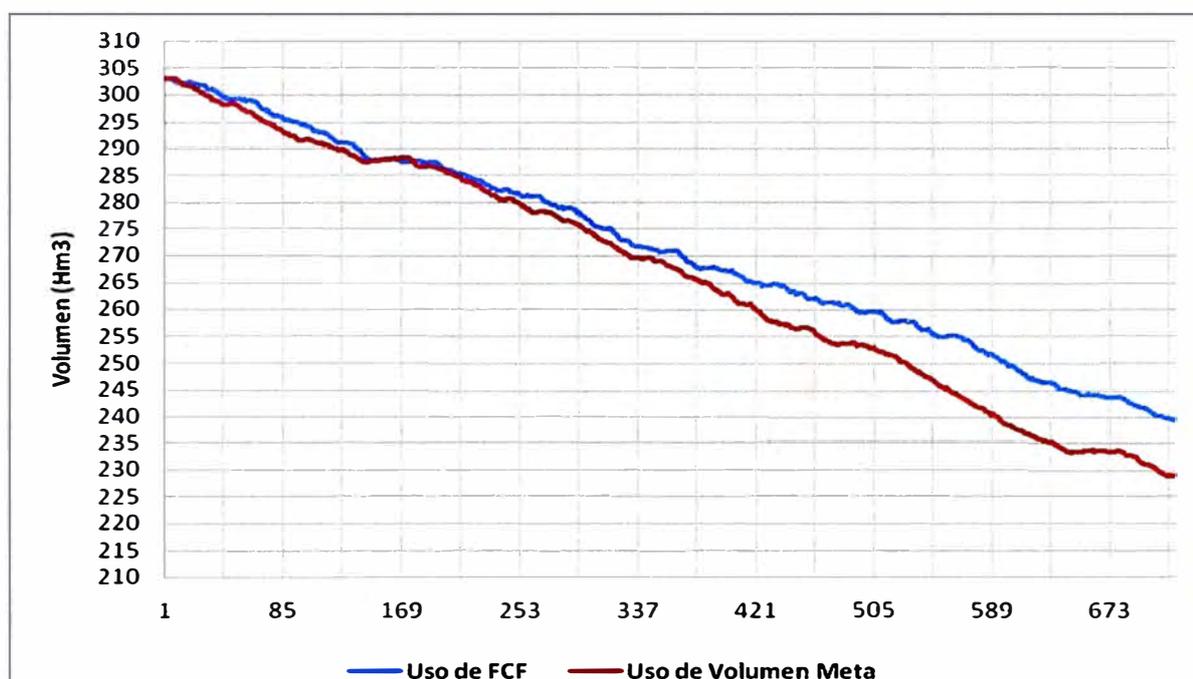


Fig. 4.1 Evolución del volumen del Lago Junín usando ambas metodologías

De los casos analizados, se deduce que la lectura de la FCF de cada embalse del SEIN tiene crucial importancia para dinamizar el análisis de las decisiones operativas con respecto a la coordinación hidrotérmica de manera centralizada del SEIN.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1)** En la actualidad, el uso de las adaptaciones del Modelo Junín para la operación del SEIN resulta inadecuado; ya que no brinda la información operativa necesaria por las simplificaciones relacionadas a las consideraciones modelo.
- 2)** La metodología actual usada por el COES, referida al uso de volúmenes meta previstos en el plan de descargas del PMPO, constituye un criterio más adecuado a la del uso de los modelos JUNANU y JUNRED, debido a que la trayectoria de volúmenes esperados de los embalses es resultado de la optimización operativa estocástica en el horizonte de mediano plazo considerando mayor detalle del sistema y mejor modelamiento de sus restricciones. Sin embargo, la rigidez con que considera el cumplimiento del volumen final resulta ineficiente cuando se presentan condiciones operativas atípicas.
- 3)** Luego de la revisión y el análisis de las metodologías empleadas por el COES para la coordinación hidrotérmica del SEIN, se concluye que la manera más adecuada de relacionar la operación presente con la operación futura del sistema es mediante la FCF, que se obtiene mediante una evaluación operativa en un horizonte mayor. Siendo consecuente con ello, la metodología propuesta está referida a la interrelación de la operación en ambos horizontes de tiempo mediante la utilización de la FCF aproximada por el modelo SDDP, que es útil para la evaluación económica de la operación presente, que se realiza mediante el NCP considerando la afectación en los costos futuros que pueda presentarse en el sistema.
- 4)** La metodología propuesta brinda al operador un sustento matemático de valorización del agua que le permite tomar decisiones económicas adecuadas en el presente teniendo en cuenta el grado de incertidumbre hidrológica que tiene la operación futura.
- 5)** La operación del SEIN está inmerso en la incertidumbre de sus variables operativas y de sus parámetros. Éste es el motivo principal del alejamiento entre el PMPO y la operación real del sistema. En ese sentido y para mejorar los resultados del PMPO, es recomendable la utilización de modelos de pronóstico más precisos y de representación de

las incertidumbres que expliquen de mejor manera (menor dispersión) el comportamiento de las variables aleatorias. Una mejora de estos modelos permitiría que los resultados de la programación de la operación brinden una orientación de la planificación del sistema de una manera más coordinada, más segura y más económica: mejores estimaciones de los costos marginales en el mercado spot, prevención con mayor anticipación de un año seco, mejores estimaciones de compra de combustibles, etc.

6) Si bien la FCF constituye una metodología robusta para el enlace entre programas de mayor jerarquía con otros de menor jerarquía por la consideración de la probabilidad de ocurrencia de los caudales naturales de las cuencas, éste es sensible a la precisión del modelamiento del sistema y a cambios pequeños de los parámetros de entrada del modelo de optimización (SDDP). En ese sentido, para lograr el mejoramiento de este enlace, se debe lograr un afinamiento de la FCF para su inserción en los modelos de optimización de corto plazo. Para ello, la precisión del modelamiento del PMPO debe hacerse en etapas más cortas (semanales); o en todo caso, podría optarse por la ejecución del SDDP de algunas semanas (4 ó 8 semanas) con la FCF actualizada a finales del primer o segundo mes extraído de la optimización mensual que se realiza en el PMPO.

7) Para mejorar la representación de la FCF calculada se debe buscar la manera de obtener una mayor cantidad de cortes o rectas. Ya que, el proceso recursivo Backward que utiliza el SDDP para el cálculo de dicha función subestima a la función real; y por tanto, es una fuente de error importante para el enlace entre la operación presente y la operación futura.

8) Se debe tener en cuenta que para entrelazar adecuadamente los resultados del SDDP (Función de costo futuro actualizada) con la programación de corto plazo de la operación (utilizando la lectura de la FCF que realiza el NCP) evitando las soluciones subóptimas del problema, el modelamiento de la topología de los embalses estacionales y sus cuencas deben ser muy similares entre los modelos del SEIN tanto en el SDDP como en el NCP.

9) El valor del agua derivado de la FCF actualizada también permite que en tiempo real se pueda tener en cuenta el costo de oportunidad del agua; y se pueda tomar decisiones operativas que incluso pueden ser optimizados con un flujo de potencia ópti controlado por algún sistema de control automático para el afinamiento de la minimiz de costos operativos en tiempo real.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg, “Power Generation Operation and Control”, John Wiley and sons - New York, 1996.
- [2] Salomé Gonzáles, “Proyección de la Demanda Eléctrica Vegetativa del SEIN mediante Modelos Econométricos Dinámicos y Análisis Predictivo Estocástico del PBI para Planificación de la Generación y Transmisión”, COES - Lima, 2013.
- [3] COES, “Procedimiento Técnico N° 37: Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN”, Lima - Julio 2012.
- [4] COES, “Procedimiento Técnico N° 1: Programación de la Operación de Corto Plazo - Programación de la Operación Semanal del SINAC”, Lima - Julio 2012.
- [5] COES, “Procedimiento Técnico N° 2: Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional”, Lima - Julio 2012.
- [6] OSINERGMIN, “Sustento de la necesidad del Procedimiento Técnico Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN”, Lima – Agosto 2009.
- [7] Rigoberto Torres, “Modelo de Coordinación Hidrotérmica Multinodal y Multiembalse para Sistemas Eléctricos Longitudinales en el Mediano Plazo”, Universidad de Chile - Santiago de Chile, 2006.
- [8] Mario Pereira, Nora Campodónico y Rafael Kelman, “Application of Stochastic Dual DP and extensions to Hydrothermal Scheduling”, Power Systems Research Inc. - Río de Janeiro, 1999.
- [9] Daniel Cámac, “Programación Dinámica Dual Determinística en el Despacho Hidrotérmico”, Universidad Católica de Chile - Santiago de Chile, 1994.
- [10] Oscar Pacheco y Arturo Olivera, “Modelos para la Operación Económica del Sistema Interconectado Centro-Norte”, ELECTROPERU y COES - Lima, 1994.
- [11] COES, “Parámetros técnicos del equipamiento del SEIN”