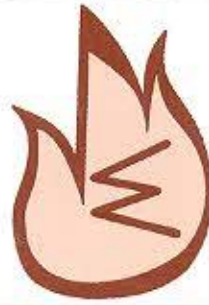


# Revista Energética



# Energy Magazine

**Año 15**  
**número 2**  
**mayo - agosto 1991**

**Year 15**  
**number 2**  
**May - August 1991**



**Tema:** Experiencia en el Planeamiento  
de Sistemas Eléctricos

**Topic:** Experience in Power System  
Planning



# Representación de la Demanda y la Oferta en los Modelos de Planificación Utilizados en el Sector Eléctrico Chileno

*Esteban Skoknić\**

En este informe se plantean los esquemas de planificación utilizados en los estudios de expansión de obras de generación del sector eléctrico chileno. Se describen las características de cada uno de los modelos empleados, poniendo en evidencia las aproximaciones de representación adoptados y el tratamiento de los fenómenos aleatorios.

## 1. INTRODUCCION

En los estudios económicos de selección de inversiones de sistemas eléctricos de potencia, habitualmente se comparan entre sí programas de instalaciones (de generación, transmisión o distribución) desde el punto de vista del costo total actualizado. Este costo incluye el valor presente de las inversiones, de los costos fijos de explotación y de los costos variables de operación. Adicionalmente se incluye el valor presente del costo de las restricciones de abastecimiento o se le exige al programa cumplir con ciertos requisitos de seguridad en el abastecimiento.

El costo de operación debe corresponder al de la gestión óptima de los medios de producción existentes en cada instante. Su

cálculo exige, en general, recurrir a modelos computacionales y puede ser realizado con distinto grado de precisión. En estudios de muy largo plazo, en que se compara un enorme número de alternativas, el costo de operación se calcula un gran número de veces y por lo tanto es frecuente recurrir a fuertes simplificaciones. En tanto, en estudios de mediano plazo se exige mayor detalle en la representación de la operación.

En los modelos de selección de inversiones son incógnitas explícitas, además de la operación, las fechas de instalación de los distintos proyectos ofrecidos como alternativas de expansión y en algunos casos el tamaño mismo de éstos.

En este informe se describe la forma en que se representan la demanda y la oferta de los medios de producción en los distintos modelos utilizados en la planificación de los sistemas eléctricos de potencia en Chile, dejando en evidencia el tratamiento que en ellos se hace de los fenómenos aleatorios.

## 2. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL COSTO DE OPERACION

El costo variable de operación de un sistema eléctrico corresponde a la suma de los costos de generación

de centrales termoeléctricas, pues el costo variable de las unidades hidroeléctricas se puede considerar nulo. Ese costo es función de la forma de operar de las centrales (nivel de potencia, horas de funcionamiento, etc.) y del precio de los combustibles.

En las decisiones con respecto a la forma de operar de las unidades térmicas se busca realizar la gestión al mínimo costo dentro de los límites de calidad y seguridad de servicio aceptables. Estas decisiones están condicionadas por numerosos factores que tienen que ver con el total del sistema eléctrico a nivel generación y transmisión.

El conjunto de factores, aparte de los precios de los combustibles, que inciden en los costos de operación y en la seguridad de abastecimiento, podemos clasificarlos en tres grupos:

- Limitaciones de operación de las instalaciones
- Decisiones de operación
- Fenómenos aleatorios que afectan la producción

La mayoría de las limitaciones de operación son propias de las características de diseño de las instalaciones: potencia máxima en las centrales, niveles de los embalses, límites de transmisión en las líneas,

\* Jefe de la Unidad de Planificación de Obras, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) de Chile

etc. Sin embargo, también existen limitaciones impuestas por razones ajena al sector eléctrico: caudales mínimos por razones de riego o navegación, emisión máxima de gases, niveles límites de los embalses por control de crecidas o razones turísticas.

Hay decisiones de operación que debe tomarse en una perspectiva anual, como son la definición de los programas de mantenimiento y las estrategias de operación de los embalses. En tanto, otras decisiones son tomadas en el corto plazo: partida y detención de unidades, reserva rodante, etc.

Los aspectos aleatorios que inciden en el costo de operación son: la aleatoriedad de la demanda, la disponibilidad hidrológica y la disponibilidad de los equipos.

### 3. LA REPRESENTACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS EN LOS MODELOS DE PLANIFICACION

En la formulación de modelos matemáticos para el estudio de la expansión de sistema eléctricos se distinguen fundamentalmente dos tipos de variables: de instalación (normalmente la potencia instalada de la central, capacidades de sistemas de transmisión) y de operación (potencia y energía generada, potencias transmitidas, etc.). Ambas están sometidas a las limitaciones de recursos disponibles y a respetar las características del proyecto y restricciones de operación respectivamente.

En los estudios de más largo plazo se aceptan representaciones más simplificadas de los distintos elementos o fenómenos que para estudios de corto plazo. Igualmente se acepta una mayor simplificación en la representación de aquellos aspectos que, de acuerdo a la configuración del sistema, tienen menor incidencia en el costo de operación y en la confiabilidad del mismo.

#### 3.1 La Demanda

En la representación de la demanda es conveniente distinguir los siguientes aspectos:

- Nivel de consumo
- Período elemental de análisis
- Forma de la demanda
- Distribución geográfica.

##### a. Nivel de consumo

Nos referiremos con este término al consumo global, que está sujeto a dos tipos de incertidumbre:

- Una incertidumbre con respecto a la evolución futura del consumo. El principal elemento responsable de esta incertidumbre es el crecimiento económico, cuya evolución futura también es una incógnita. Otros factores, también difíciles de prever, que pueden tener una incidencia importante, son la variación de las relaciones de precio entre la electricidad y otros energéticos competitivos y el desarrollo tecnológico.
- Una variación aleatoria del nivel de demanda en el corto plazo en la que son muy importantes los efectos climáticos. Puede ser de una magnitud apreciable en zonas donde la calefacción eléctrica o el aire acondicionado estén muy difundidos.

##### b. Período elemental de análisis

En algunos casos puede ser aceptable trabajar con períodos anuales, pero más frecuentemente se utilizan períodos elementales menores: trimestral o mensual.

##### c. Forma de la demanda

La representación más detallada corresponde a la curva de carga diaria. Sin embargo, para estudios de largo plazo es necesario recurrir a representaciones más sintéticas, como por ejemplo curva de duración de potencias, que puede ser representada en forma continua o por medio de un número reducido de bloques o escalones.

##### d. Distribución geográfica

Los estudios de planificación de obras de generación pueden concentrar la demanda en un número reducido de nudos. En muchos casos uno solo.

#### 3.2 La Producción

En la representación de los factores de producción es importante tanto para las centrales termoeléctricas, centrales hidroeléctricas y sistema de transmisión, la forma de considerar las variables de instalación asociadas con los costos de inversión y aquellos aspectos que tienen incidencia en el costo esperado de operación.

##### a. Centrales termoeléctricas

- Variables de inversión: habitualmente las unidades se representan en forma discreta e individualmente; sin embargo, en modelos de muy largo plazo pueden utilizarse variables continuas o agrupar unidades de características similares.
- Costo variable: el consumo de combustible y, por lo tanto, el costo variable varía con el nivel de producción. Sin embargo, en los estudios de planificación se recurre habitualmente a una representación simplificada tomando un consumo específico constante o separando la unidad térmica en dos bloques. En algunos casos se recurre a una simplificación adicional de agrupar unidades de costo variable similar en una unidad equivalente.
- Disponibilidad: se ve afectada por el período de mantenimiento programado y por la indisponibilidad forzada. El mantenimiento programado puede ser determinado con un programa de optimización o de tipo heurístico o ser establecido a priori.



La manera de tomar en cuenta la indisponibilidad forzada puede ser tan simple como reducir la potencia de las unidades en la tasa de indisponibilidad o la aplicación de métodos elaborados y eficientes como la simulación probabilista, pudiendo también aplicarse el método de Montecarlo.

- Las restricciones de operación a tomar en cuenta, aparte de la potencia máxima de cada unidad, son: el mínimo técnico de operación de la misma, la exigencia de reserva rodante en el sistema, tiempo de puesta en marcha, limitación en la emisión de gases de escape.

#### b. Centrales hidroeléctricas

Entre los aspectos más importantes en la representación de las centrales hidroeléctricas en los modelos matemáticos utilizados en estudios de planificación podemos mencionar:

- Potencia a instalar en proyectos futuros: en los estudios de expansión de la generación, los proyectos hidroeléctricos pueden representarse en forma agrupada por tipos de proyectos de características similares o en forma individual con sus características propias. En este último caso se puede considerar cada proyecto con un diseño predefinido u ofrecer varias alternativas excluyentes para seleccionar en el modelo la más atractiva desde el punto de vista del sistema.
- Aleatoriedad hidrológica: la representación de este fenómeno es de gran complejidad. Además de la variabilidad misma de la generación del conjunto de centrales hidroeléctricas en un período determinado, generalmente el año, deben tomarse en cuenta las correlaciones entre las energías generables de las distintas centrales del sistema y la variación

estacional a lo largo del año.

En general, se adopta para estudios de muy largo plazo un número reducido de condiciones hidrológicas que representen la distribución de probabilidades de energías generables del sistema. Para estudios de mediano plazo y para analizar la operación de embalses, se recurre a un mayor número de condiciones hidrológicas, llegando a usarse en algunos casos la generación de estadísticas sintéticas o modelos de Markov.

En cuanto a la correlación de la energía generable entre centrales y entre meses, las soluciones pueden ser, entre otras, aceptar independencia absoluta, utilizar probabilidades condicionales o adoptar años estadísticos reales para las condiciones hidrológicas típicas.

- Operación de los embalses estacionales e interanuales: la energía generable por las centrales con embalses puede ser definida previamente a través de estudios de simulación o de optimización descentralizados para cada central o conjuntos de centrales conectadas hidráulicamente, que es lo habitual en estudios de largo plazo. Alternativamente, puede formar parte del modelo la determinación de la operación de los embalses, lo cual es más habitual en modelos de mediano plazo si los volúmenes de regulación y la participación hidroeléctrica son apreciables.

#### c. Sistemas de transmisión

En los estudios de planificación de obras de generación interesa tomar en cuenta, por una parte, las inversiones de los sistemas de transmisión asociadas a los programas de obras de generación y, por otra parte, los efectos que las limitaciones de transmisión tienen sobre el costo de operación.

---

*En los modelos de selección de inversiones son incógnitas explícitas, además de la operación, las fechas de instalación de los distintos proyectos ofrecidos como alternativas de expansión y en algunos casos el tamaño mismo de éstos*

---

Sin embargo, dada la complejidad del problema conjunto generación-transmisión, es habitual desarrollar modelos uninodales o concentrar la demanda y producción en un número reducido de nudos y representar sólo las transmisiones por los sistemas troncales.

#### 4. EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE

##### 4.1 Características

El Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) se extiende a lo largo de 2.000 km desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. En esta área se concentra el 93% de la población y se produce el 84% de la energía eléctrica del país. En 1986, la producción de energía eléctrica en el SIC fue de 12.500 GWh, 90% de la cual corresponde a servicio público.

Características fundamentales del sector eléctrico de servicio público en el SIC son:

- Alto porcentaje de generación hidroeléctrica (95% de la energía generada y 74% de la potencia instalada en 1986).
- Existencia de recursos hidroeléctricos económicamente atractivos que indican que la participación de generación hidroeléctrica seguirá siendo elevada.
- Existencia de un embalse de gran capacidad, en relación al consumo total, que permite realizar una regulación interanual.

Con respecto a la importancia relativa de los fenómenos aleatorios a que está sometida la producción de energía eléctrica en el SIC, se puede señalar:

- La variación estacional de las demandas a lo largo del año es marcada. Sin embargo, el efecto aleatorio de corto plazo es pequeño y del mismo orden de

magnitud en todos los meses del año. La demanda máxima de los días de trabajo tiene una desviación estándar algo menor que un 2%.

El efecto temperatura significa una variación aproximada, en los meses de invierno, de 0,7% de la energía en día de trabajo por cada 1°C en temperatura máxima.

- La potencia instalada en centrales térmicas en servicio público en el SIC es un 26% del total (15 unidades). La desviación estándar de la potencia térmica disponible es 8% en horas de punta y 12% para tasas de indisponibilidad media.
- La potencia instalada en centrales hidroeléctricas es el 74% (59 unidades). Considerando la reducción de potencia en horas de punta tanto por indisponibilidad forzada como por nivel de los embalses, la desviación estándar es 2% de la potencia hidráulica media.

La unidad mayor en el sistema es un 11% de la demanda máxima. La reserva de potencia instalada es de 45% actualmente y llegará a 30% en 1989.

- En cuanto a la aleatoriedad hidrológica, para la serie de energías generables anuales (tomando los aportes naturales del lago Laja, es decir, sin efectuar una regulación interanual) la desviación estándar es de 23% actualmente y puede llegar a 20% en el futuro.

Un año seco con probabilidad de excedencia 95% tiene una energía anual igual a 0,64 veces la energía promedio, en tanto un año húmedo la probabilidad de excedencia 10% tiene 1,35 veces la energía promedio (ajuste lognormal a la serie de energías generables).

Dada la alta proporción de generación hidroeléctrica en el SIC, el efecto aleatorio de la generación

hidroeléctrica es, sin duda, el de mayor importancia.

##### 4.2 Consecuencias en la Modelación

Las características indicadas han motivado que los modelos que se utilizan intenten representar en la mejor forma posible las características de las centrales hidroeléctricas. Así por ejemplo, medir el efecto de la aleatoriedad hidrológica en los costos y en la seguridad del abastecimiento representando la operación de varias condiciones hidrológicas. En cambio, la indisponibilidad de las unidades térmicas es tratada reduciendo la potencia disponible o bien limitando la energía generable en el período.

Con respecto a la demanda, ésta se representa en forma determinista en todos los modelos y se realiza un análisis de escenarios, analizando los programas de obras de generación y transmisión para varias hipótesis de crecimiento de la demanda que corresponden a otras tantas alternativas de crecimiento de la economía nacional.

La alta proporción de energía hidroeléctrica, una fracción importante de la cual proviene de centrales con capacidad de regulación, conduce a que éstas operen en punta y las centrales térmicas trabajen, en general, en base. Este hecho permite adoptar, sin riesgo de cometer un error grave, una representación muy simplificada de la forma de la demanda en los modelos de largo y mediano plazo.

##### 4.3 Esquema de Planificación en el SIC

Las características ya mencionadas han llevado a adoptar un esquema de planificación constituido por varios modelos matemáticos:

- Modelo MGI (Modelo Global de Selección de Inversiones): Es un

modelo de largo plazo, planteado en términos de programación lineal, mixta o entera. Toma en cuenta todas las alternativas de instalación de centrales representando en forma simplificada la operación. Entrega un programa de instalaciones para períodos plurianuales, el cual sirve de base para definir un número reducido de programas alternativos que se estudiarán con más detalle. Las facilidades de análisis paramétricos que ofrece la programación lineal permite analizar la estabilidad de las alternativas incluidas en el programa óptimo ante variaciones de demanda y costos de inversión y de combustibles. Otro resultado de gran utilidad es el análisis de competitividad y el orden de prioridad de los proyectos hidroeléctricos, información necesaria para asignar recursos a los estudios de desarrollo de dichos proyectos.

**Modelo GOL (Gestión Óptima del Laja):** Es un modelo de operación del SIC. Para un programa de obras de generación determinado, calcula el costo actualizado de operación y falla haciendo una gestión óptima del embalse interanual del lago Laja y las centrales térmicas. Resuelve el problema mediante programación dinámica estocástica. Agregando al costo de operación y falla los costos de inversión de centrales y sistemas de transmisión, se comparan programas alternativos de expansión para determinar el programa óptimo de centrales generadoras.

Además de determinar la operación y sus costos, este programa calcula los costos marginales esperados de energía, los cuales sirven de base para la determinación de tarifas y también son utilizados en los estudios de diseño de obras de generación y transmisión. Por otra parte, los

costos marginales en función del nivel del lago Laja definen la operación de las centrales térmicas y la utilización del lago Laja.

- Modelo SIMULOP (Simulación de la Operación): Simula la operación del SIC para un año, y condiciones hidrológicas definidas. La operación de las centrales térmicas y del lago Laja se determina a partir de los costos marginales de energía del sistema calculados por el modelo GOL. Este modelo se usa principalmente para conocer la forma de operar de las centrales y los requerimientos de transmisión.

#### 4.4 El Modelo MGI

En el modelo MGI se desea definir un programa de mínimo costo que resulte de una comparación de las diferentes alternativas de expansión de la generación. Se ha puesto énfasis en la comparación entre alternativas, especialmente entre las centrales hidroeléctricas, dentro de las limitaciones que impone la programación lineal y el horizonte de análisis.

##### a. Demanda

- Horizonte: 20 a 30 años
- Períodos plurianuales. En cada uno se calcula el abastecimiento de la demanda del último año del período.
- Forma de la demanda: representada por la demanda máxima anual y la energía de 2 ó 4 períodos en ese año.
- Distribución geográfica: varios nudos
- Demanda determinista

##### b. Centrales termoeléctricas

- Variables de potencia a instalar son incógnitas del problema.
- Se representa un tamaño de unidad en cada período.
- Se agrupan, para efectos de ope-

ración, centrales de costo similar.

- Para tomar en cuenta la indisponibilidad forzada y mantenimiento, se fija un factor de planta trimestral máximo.

##### c. Centrales hidroeléctricas

- Se representa individualmente cada una de las centrales hidroeléctricas conocidas, cada una de las cuales puede incluir varios tamaños posibles.
- Se consideran hasta tres condiciones hidrológicas para cada una de las cuales es un dato la energía generable de las centrales hidroeléctricas.
- Una de estas condiciones debe corresponder al año seco para el cual se diseñe el sistema por razones de seguridad.

##### d. Función objetivo

- Mínimo costo de inversión, costo fijo y costo variable de operación esperado.
- El costo variable de operación esperado corresponde al costo térmico para cada condición hidrológica ponderado por la probabilidad de ocurrencia de la misma.

#### 4.5 El Modelo GOL

En el modelo GOL se quiere representar con detalle la operación del embalse del lago Laja y la aleatoriedad hidrológica y su influencia en el costo de operación del sistema para un plan de instalaciones definido previamente. Por este motivo, la representación es la siguiente:

##### a. Demanda

- Horizonte hasta 20 años
- Períodos: trimestrales
- Representación de la demanda: demanda máxima y energía en cada trimestre
- Uninodal (se ha preparado una versión con dos nudos que se

utiliza para algunos estudios de ampliación del sistema troncal de transmisiones).

- Demanda determinista

#### **b. Centrales térmicas**

- Se representan en forma individual.
- Se impone un factor de carga máximo trimestral que tome en cuenta la indisponibilidad forzada y el mantenimiento programado.

#### **c. Centrales hidroeléctricas**

- La aleatoriedad hidrológica se representa tomando los 40 años de una muestra correspondiente a la estadística de 1940 a 1980.
- La energía generable trimestralmente por cada central hidroeléctrica (excepto las centrales derivadas del lago Laja), para la estadística de caudales indicada, es un dato de entrada al modelo. Esta energía generable se determina para las centrales de embalse mediante otro modelo de programación dinámica que maximiza la energía generada o el valor de esta energía ponderada por precios.

#### **d. Criterio de operación**

- Se determina la operación del sistema que hace mínimo el valor presente del costo esperado de generación térmica y falla.
- La operación del sistema y todas las variables asociadas a ésta se determina mediante programación dinámica estocástica que avanza del futuro hacia el presente. La variable de control es la generación trimestral de las centrales del Laja y la variable de estado es el nivel del embalse.
- Se calcula la operación óptima a lo largo del año hidrológico para cada una de las 40 condiciones hidrológicas, suponiendo que ella se da en forma simultánea en todos los trimestres (hay dependencia absoluta entre trimes-

tres para una condición hidrológica). En otras palabras, dentro del año se hace una operación determinista para cada condición hidrológica.

- Al pasar de un año hidrológico de demanda futura a otro se acepta que existe independencia absoluta de la hidrológica. Por lo tanto, para cada nivel del embalse se calcula, a comienzos del año hidrológico, el valor esperado del costo térmico futuro para las 40 condiciones hidrológicas.
- Los valores esperados de las variables de operación (generación de las centrales, costo térmico, costo de falla, etc.) se determinan aceptando que cada una de las 40 condiciones hidrológicas es equiprobable.

### **4.6 El Modelo SIMULOP**

En este modelo se simula la operación del SIC con una representación bastante detallada de la demanda y centrales, llegando a determinar la potencia generada por cada central en cada uno de los bloques de la curva de duración mensual.

#### **a. Demanda**

- Período anual, dividido en 12 meses
- Curva de duración mensual en escalones o bloques
- Concentrada en dos nudos
- Determinista

#### **b. Centrales térmicas**

- Representación individual de cada unidad
- La potencia se reduce en la tasa de indisponibilidad forzada.
- Se define un programa de mantenimiento a priori para las unidades térmicas.
- Las unidades se representan en dos bloques, uno de los cuales debe generar en base, cuando la unidad opera. Se determina la

operación de mínimo costo considerando esta restricción de mínimo térmico.

#### **c. Centrales hidroeléctricas**

- Se representa individualmente cada central.
- En cada central se separa la energía que puede entregar en punta y aquella que debe generar de pasada, según el volumen de regulación y el caudal afluente.
- Las centrales operan para aprovechar al máximo su potencia y energía (recorte de la curva de duración mensual).
- Se definen hasta cinco condiciones hidrológicas. Para cada una de ellas se realiza, independientemente, la operación a lo largo del año.
- La condición hidrológica se define de modo que corresponda a un año estadístico real o al promedio de algunos de ellos con el objeto de determinar fácilmente la energía generable mensual de cada central que corresponde a la condición hidrológica del sistema.
- La operación de las centrales de embalse estacional debe determinarse previamente.

#### **d. Transmisión**

- La transmisión de potencia entre los dos nudos en que se concentra la demanda se limita a un máximo posible.
- Las pérdidas de transmisión son calculadas por una expresión cuadrática de la potencia transmitida.

#### **e. Criterio de operación**

El modelo GOL entrega una tabla de costos marginales de energía del SIC para cada trimestre en función de la cota del lago Laja. Este valor se asigna como costo de generación de las centrales del Laja, con lo cual queda definido el orden económico de carga: centrales hidráulicas afeitando la curva de

---

*Se han presentado modelos utilizados en los estudios de expansión de la generación del sector eléctrico chileno, destacando la representación de la oferta y la demanda*

---

duración, centrales térmicas de menor costo variable que el costo marginal, centrales del lago Laja, centrales térmicas más caras.

## 5. SISTEMAS ELECTRICOS DE LAS ZONAS NORTE Y SUR DEL PAIS

Los sistemas eléctricos de los extremos Norte y Sur de Chile tienen la característica común de estar formados principalmente por unidades térmicas. Cuando existen centrales hidroeléctricas, éstas son pequeñas con respecto al total del sistema (Central Chapiquiña en Tarapacá) o tiene una alta seguridad hidrológica (central Aisén).

- En septiembre de 1987, quedará constituido en el extremo norte del país el Sistema Interconectado del Norte Grande que unirá los sistemas Tarapacá, Antofagasta y Cobrechiqui. La potencia instalada en servicio público será de 546 MW, un 98% de los cuales corresponde a unidades térmicas.
- En el extremo Sur, el abastecimiento es independiente para cada ciudad en la zona de Magallanes en base a motores y turbinas a gas, en tanto existe un pequeño sistema hidrotérmico en Aisén.

### 5.1 La Planificación en los Sistemas del Norte y del Sur

El fenómeno aleatorio más importante en estos sistemas es la indisponibilidad de las unidades, que

queda bien representada en los modelos empleados. Para los estudios de planificación de la expansión se ha utilizado el modelo WASP, en tanto que para análisis de operación y cálculo de costos marginales se ha diseñado el modelo COSTE.

### 5.2 El Modelo WASP III

El modelo WASP (Wien Automatic System Package) es distribuido por el Organismo Internacional de Energía Atómica. Se trata de un programa diseñado para estudiar la expansión de sistemas eléctricos de potencia que utiliza la programación dinámica para determinar el programa de instalaciones de generación de mínimo costo. Este modelo, cuyas características se resumen a continuación, es usado en varios países miembros de la CIER.

#### a. Demanda

- Horizonte: hasta 30 años
- Período: año dividido en hasta 12 subperíodos
- Curva duración continua en cada subperíodo
- Demanda determinista

#### b. Centrales térmicas

- Representación individual de las unidades
- Se dividen en dos bloques: base y punta con consumos de combustibles distintos.
- Determina un programa de mantenimiento por un método heurístico.

- Utiliza el método de simulación probabilista para tomar en cuenta la indisponibilidad de las unidades.
- Modifica el orden económico de carga para cumplir con una reserva rodante.

#### c. Centrales hidroeléctricas

- Se consideran hasta cinco condiciones hidrológicas para calcular el costo esperado de operación.
- La energía generable de cada central se separa en una parte regulable que se puede generar en punta y otra que se genera en base.
- Para efectos de realizar la operación, todas las centrales hidroeléctricas se agrupan en dos centrales equivalentes.
- Las alternativas futuras corresponden a proyectos individuales, pero agrupados en dos listas, cada una con un cierto orden de prioridad predeterminado.

#### d. Función objetivo

- El criterio económico es el mínimo costo actualizado de inversión, operación y falla.

### 5.3 El Modelo COSTE

Ha sido desarrollado por la ENDESA para estudiar la operación de sistemas con unidades térmicas y centrales hidroeléctricas de pasada. Calcula, además de la generación de cada unidad, los costos marginales de energía del sistema por bloque de demanda, que son utilizados para la determinación de la tarifas.



**a. Demanda**

- Horizonte anual
- Período: un período anual o doce períodos mensuales
- Curva de duración de la demanda en bloques
- Demanda determinista
- Uno o dos nudos

**b. Centrales térmicas**

- Representación individual de cada unidad
- Mantenimiento debe ser predefinido.
- Indisponibilidad forzada realizando una enumeración completa de caso o el método de Montecarlo

**c. Centrales hidroeléctricas**

- Representan solamente unidades de pasada
- Una condición hidrológica

**d. Sistema de transmisión**

- Considera transmisión entre dos nudos, limitada a un valor máximo.
- Calcula pérdidas de transmisión en función de la potencia transmitida.

**6. CONCLUSIONES**

Se han presentado modelos utilizados en los estudios de expansión de la generación del sector eléctrico chileno, destacando la representación de la oferta y la demanda.

En el caso del SIC se ha recurrido a modelos en los que se representa con mayor detalle la aleatoriedad hidrológica, en tanto para los sistemas térmicos se utilizan modelos que ponen énfasis en la representación de la indisponibilidad forzada de las unidades.

Por otra parte el SIC, sin ser un sistema de gran tamaño, plantea

un problema de selección de inversiones de obras de generación y transmisión lo suficientemente complejo como para justificar separar el análisis del problema en etapas: largo plazo y mediano plazo.

Se pone énfasis en cada una de estas etapas, en distintos aspectos: en el largo plazo interesa la comparación simultánea de todas las alternativas con una representación muy simplificada de la operación y con posibilidades de realizar un gran número de análisis de sensibilidad. En el estudio de mediano plazo se debe precisar la competitividad de las mejores alternativas indicadas en la etapa anterior, representando con más detalle la operación, en particular la gestión del embalse interanual del lago Laja, que tiene una influencia decisiva en la determinación de la fecha de puesta en servicio de las obras.

# Representation of Demand and Supply in the Planning Models Used in the Chilean Electric Power Sector

Esteban Skoknic\*

This report presents the planning schemes used in expansion project generation studies of the Chilean electric power sector. It describes the characteristics of each of the models used, illustrating the representation estimates that have been adopted and the treatment given to random phenomena.

## 1. INTRODUCTION

In economic studies on the selection of investments for electric power systems, a comparison is usually made between installation programs (generation, transmission, or distribution), in terms of total updated cost. This cost includes the present value of investments, fixed exploitation costs, and variable operating costs. In addition, the present value of the cost of supply constraints is added or the program is obliged to meet certain supply security requirements.

The operating cost should correspond to the optimal management of the existing production means at all times. This calculation in general requires having to resort to computer models and can be carried out with different degrees of precision. In very long-term studies, where an enormous number of alternatives are compared, the operating costs are calculated many times and

one therefore has to frequently resort to substantial simplifications. Meanwhile, in medium-term studies, more detail is required in representing the operation.

In investment selection models, in addition to the operation, the installation dates of the different projects offered as expansion alternatives—and in some cases even their size—are explicitly considered as unknown factors.

This report describes the way in which the demand and supply of the production means of the different models used in electric power system planning are represented in Chile, pointing out the treatment given to random phenomena.

## 2. FACTORS THAT AFFECT OPERATING COSTS

The variable operating cost of an electric power system corresponds to the sum of generation costs of thermoelectric plants, since the variable cost of the hydropower units can be considered to be null. This cost depends on the way in which the plants are operated (load level, operating hours, etc.) and on the price of fuel.

In decisions regarding the way in which the thermal units are operated, an attempt is made to find

the minimum cost within acceptable quality and service delivery reliability limits. These decisions are conditioned by numerous factors that have to do with the overall electric power system, at the generation and transmission levels.

The set of factors, in addition to fuel prices, that affect operating costs and supply reliability can be classified into three groups:

- Operating constraints of the installations.
- Decisions regarding operation.
- Random phenomena that affect production.

Most of the operating constraints stem from the characteristics of the installations' design: maximum load of the plants, reservoir levels, transmission limits on the lines, etc. However, there are also constraints beyond the control of the electric power sector: minimum flows due to irrigation or navigation, maximum emission of gases, limits on reservoir levels due to flood control or tourism.

Certain operating decisions need to be made annually, such as the definition of maintenance schedules and operation strategies for the reservoirs. On the other hand, other decisions are made for the short term: start-up and holdup of the units, spinning reserves, etc.

\* Head of the Works Planning Unit, National Electricity Utility (ENDESA) of Chile

Random aspects that affect operating costs are: the randomness of demand, hydrologic availability, and availability of equipment.

### 3. REPRESENTATION OF ELECTRIC POWER SYSTEMS IN PLANNING MODELS

When mathematical models are formulated to study the expansion of electric power systems, two types of variables are normally recognized: installation variables (usually the station's installed capacity, capacity of transmission systems) and operation variables (capacity and generated power, transmitted load, etc.). Both are subject to the constraints of available resources and have to fit within the project's characteristics and the operating constraints, respectively.

In the longer-term studies, more simplified representations of the different elements or phenomena are accepted than in the case of short-term studies. Likewise, greater simplification is accepted in the representation of those aspects that, depending on the system configuration, least affect the system's operating costs and reliability.

#### 3.1 Demand

It is advisable to make a distinction between the following aspects in representing demand:

- Consumption level
- Basic period of analysis
- Form of demand
- Geographical distribution

##### a) Consumption level

By this term we are referring to overall consumption, which is subject to two types of uncertainties:

- Uncertainty regarding the future evolution of consumption. The main element responsible for this uncertainty is economic growth, whose future evolution is also

unknown. Other factors, which are also difficult to predict and could exert a significant impact, are the variation of the price ratios between electricity and other competitive energy resources and technological development.

- A random variation of the level of demand over the short term, where climatic effects are very important. The magnitude of this could be considerable in areas where electric power heating or air conditioning are widely used.

##### b) Basic period of analysis

In some cases, it is acceptable to work with annual periods, though shorter basic periods are used more frequently: quarterly or monthly.

##### c) Form of demand

The more detailed representation corresponds to the daily load curve. However, in long-term studies it is necessary to recur to more synthetic representations, such as the load duration curve, for example, which can be represented in a continuous form or through a reduced number of blocks or stairs.

##### d) Geographical distribution

Planning studies for generation projects can concentrate demand in a reduced number of nodes. In many cases it is only one.

#### 3.2 Production

In the representation of production factors, for thermoelectric plants, hydropower stations, and the transmission system, the way in which the installation variables are associated with investment costs is important, as well as their incidence on the expected operating costs.

##### a) Thermoelectric plants

- Investment variables: The units usually are represented in a discrete and individual form.

However, in very long-term models continuous variables can be used or units with similar characteristics can be grouped together.

- Variable cost: Fuel consumption, and therefore the variable cost, varies according to the production level. However, in planning studies one often resorts to a simplified representation, using a specific constant consumption or separating the thermal unit in two blocks. In some cases an additional simplification is used in grouping together variable cost units that are similar to an equivalent unit.

- Availability: which is affected by the scheduled maintenance period and by forced unavailability.

Scheduled maintenance can be established with an optimization or heuristic type program or can be pre-established.

The way to take into account forced unavailability can be as simple as reducing the capacity of the units in the unavailability rates or applying complex and efficient methods, such as probabilistic simulation. The Montecarlo method can also be applied.

- The following operating constraints should be taken into account, in addition to the maximum load of each unit: minimum technical operation, the demand for a spinning reserve in the system, start-up time, constraints on the emission of exhaust gases.

##### b) Hydropower stations

Among the most important aspects in the mathematical models used in planning studies for the representation of hydropower stations we can mention:

- Capacity to be installed in future projects: In generation expansion studies, hydropower projects can be represented as grouped by types of projects with similar characteristics or individually, each

with its own characteristics. In the latter case, each project can be considered with a pre-defined design or provide several exclusive alternatives in order to select the most attractive model from the system's point of view.

**Hydrological randomness:** The representation of this phenomenon is very complex. In addition to the variability itself of the generation of the set of hydropower stations within an established period of time, generally one year, the correlations between the power that can be generated by the different plants within the system and the seasonal variations throughout the year also have to be taken into account.

In general, in very long-term studies, a reduced number of hydrological conditions that account for the range of probabilities of power that the system can generate is adopted. In medium-term studies and in studies where reservoir operation is analyzed, a larger number of hydrological conditions is used. In some cases, the generation of synthetic statistics or Markov models are used.

Regarding the correlation of energy that can be generated between plants and different months, the solutions could be, among other, to accept absolute independence, to use conditioned probabilities, or to adopt real statistical years for typical hydrological conditions.

**Operation of seasonal and interannual reservoirs:** The power that can be generated by the plants can be previously defined through decentralized simulation or optimization studies, for each plant or set of plants that are hydraulically connected, which is customary in long-term studies. As an alternative, the determination of reservoir operation can form part of the model, which is more usual in medium-term models if the regu-

lation and hydropower share volumes are considerable.

#### c) **Transmission systems**

In generation project planning studies one should take into account, on the one hand, investments of the transmission systems associated with generation programs and, on the other hand, the effects of transmission constraints on operating costs.

However, in view of the complexity of the overall generation-transmission problem, it is usual to develop one-node models or to concentrate demand and production in a reduced number of nodes and only represent the transmissions of the main systems.

### 4. **THE CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM IN CHILE**

#### 4.1 **Characteristics**

The Central Interconnected System of Chile (SIC) extends 2,000 km from Taltal, in the north, to Isla Grande de Chiloé, in the south. 93% of the population is concentrated in this area and 84% of the country's electric power is produced here. In 1986, electric power production in the SIC amounted to 12,500 GWh, 90% of which came from public utilities.

The main characteristics of the public electric power utilities sector in the SIC are:

- A high percentage of hydropower generation (95% of generated power and 74% of installed capacity in 1986).
- The existence of economically attractive hydropower resources that indicate that the share of hydropower generation will continue to be high.
- The existence of a large capacity reservoir, in relation to overall

---

*This report describes the way in which the demand and supply of the production means of the different models used in electric power system planning are represented in Chile, pointing out the treatment given to random phenomena*

---



consumption, that allows interannual regulation.

As for the relative importance of random phenomena to which electric power production in the SIC is subject, the following can be indicated:

- The seasonal variation of demand throughout the year is very marked. However, the short-term random effect is negligible and of the same magnitude for all the months of the year. The maximum demand on working days shows a standard deviation of somewhat less than 2%.

The impact of temperatures results in an approximate variation, during the winter months, of 0.7% of the energy on a working day for each 1°C of additional temperature.

- The installed capacity of public thermal plants in the SIC amounts of a total of 26% (15 units). The standard deviation of available thermal capacity is 8% during peak hours and 12% for average unavailability rates.
- The installed capacity of hydropower stations is 74% (59 units). Bearing in mind load reduction during peak hours, due to forced unavailability and reservoir levels, the standard deviation is 2% of the average hydro capacity.

The system's largest unit accounts for 11% of maximum demand. The reserve of installed capacity is currently 45% and will amount to 30% in 1989.

- With regard to hydrological randomness, for the series of annual energy that can be generated (based on the natural inflows of Lake Laja, that is, without any interannual regulation), the standard deviation is currently 23% and could amount to 20% in the future.

In a dry year with a probable surplus of 95%, annual energy is

equal to 0.64 times the average energy, whereas during a wet year the 10% probability of surplus is 1.35 times the average energy (lognormal adjustment of the energy series that could be generated).

In view of the high proportion of hydropower generation in the SIC, the random effect of hydropower generation is, no doubt, the most important.

#### 4.2 Consequences in Modelling

The characteristics indicated above have encouraged those models that are used to endeavor to represent as best as possible the characteristics of hydropower stations. Thus, for example, the effect of hydrological randomness upon costs and supply reliability is measured by representing the operation of several hydrological conditions. In contrast, the unavailability of thermal units is handled by reducing the available capacity or by limiting the power that can be generated during that period.

As for demand, it is represented deterministically in all the models, and an analysis of the different scenarios is carried out, where the generation and transmission construction programs are analyzed based on different demand growth hypotheses that pertain to other growth alternatives of the national economy.

The high proportion of hydropower—an important share of which comes from stations with a regulatory capacity—leads to the operation of hydropower stations for meeting peak demand while the thermal plants generally handle base demand. This allows for the adoption of a very simplified representation of the demand form in the long-term and medium-term models, without running the risk of committing any serious mistake.

#### 4.3 Planning Schemes in the SIC

The characteristics mentioned above have led to the adoption of a planning scheme consisting of several mathematical models:

- MGI Model (Global Investment Selection Model): This is a long-term model, planned in terms of linear, mixed, or integer programming. It takes into account all installation alternatives for plants, representing the operation in a simplified form. It contains an installation program for multianual periods, which serves as the basis to define a reduced number of alternative programs that will be studied in more detail. The facility for parametric analysis that the linear programming offers allows one to analyze the stability of the alternatives included in the optimal program when faced with variations in demand and in investment and fuel costs. Another very useful result is the competitiveness analysis and the order of priority of the hydropower projects, which are needed to allocate resources for the development studies of these projects.

- GOL Model (Laja Optimal Management): This is a SIC operation model. For a given generation construction program, it calculates the updated operating and outage cost by performing an optimal management of the interannual reservoir of Lake Laja and of the thermal plants. It resolves the problem through stochastic dynamic programming. By adding the investments costs for plants and transmission systems to the operating and outage cost, alternative expansion programs are compared in order to determine the optimal program for the generation plants.

In addition to establishing the operation and its costs, this program calculates the expected

marginal costs of energy, which serve as a basis for establishing tariffs and are also used in the design studies for generation and transmission projects. On the other hand, the marginal costs in terms of the level of Lake Laja define the operation of the thermal plants and the use of Lake Laja.

- SIMULOP Model (Operation Simulation): This model simulates the SIC operation during one year, as well as defined hydrological conditions. The operation of the thermal plants and of Lake Laja are determined starting with the marginal energy costs of the system, which are calculated by the GOL model. This model is mainly used to learn about how the plants operate and their transmission requirements.

#### 4.4 MGI Model

In the MGI model, what is attempted is to define a minimum cost program as a result of the comparison between different generation expansion alternatives. Emphasis is being laid on comparing alternatives, especially between hydropower stations, within the limitations imposed by the linear program and the scope of the analysis.

##### a) Demand

- Horizon: 20 to 30 years.
- Multiannual periods. In each, the supply of the demand for the period's last year is calculated.
- Form of demand: represented by the maximum annual demand and the power of 2 or 4 periods during that year.
- Geographical distribution: several nodes.
- Deterministic demand.

##### b) Thermoelectric plants

- Variables of the capacity to be installed are unknown factors of the problem.

- One unit size is represented for each period.
- For operation purposes, plants with similar costs are grouped together.
- In order to take into account forced unavailability and maintenance, a maximum quarterly plant factor is set.

##### c) Hydropower stations

- Each of the known hydropower stations is represented individually, each of which can include several possible sizes.
- Up to three hydrological conditions are considered. For each of them, the power that can be generated by the hydropower stations is considered as input data.
- One of these conditions should correspond to the dry year for which the system is designed, for security reasons.

##### d) Objective function

- Minimum investment costs, fixed cost and variable cost of the expected operation.
- The expected variable operating cost corresponds to the thermal cost of each hydrological condition, weighted by its probability of occurrence.

#### 4.5 GOL Model

In the GOL model, an attempt is made to represent in detail the reservoir operation of lake Laja, as well as the hydrological randomness and its influence on the operating cost of the system, for a previously defined installation plan. Therefore, the representation is as follows:

##### a) Demand

- Horizon up to 20 years.
- Quarterly periods.
- Representation of demand: maximum demand and power for each quarter.

- One node (a version has been prepared with two nodes, which is used for some studies for the expansion of the main transmission system).
- Deterministic demand.

##### b) Thermoelectric plants

- They are represented individually.
- A maximum quarterly load factor is used, which takes into account forced unavailability and scheduled maintenance.

##### c) Hydropower stations

- The hydrological randomness is represented taking the 40 years of a sample that corresponds to the 1940 to 1980 statistic.
- The power that can be generated each quarter by each hydropower station (except those stations derived from Lake Laja)—for the indicated flow statistic—is an input data for the model. This power is established for the reservoir plants through another dynamic programming model that maximizes generated power or the value of this energy, weighted by prices.

##### d) Operation criteria

- The operation of the system that minimizes the current value of the expected cost of thermal generation and outage is established.
- The operation of the system and all variables associated to it are established through stochastic dynamic programming that advances from the future toward the present. The control variable is the quarterly generation of the Laja stations and the state variable is the reservoir level.
- The optimal operation is calculated throughout the hydrological year for each of the 40 hydrological conditions, assuming that it occurs simultaneously during all the quarters (there is an absolute dependence between quarters for

a hydrological condition). In other words, within the year a deterministic operation is carried out for each hydrological condition.

- Shifting from one hydrological year of future demand to another, absolute independence of the hydrology is assumed. Therefore, at the beginning of the hydrological year, the expected value of future thermal costs for the 40 hydrological conditions is calculated for each reservoir level.
- The expected values of the operation variables (generation of the plants, thermal cost, outage cost, etc.) are established by assuming that each of the 40 hydrological conditions has the same probability of occurring.

#### 4.6 SIMULOP Model

In this model, SIC operation is simulated, with a detailed representation of the demand and of the plants, and the power generated by each plant for each of the blocks of the monthly duration curve is established.

##### a) Demand

- Annual period, divided in 12 months.
- Monthly duration curve in stairs or blocks.
- Concentrated in two nodes.
- Deterministic.

##### b) Thermoelectric plants

- Individual representation of each unit.
- The capacity is reduced in the forced unavailability rate.
- A pre-established maintenance program is established for the thermal units.
- The units are represented in two blocks, one of which must generate at the base, when the unit is in operation. Minimum cost operation is established bearing

in mind this minimum thermal constraint.

##### c) Hydropower stations

- Each station is represented individually.
- In each station, power that can be delivered at peak and the one than has to be generated run-of-the-river are separated, according to the regulation volume and the inflow volume.
- The stations operate to take advantage of their maximum capacity and power (shaving of the monthly duration curve).
- Up to five hydrological conditions are defined. For each one of them, operation throughout the year is carried out independently.
- The hydrological condition is defined in such a way that it corresponds to a real statistical year or to the average of several years, with the purpose of easily establishing the monthly power that can be generated in each station, which corresponds to the system's hydrological condition.
- The operation of seasonal reservoir stations should be established previously.

##### d) Transmission

- Power transmission between both nodes in which the demand is concentrated is limited to a possible maximum.
- Transmission losses are calculated by means of a quadratic equation of transmitted load.

##### e) Operation criteria

The GOL model provides a table of marginal power costs of the SIC for each quarter in terms of the level of Lake Laja. This value is designated as the generation cost of the Laja stations, thus defining the economic load order: hydropower stations shaving the duration curve, thermal plants with a lower variable

cost than the marginal cost, Lake Laja stations, more expensive thermal plants.

## 5. ELECTRIC POWER SYSTEMS IN THE NORTHERN AND SOUTHERN ZONES OF THE COUNTRY

The electric power systems in the northern and southern parts of Chile have the common characteristic of consisting mainly of thermal units. Where hydropower stations exist, they are small in comparison to the overall system (Chapiquiña station, in Tarapacá) or have high hydrological reliability (Aisén station).

- In September 1987, the Norte Grande Interconnected System will be established at the country's northern boundary, which will join the Tarapacá, Antofagasta, and Cobrechiqui systems. Installed capacity in public utilities will amount to 546 MW, 98% of which corresponds to thermal units.
- At the southern tip, supplies are independent for each city in the Magallanes area, based on gas motors and turbines, whereas a small hydrothermal system exists in Aisén.

### 5.1 Planning in the Northern and Southern Systems

The most important random phenomenon in these systems is the unavailability of the units, which is well represented in the models used. The WASP model has been used for expansion planning studies, whereas the COSTE model has been designed for the operation analysis and for the calculation of marginal costs.

### 5.2 WASP III Model

The WASP model (Wien Automatic System Package) is distributed by the International Atomic

a hydrological condition). In other words, within the year a deterministic operation is carried out for each hydrological condition.

- Shifting from one hydrological year of future demand to another, absolute independence of the hydrology is assumed. Therefore, at the beginning of the hydrological year, the expected value of future thermal costs for the 40 hydrological conditions is calculated for each reservoir level.
- The expected values of the operation variables (generation of the plants, thermal cost, outage cost, etc.) are established by assuming that each of the 40 hydrological conditions has the same probability of occurring.

#### 4.6 SIMULOP Model

In this model, SIC operation is simulated, with a detailed representation of the demand and of the plants, and the power generated by each plant for each of the blocks of the monthly duration curve is established.

##### a) Demand

- Annual period, divided in 12 months.
- Monthly duration curve in stairs or blocks.
- Concentrated in two nodes.
- Deterministic.

##### b) Thermoelectric plants

- Individual representation of each unit.
- The capacity is reduced in the forced unavailability rate.
- A pre-established maintenance program is established for the thermal units.
- The units are represented in two blocks, one of which must generate at the base, when the unit is in operation. Minimum cost operation is established bearing

in mind this minimum thermal constraint.

##### c) Hydropower stations

- Each station is represented individually.
- In each station, power that can be delivered at peak and the one than has to be generated run-of-the-river are separated, according to the regulation volume and the inflow volume.
- The stations operate to take advantage of their maximum capacity and power (shaving of the monthly duration curve).
- Up to five hydrological conditions are defined. For each one of them, operation throughout the year is carried out independently.
- The hydrological condition is defined in such a way that it corresponds to a real statistical year or to the average of several years, with the purpose of easily establishing the monthly power that can be generated in each station, which corresponds to the system's hydrological condition.
- The operation of seasonal reservoir stations should be established previously.

##### d) Transmission

- Power transmission between both nodes in which the demand is concentrated is limited to a possible maximum.
- Transmission losses are calculated by means of a quadratic equation of transmitted load.

##### e) Operation criteria

The GOL model provides a table of marginal power costs of the SIC for each quarter in terms of the level of Lake Laja. This value is designated as the generation cost of the Laja stations, thus defining the economic load order: hydropower stations shaving the duration curve, thermal plants with a lower variable

cost than the marginal cost, Lake Laja stations, more expensive thermal plants.

## 5. ELECTRIC POWER SYSTEMS IN THE NORTHERN AND SOUTHERN ZONES OF THE COUNTRY

The electric power systems in the northern and southern parts of Chile have the common characteristic of consisting mainly of thermal units. Where hydropower stations exist, they are small in comparison to the overall system (Chapiquiña station, in Tarapacá) or have high hydrological reliability (Aisén station).

- In September 1987, the Norte Grande Interconnected System will be established at the country's northern boundary, which will join the Tarapacá, Antofagasta, and Cobrechiqui systems. Installed capacity in public utilities will amount to 546 MW, 98% of which corresponds to thermal units.
- At the southern tip, supplies are independent for each city in the Magallanes area, based on gas motors and turbines, whereas a small hydrothermal system exists in Aisén.

### 5.1 Planning in the Northern and Southern Systems

The most important random phenomenon in these systems is the unavailability of the units, which is well represented in the models used. The WASP model has been used for expansion planning studies, whereas the COSTE model has been designed for the operation analysis and for the calculation of marginal costs.

### 5.2 WASP III Model

The WASP model (Wien Automatic System Package) is distributed by the International Atomic



---

*We have presented here the models that are used in generation expansion studies in the Chilean electric power sector, with emphasis on the representation of demand and supply*

---

Energy Agency. It is a program designed to study the expansion of electric power systems that uses dynamic programming to establish the minimum cost generation installation program. This model, whose characteristics are summarized below, is used in several CIER member countries.

**a) Demand**

- Horizon: up to 30 years
- Period: one year, divided in up to 12 subperiods.
- Continuous duration curve in each subperiod.
- Deterministic demand.

**b) Thermoelectric plants**

- Individual representation of the units.
- They are divided in two blocks: base and peak, with different consumptions of fuel.
- It establishes a maintenance program through a heuristic method.
- It uses a probabilistic simulation method to take into account the nonavailability of the units.
- It modifies the economic load order to satisfy a spinning reserve.

**c) Hydropower stations**

- Up to five hydrological conditions are considered in order to calculate the expected operating cost.

- The power that can be generated at each station is separated into a part that can be regulated at peak and into another that is generated at the base.

- For the purposes of carrying out the operation, all hydropower stations are grouped together in two equivalent stations.

- Future alternatives correspond to individual projects, though grouped together in two lists, each one with a certain pre-established order of priority.

**d) Objective function**

- The economic criterion is the updated minimum cost of investment, operation, and outage.

**5.3 COSTE Model**

This model has been developed by ENDESA to study the operation of different systems with thermal units and hydropower stations. In addition to the generation of each unit, it also calculates the marginal power costs of the system per block of demand, which are used to establish the tariffs.

**a) Demand**

- Annual horizon.
- Period: an annual period or twelve monthly periods.

- Demand duration curve in blocks.

- Deterministic demand.
- One or two nodes.

**b) Thermoelectric plants**

- Individual representation of each unit.
- Maintenance must be established previously.
- Forced unavailability through a complete case enumeration or with the Montecarlo method.

**c) Hydropower stations**

- Represent only run-of-the-river units.
- One hydrological condition.

**d) Transmission system**

- Considers the transmission between two nodes limited to a maximum value.
- Calculates transmission losses according to the transmitted load.

**6. CONCLUSIONS**

We have presented here the models that are used in generation expansion studies in the Chilean electric power sector, with emphasis on the representation of demand and supply.

In the case of the SIC, models have been used in which the

---

hydrological randomness is represented more in detail, whereas models that emphasize the representation of forced unavailability of the units are used for thermal systems.

On the other hand, the SIC, though it is not a large system, poses a problem in terms of the selection of investments for generation and transmission projects

which is complicated enough to justify a division of the analysis into stages: long-term and medium-term.

Emphasis is laid on different aspects of each of these stages: for the long term, the interest is in simultaneously comparing all alternatives, through a very simplified representation of the operation and with the possibility of carrying out

a large number of sensitivity analyses. In the medium-term study, the competitiveness of the best alternatives indicated in the previous stage have to be defined, and the operation has to be represented more in detail, particularly in terms of the interannual reservoir management of Lake Laja, which plays a decisive role in determining the start-up date for the projects.