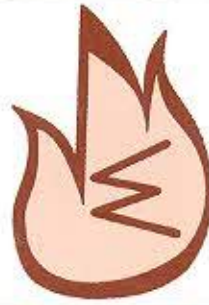


Revista Energética



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



Los Problemas de Gestión y de Selección de Inversiones en los Sistemas Hidroeléctricos

Philippe Dierstein*

1. PROBLEMATICA GENERAL

La empresa pública generadora de electricidad debe, por su carácter de servicio nacional, contribuir al logro de las condiciones óptimas para la comunidad. Este objetivo se traduce en la realización de un conjunto de tres tareas que son:

- satisfacer la demanda eléctrica;
- reducir al mínimo los costos de producción;
- vender al costo marginal.

Satisfacer la demanda es una tarea menos simple de lo que parece. Debido a la existencia de incertidumbres propias de la potencia solicitada, de la disponibilidad de unidades de producción y de la hidráulicidad en los diferentes embalses, no es posible satisfacer la demanda en todos los casos, a menos de que se acepte dotarse de un exceso de capacidad en los medios de producción. El exceso de las unidades de producción sería muy costoso en capital, y su interés reducido, ya que los grupos suplementarios funcionarían sólo en circunstancias excepcionales. Una política semejante resulta contraria al interés colectivo.

La empresa pública de electricidad debe, por lo tanto, determinar un tamaño de sus equipos

de producción que le permita ofrecer a los clientes una calidad de servicio "razonable", es decir, satisfacer la demanda con una probabilidad de falla que sea aceptable para la colectividad, pero que no implique a la empresa cargas de capital excesivas.

Para hacer frente a la demanda a corto plazo, la empresa de electricidad dispone de medios de producción térmicos o hidráulicos, que constituyen la oferta. El problema consiste en buscar la mejor gestión posible de esos equipos para que satisfaga el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, respetando las exigencias de calidad de servicio mínimas mencionadas anteriormente. Si las unidades de producción ya están funcionando, las condiciones óptimas se alcanzan mediante la reducción a un mínimo de la esperanza matemática de los costos de gestión, lo que constituye el criterio económico.

En numerosos casos, y en particular en América Latina, es complejo determinar la gestión óptima, debido a la predominio de los recursos hidroeléctricos en el sistema y a la gran dispersión de los aportes de agua a los diferentes embalses. Se trata de repartir de manera óptima, a lo largo del año, la utilización de los aportes hidráulicos a fin de recurrir los menos posible a la energía

térmica, cuyo costo por concepto de combustible resulta elevado.

A mediano y largo plazo habrá que hacer frente al crecimiento de la demanda y poner en funcionamiento medios de producción adicionales, para estar, en todo momento, en condiciones de garantizar la calidad mínima del servicio que se ha estimado necesaria para la economía nacional. Se pueden prever diversos equipos de características muy diferentes, tanto desde el punto de vista del costo de capital como del costo de explotación.

El criterio económico que se debe reducir a un mínimo es, en ese caso, la esperanza matemática de los costos de inversión, de las cargas fijas de explotación y de los costos de gestión. Dada la vida útil de los equipos, la optimización debe efectuarse para un período largo y surge el problema de los gastos efectuados en fechas diferentes y que no representan el mismo valor económico. El coeficiente de equivalencia que permite comparar sumas no gastadas al mismo tiempo es el de la tasa de actualización, determinado por medio de modelos macroeconómicos globales.

El objetivo de la empresa pública de electricidad no es realizar un beneficio sino garantizar las condiciones óptimas para la comu-

* Ingeniero economista, Electricité de France

nidad. La fijación de las tarifas debe adaptarse a ese objetivo, a la par que debe permitir la obtención de los recursos financieros necesarios para el desarrollo de los nuevos equipos y para los gastos de explotación. La teoría económica demuestra que la empresa pública debe vender su producción al costo marginal, que es el costo del último KWh producido.

Las tarifas que se basan en los costos marginales constituyen una señal que orienta las decisiones de consumo, puesto que cada usuario paga, en función de lo que cuesta a la comunidad, la satisfacción de su propia demanda. Se puede así hablar de la verdad de los precios y de la neutralidad tarifaria.

Nótese que la búsqueda de la gestión óptima del sistema de producción está en el eje de ese proceso de optimización de la oferta y de la demanda de electricidad que acabamos de describir. En efecto, es sólo después de haber modelizado la gestión de manera satisfactoria, que se pueden evaluar, en el marco de un estudio de planificación, los equipos sucesivos que habrán de ponerse en funcionamiento para satisfacer, a lo largo de los años, el crecimiento de la demanda. Es también el modelo de gestión el que permite calcular los costos marginales horarios de producción y contribuye a definir la estructura tarifaria más apropiada en pos del interés colectivo.

2. EL SOFTWARE LOGOS

2.1 Origen y Función del Software LOGOS

A partir del análisis precedente, Electricité de France ha desarrollado, durante la realización de sus estudios internacionales, modelos de gestión global de equipos, de selección de inversiones y de fijación de tarifas, en particular para el caso de los sistemas hidroeléctricos.

Así surge la idea de acumular la experiencia adquirida integrando el conjunto de los modelos en un sistema de ayuda a la decisión (sistema LOGOS), que permite resolver los problemas en las mejores condiciones de costo y de plazo.

La función de LOGOS es triple:

- Adquirir los datos básicos suministrados por el sistema estudiado y transformarlos en datos modelo utilizables por los programas de informática.
- Ejecutar los programas correspondientes al estudio solicitado.
- Generar los resultados bajo las formas que sean las más útiles para el responsable de la toma de decisiones (cuadros, estadísticas, gráficos, etc.).

LOGOS se caracteriza por:

- Un entorno informático que conduce a la normalización de las entradas/salidas.
- Una modularización de los programas de gestión que permite, a medida que Electricité de France enriquece su experiencia, la constitución de un catálogo de instrumentos de gran versatilidad.

2.2 El Procesamiento de los Datos

LOGOS dispone de un primer conjunto de modelos destinado a adquirir los datos básicos del sistema eléctrico y a procesarlos de manera que se pueda elaborar la información que es necesaria para los modelos de gestión y de inversión. Distinguiremos tres tipos de datos, en relación con la demanda eléctrica, el parque de producción térmica y el parque de producción hidráulica.

2.2.1 La demanda eléctrica

Para la toma de decisiones en materia de gestión y, más aún, en materia de planificación eléctrica a mediano o largo plazo, es necesaria la

previsión de la demanda futura, en lo que se refiere a energía y potencia. En esta previsión deben reflejarse, en particular, las incertidumbres debidas al medio socioeconómico y energético nacional y a la naturaleza de los usos de electricidad.

Para la previsión de la demanda de energía se utiliza un modelo analítico, por sector y por uso de electricidad. Este modelo genera situaciones de demanda, en función de situaciones del entorno que reflejan las características socioeconómicas y energéticas posibles del país en los años venideros y que pretenden controlar la realidad futura.

Se asocia una curva de carga tipo a cada uno de los sectores de la economía, cuya energía se ha evaluado previamente. Entonces, un modelo sectorial calcula las curvas de carga anuales de cada sector, en forma de 8.760 potencias horarias y, por agregación, la curva de carga del conjunto del sistema. A continuación, se divide el año en intervalos de tiempo que pueden ser el día, la semana o el mes. Las horas de cada intervalo se clasifican por potencias decrecientes y agregadas en períodos horarios. Un período horario es un conjunto de horas cuyas potencias son comparables. El usuario puede elegir el tipo de intervalo de tiempo y el número de períodos horarios por intervalo. Este método conduce a representar la demanda de cada año en forma de curvas de duración de carga diarias, semanales o mensuales.

2.2.2 El parque térmico

El parque térmico se describe en forma de escalones agregados, constituidos cada uno por unidades térmicas, con características y un costo de combustible comparables.

Cada unidad se describe por sus características técnico-económicas, es decir su dimensión unitaria, su programa anual de mantenimiento, su coeficiente de indisponibilidad aleatoria, su costo de inversión, sus

cargas fijas de explotación y su costo proporcional de combustible.

A cada KWh no suministrado a la clientela, debido a una insuficiencia de la producción, se le atribuye un costo llamado de falla que crece en función de la importancia de la falla y está integrado al criterio económico.

2.2.3. El parque hidráulico

El parque hidráulico se describe por cuencas hidrográficas. Se supone que cada cuenca consiste en un embalse principal y un embalse río abajo, con capacidad de almacenamiento más pequeña.

Los embalses se caracterizan por su volumen útil, la potencia que pueden suministrar en función de su nivel de llenado, su evaporación y las series históricas de aportes que han recibido.

Existen modelos de identificación de los procesos hidrológicos que permiten representar los aportes en forma de cadenas de Markov o de procesos autorregresivos. Esas representaciones se utilizan para tener mejor en cuenta las correlaciones temporales de los aportes en la optimización de la gestión o para generar series estadísticas de aportes que presenten características comparables a las series históricas.

2.3 Los Modelos de Gestión y de Planificación

LOGOS puede actualmente tratar dos tipos de problemas: la gestión óptima de un sistema hidrotérmico y la simulación de la elección de las inversiones.

2.3.1 Gestión óptima de un sistema hidrotérmico

La gestión óptima de un sistema hidrotérmico consiste en calcular, en cada instante, los volúmenes turbinados de los embalses, que reduzcan al mínimo la esperanza matemática (con respecto a las

incertidumbres) de los costos globales de gestión y de falla.

Se trata de satisfacer, por arbitrajes adecuados, la demanda a través de medios de producción térmicos o hidráulicos, equilibrando lo mejor posible los niveles de los embalses a lo largo del año, teniendo en cuenta los riesgos de falla y rebalse, así como la evaporación y el rendimiento de los embalses.

El problema se divide en dos partes: la optimización y la simulación con base en series históricas.

La optimización calcula el valor del agua de cada embalse, mediante programación dinámica estocástica. El valor del agua es la esperanza de las economías, de gestión y de falla que puede aportar un metro cúbico de agua suplementario almacenado en el lago. Comparando los valores del agua de cada embalse con los costos proporcionales de combustible, se puede determinar el orden de entrada en operación de los equipos en cada instante, con lo que se alcanza el óptimo deseado.

El modelo puede tratar desde una hasta cuatro cuencas hidrográficas; ese límite lo impone la duración del tiempo de cálculo. Más allá, es necesario recurrir a técnicas de agregación de los embalses entre sí, de aplicación más compleja.

La simulación basada en series históricas consiste en simular la gestión global del sistema con respecto a un gran número de factores aleatorios o variables que se van cumpliendo, mediante el cálculo de la ley de probabilidad de los principales indicadores de gestión (energías producidas, fallas, costos de combustible, costos marginales de producción, etc.).

La política de gestión del simulador con base en series históricas resulta de la optimización precedente o es determinada a priori por el usuario mediante la ayuda, por ejemplo, de trayectorias predeter-

*LOGOS puede
actualmente tratar
dos tipos de
problemas: la
gestión óptima de
un sistema
hidrotérmico y la
simulación de la
elección de las
inversiones*

minadas o de métodos más complejos y perfeccionados.

El modelo de simulación tiene una duración de cálculo menor que el modelo de optimización y puede tratar, anual o plurianualmente, un número relativamente importante de cuencas.

2.3.2 Simulación de selección de las inversiones

Los modelos precedentes, que funcionan con el criterio plurianual, se pueden utilizar para la búsqueda de un plan de desarrollo óptimo de los medios de producción de electricidad. La solución de ese problema comienza con un análisis previo de la evolución a mediano y largo plazo del consumo eléctrico, que ya ha sido tratado en el apartado relativo a la previsión de la demanda, y con un inventario de los equipos de producción posibles, tanto térmicos como hidroeléctricos, acompañado de sus características técnico-económicas.

Este análisis permite establecer una primera clasificación de las obras e instalaciones hidráulicas que habrán de ponerse en funcionamiento por interés económico decreciente y de las obras e instalaciones térmicas, en función de su duración de utilización.

La comparación de la oferta con el crecimiento de la demanda permite elaborar, en función de la clasificación precedente, un cierto número de estrategias de desarrollo que satisfacen una calidad de servicio mínima considerada compatible con el interés nacional. Las diferentes estrategias pueden basarse, por ejemplo, en el desarrollo exclusivo de los recursos hidráulicos o en un desarrollo mixto hidrotérmico.

Un modelo de LOGOS, denominado simulador de inversión, permite al usuario definir las

estrategias de desarrollo en forma de fechas de puesta en servicio. El simulador de inversión genera automáticamente el conjunto de los datos necesarios para el uso de los modelos de gestión definidos anteriormente y calcula los indicadores económicos que corresponden a cada situación.

A partir de los resultados del modelo, es posible mejorar cada estrategia modificando, por ejemplo, el nivel o la estructura del parque térmico o desfasando en uno o varios años la puesta en servicio de un equipo hidroeléctrico.

La situación de inversión óptima se define como aquella que reduce al mínimo el criterio económico global: la esperanza matemática (con respecto a las incertidumbres) de la suma de los costos de inversión, de las cargas fijas de explotación, de los costos de gestión y de falla.

El conjunto de los resultados suministrados por los modelos de gestión permiten, asimismo, disponer de otros criterios para la toma de decisiones. Podría preferirse así desarrollar escalones térmicos, cuyos costos proporcionales de combustible están menos sujetos a variación que otros o proporcionan al país una mayor independencia energética. Un plan de desarrollo hidrotérmico podrá también presentar una confiabilidad de suministro de electricidad netamente superior a un plan exclusivamente hidráulico, en el caso de que sean importantes las incertidumbres de la hidráulidad.

En resumen, puede decirse que el simulador de inversión permite una extensión, rápida y de empleo simple, de los modelos de gestión óptima del sistema eléctrico al problema de la selección de las inversiones de producción.

3. EJEMPLO DE APLICACION DE LOGOS A LA GESTION ANUAL DE UN SISTEMA HIDROELECTRICO

El ejemplo que presentamos no pretende reproducir la gestión de un sistema eléctrico dado, sino que simplemente desea presentar los resultados que es posible obtener con la ayuda de los modelos de LOGOS, en el caso de un país latinoamericano.

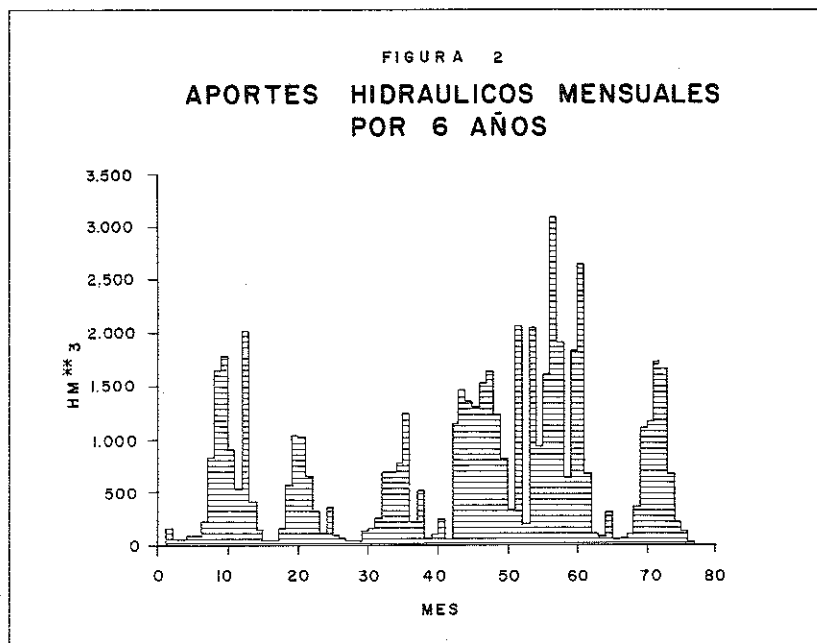
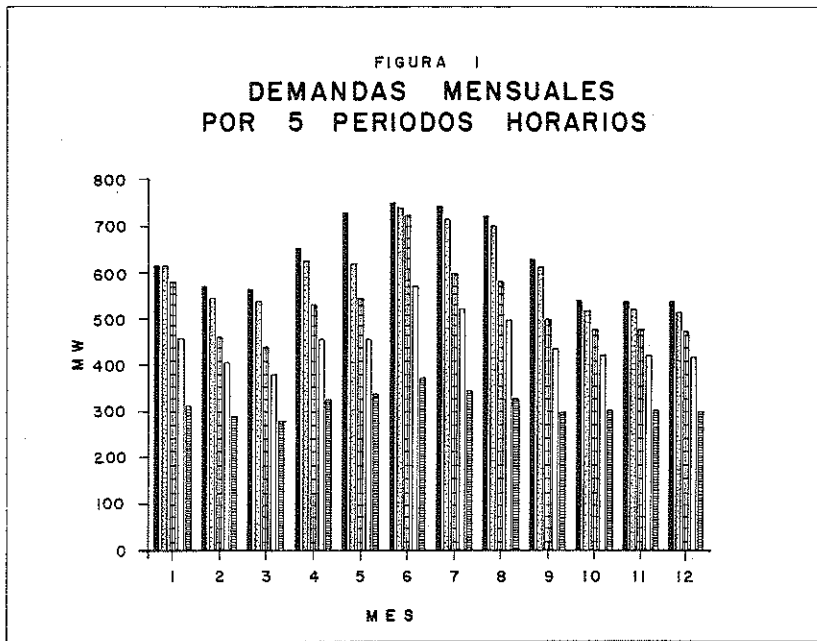
3.1 Modelización del Sistema

Nos proponemos describir el proceso de optimización de la gestión anual de un sistema con una importante componente hidráulica, mediante programación dinámica estocástica, con simulación basada en series históricas.

El parque de producción está constituido por dos centrales hidroeléctricas principales, instaladas en dos cuencas de características diferentes.

La primera central (central A), está ubicada sobre un río de gran caudal, pero alimentada por un embalse con una capacidad de almacenamiento limitada, del orden de una semana. La potencia instalada es de 150 MW y la capacidad de producción anual promedio, de 1.000 GWh. Esta central puede efectuar transferencias de energía sólo en el lapso de la semana y la optimización de su gestión es relativamente simple, puesto que consiste en concentrar la producción hidráulica en las horas más cargadas de la semana.

La segunda central (central B) está alimentada por un embalse de gran capacidad de almacenamiento y puede realizar transferencias de energía de una estación a otra, para satisfacer los picos anuales de demanda y ayudar a superar los períodos en que los imprevistos de la hidráulidad son desfavorables. Es el volumen de agua almacenado en el



embalse de esta central que se optimizará a lo largo del año. La potencia instalada es de 600 MW y la capacidad de producción anual promedio de 1.900 GWh.

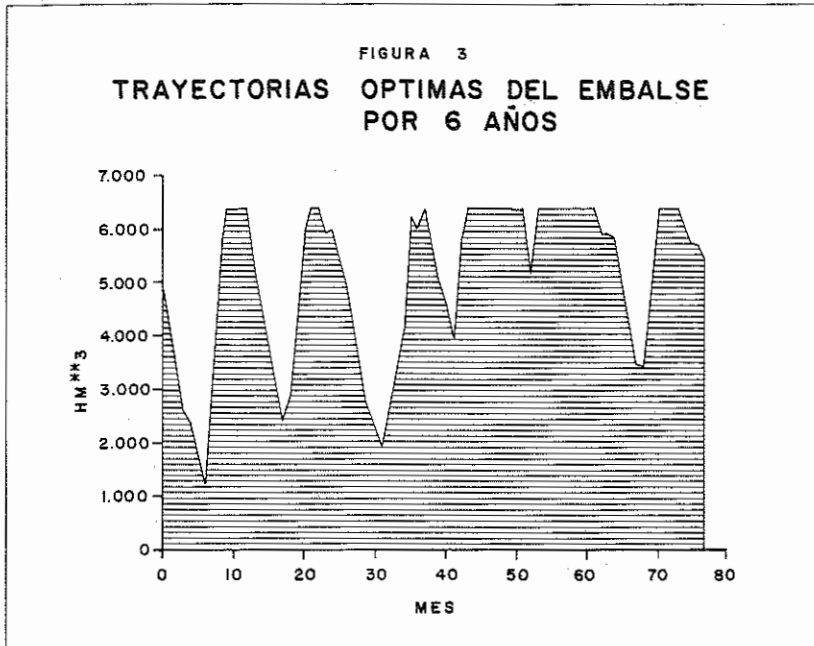
El resto de los equipos está constituido por centrales de vapor, que funcionan con fuel oil, cuya potencia total es de 300 MW, y por turbinas de gas, de una potencia total

de 60 MW.

La demanda de energía del año considerado es de 4.000 GWh; la potencia de punta es de 750 MW. Los modelos de demanda de LOGOS permiten obtener una representación del consumo en forma de 12 curvas de duración de carga mensuales en cinco períodos horarios. (Ver la figura 1)

Como nuestro ejemplo no

tiene sino un valor didáctico, hemos de sustraer la energía producida por la central A, concentrándola en las horas más cargadas de cada mes, y de razonar sobre la demanda residual y los aportes recibidos por el embalse que alimenta la central B. La figura 2 presenta seis series históricas de aportes al embalse de la central B y permite medir la dispersión.



El resultado de la optimización dinámica y de la simulación basada en las seis series históricas de aportes representadas en la figura 3 permite obtener las trayectorias óptimas del embalse.

Se advierte a primera vista que las trayectorias son muy dispersas en función de los imprevistos de la hidraulicidad y que una gestión que intentara seguir una trayectoria media se alejaría demasiado de los valores óptimos. Durante el verano, cuando los aportes y los riesgos de rebalse son escasos, el embalse se llenará lo más posible, y alcanzará la mayor potencia. Como la demanda máxima se produce en invierno, el embalse se vaciará hasta la mitad del año, antes de reconstituir su reserva. El nivel mínimo alcanzado anualmente es muy variable y está condicionado por la importancia de los aportes hidráulicos.

A título de comparación, hemos simulado los resultados de la

gestión en forma de energía producida por cada tipo de equipo, en el caso de una gestión óptima y en el caso de una gestión basada en la trayectoria promedio. Los resultados, en esperanza, son los siguientes:

	Gestión óptima	Gestión con base en trayectoria promedio
Central A	1000 GWh	1000 GWh
Central B	1908 GWh	1774 GWh
Térmica	1090 GWh	1220 GWh
Falla	2 GWh	6 GWh
Demanda total	4000 GWh	4000 GWh

Se comprueba que la gestión óptima permite una importante economía de combustible, del orden del 12%, y de falla con respecto a una gestión basada en la trayectoria

promedio. Un ejemplo así muestra la necesidad de que se tengan debidamente en cuenta los problemas complejos relacionados con los imprevistos hidrológicos, cuando se trata de la gestión de un sistema eléctrico del cual una parte importante de la producción proviene de centrales hidráulicas.

4. CONCLUSIONES

Los modelos matemáticos que forman al software LOGOS constituyen un conjunto de instrumentos de ayuda a las decisiones, sumamente útil para la empresa pública generadora de electricidad.

LOGOS ha sido desarrollado particularmente para servir de base de análisis para el estudio de los sistemas eléctricos, una parte importante de cuya producción se realiza mediante obras e instalaciones hidráulicas. Por ese motivo, puede enriquecerse periódicamente con programas destinados a dar respuesta a nuevos problemas.

En su estado actual, LOGOS ya permite efectuar una serie de tareas en las cuales la empresa de electricidad puede basarse para tomar decisiones de carácter económico, como:

- la previsión de la demanda eléctrica;
- la gestión de los medios de producción;
- la selección de las inversiones;
- el cálculo de los costos marginales de producción, con miras a la elaboración de la estructura tarifaria.

LOGOS ya ha sido utilizado en repetidas ocasiones por Electricité de France para sus estudios internacionales.

Management and Investment Selection Problems in Hydropower Systems

Philippe Dierstein*

1. GENERAL ISSUES

The electric public utilities, due to their nature as national service companies, contribute to achieving optimal conditions for the community. This objective is attained by fulfilling a set of three tasks, which are:

- to meet the demand for electricity;
- to reduce production costs to a minimum;
- to sell at marginal costs.

Meeting demand is not as simple a task as it may appear. Due to uncertainties in requested capacity, in the availability of production units, and in the hydraulic capacity of the different reservoirs, it is not possible to meet demand in all cases, unless production installations are overbuilt. This excess of production units would be very costly in terms of capital and would be of little interest, since the additional groups would operate only in exceptional cases. This kind of policy turns out to be contrary to the common welfare.

The public electric utilities should therefore establish the volume of equipment needed to be able to offer their clients "reasonable" quality service; that is, to meet

demand with a probability of outage that is acceptable for the community but does not involve an excessive capital burden for the utilities.

In order to deal with demand on a short-term basis, the electric utilities rely on thermal or hydro production facilities, which constitute the supply. The problem lies in finding the best kind of management possible for the equipment in order to achieve a balance between electricity demand and supply, while fulfilling the above-mentioned minimum quality service requirements. If the production units are functioning, optimal conditions will be achieved by reducing the mathematical expectations of management costs to a minimum. This constitutes the economic criterion.

In many cases, and particularly in Latin America, determining optimal management is somewhat complicated, due to the predominance of hydropower resources in the system and to the dispersion of the water inflows to the different reservoirs. Throughout the year, an attempt is made to optimally distribute the use of hydro inflows in order to resort as little as possible to thermal power, the cost of which, in terms of fuel, is very high.

For the medium and long terms, the increased demand will

have to be dealt with and additional production facilities put into operation, in order to ensure at all times the minimum quality service that is estimated necessary for the national economy. Different equipment with very diverse characteristics can be forecast, in terms of both capital costs and production costs.

The economic criterion that should be reduced to a minimum is, in this case, the mathematical expectation of investment costs, fixed exploitation costs, and management costs. In view of the equipment's useful life, optimization should be conducted for a long period; therefore, the problem arises that payments made on different dates do not account for the same economic value. The equivalence coefficient that permits comparison between amounts that have not been disbursed at the same time is the discount rate coefficient, which is established by means of global macroeconomic models.

The objective of the public electric utilities is not to provide a benefit, but rather to guarantee optimal conditions for the community. Tariffs should be adapted to this objective, and the financial resources needed to develop new equipment and for production expenses should be obtained at the same time.

* Engineer economist, Electricité de France

Economic theory explains that public utilities should sell their output at a marginal cost, which is the cost of the last KWh produced.

Tariffs based on marginal costs are an indication for guiding consumption decisions, since users pay for their own demand according to what it costs the community. Thus one can speak of the truth of prices and tariff neutrality.

It should be noted that the attempt to optimally manage the production system is at the very heart of the electricity supply and demand optimization process we have just described. In effect, only after this management has been modelled in a satisfactory way can successive facilities used over the years to meet increased demand be evaluated, within the framework of a planning study. The management model also allows calculation of the hourly marginal production costs and helps to define the most adequate tariff structure in response to the common welfare.

2. LOGOS SOFTWARE

2.1 Origin and Function of the LOGOS Software

Based on the previous analysis, Electricité de France has developed—through international studies—overall management models for installations, investment selection, and tariff schedules, particularly for hydropower systems.

Thus the idea arose to compile the experience that had been acquired, integrating all the models in a decision-making assistance system (LOGOS system) that would allow problems to be resolved under the best conditions in terms of costs and time frames.

LOGOS has three functions:

- To take the basic data provided by this system and transform

them in model data that can be used by the computer programs.

- To carry out programs that correspond to the requested study.
- To generate results in whichever form is defined by the user (charts, statistics, graphs, etc.).

LOGOS is characterized by:

- A computer program environment that leads to the standardization of input/output.
- The modular form of its management programs, which allows—as Electricité de France gains more experience—the compilation of a catalog of highly versatile instruments.

2.2 Data Processing

LOGOS has available a first set of models aimed at obtaining the basic data on the electric power system and at processing them so that the data needed for the management and investment models can be obtained. We will make a distinction between three types of data: electricity demand, thermal production facilities, and hydraulic production facilities.

2.2.1 Electricity demand

For management decisions—and even more so with regard to medium or long-term electric power planning—a future demand forecast is needed with regards to power and capacity. In this forecast, uncertainties stemming from the national socioeconomic and energy environment and from the types of electricity uses should be reflected.

An analytic model, by sector and by electric power use, is used to forecast the demand for power. This model generates demand situations in keeping with those situations that reflect the country's possible future socioeconomic and energy characteristics and attempt to control future reality.

A load curve model is associated with each of the economic sectors, for which the power has been previously evaluated. A sectoral model then calculates the annual load curves for each sector, in the form of 8,760 hourly loads and, through aggregation, the system's overall load curve. The year is then divided into periods, which could be days, weeks, or months. The hours in each period are classified by decreasing and aggregated loads in hourly periods. An hourly period is a group of hours with comparable loads. The user can select the type of interval and the number of hourly periods per interval. This method allows yearly demand to be represented in the form of daily, weekly, or monthly load duration curves.

2.2.2 Thermal facilities

Thermal facilities are described in aggregated stages, each made up of thermal units with comparable characteristics and fuel costs.

Each unit is described by its technical and economic characteristics, which constitute its unit dimension, its annual maintenance schedule, its random outage coefficient, its investment cost, its fixed production expenditures, and its proportional fuel cost.

To each KWh not supplied to users due to a deficiency in production, a cost known as outage cost—which increases according to the severity of the outage—is applied, which is integrated to the economic criterion.

2.2.3 Hydraulic facilities

Hydraulic facilities are described in terms of hydrological basins. It is assumed that each basin consists of a headwater reservoir and a downstream reservoir with less storage capacity.

Reservoirs are characterized by their usable volume, the load they are able to provide according to their

fill-up level, evaporation, and their historical series of inflows.

There are hydrological process identification models that allow inflows to be represented as Markov chains or as self-regressive processes. These representations are used to better take into account temporal correlations of the inflows in management optimization or to generate statistical series of the inflows that display characteristics that are comparable to the historical series.

2.3 Management and Planning Models

LOGOS can actually manage two types of problems: the optimal management of a hydrothermal system and the simulation of investment selection.

2.3.1 Optimal management of a hydrothermal system

The optimal management of a hydrothermal system consists of calculating at all times the turbined volumes of reservoirs in order to reduce to a minimum the mathematical expectation of overall management and outage costs due to uncertainties.

An attempt is made—through adequate negotiations—to meet demand through thermal or hydro production means, balancing as best as possible the level of the reservoirs throughout the year and taking into account the risks of outage and spilling, as well as the evaporation and performance of the reservoirs.

The problem is divided into two parts: optimization and simulation based on historical series.

The optimization calculates the water value of each reservoir, through stochastic dynamic programming. The water value is the savings, management, and outage expectations entailed by an additional cubic meter of water stored in the reservoir. By comparing the water

values of each reservoir with proportional fuel costs, the commitment and dispatch order of the installations can be determined at all times, thus achieving the desired optimum.

The model can manage from one to four basins—the limit is established by the duration of the calculation time. Beyond that, reservoir aggregation techniques with a more complex application have to be used.

The simulation based on historical series consists of simulating the system's overall management with regard to a large number of random factors or variables that occur, by calculating the law of probabilities of the main management indicators (produced energy, outage, fuel costs, marginal production costs, etc.).

The management policy of the simulator based on historical series stems from the previous optimization or is previously established by the user with the help, for example, of predetermined paths or of more complex and perfected methods.

The simulation model has a shorter calculation time than the optimization model and can manage—on an annual or multiannual basis—a relatively high number of basins.

2.3.2 Simulation of investment selection

The previous models, which function with a multiannual criterion, can be used to find an optimal development plan for the electric power generation facilities. The solution to this problem begins with a prior analysis of the medium-term and long-term performance of electricity consumption (which has already been dealt with in the part on demand forecasting) and with an inventory of possible generation installations—both thermal as well as hydropower—along with their

LOGOS can actually manage two types of problems: the optimal management of a hydrothermal system and the simulation of investment selection

technical and economic characteristics.

This analysis enables a preliminary classification of the hydro works and facilities that will be put into operation due to declining economic interest, as well as thermal works and facilities, according to the duration of their use.

The comparison between supply and demand growth permits, on the basis of the preceding classification, a certain number of development strategies to be elaborated in order to provide the minimum service quality compatible with national interests. The different strategies could be based, for example, on the exclusive development of hydro resources or on mixed hydrothermal development.

A LOGOS model known as the investment simulator allows the user to define development strategies in the form of a project commissioning calendar. The investment simulator automatically generates the series of data needed for the use of the management models that were previously defined and calculates the economic indicators that correspond to each situation.

Based on the results of the model, it is possible to improve each strategy, modifying, for example, the level or structure of the thermal facilities or phasing out in one or more years the operation of a hydropower installation.

The optimal investment situation is defined as the one where the overall economic criterion is reduced to a minimum: the mathematical expectation (with regard to the uncertainties) of total investment costs, of fixed production costs, and of management and outage costs.

The series of results provided by the management models likewise allow the user to obtain other criteria for decision-making. It might thus be preferable to develop thermal stages whose proportional fuel costs are

less subject to variation than others or provide the country with a greater energy independence. A hydrothermal development plan could also show an electricity supply reliability that is far superior to an exclusively hydro plan, in the event that hydraulic uncertainties are substantial.

In summary, it can be said that the investment simulator allows optimal electric power system management models to be quickly and easily applied to the problem of production investment selection.

3. EXAMPLE OF THE APPLICATION OF LOGO IN THE ANNUAL MANAGEMENT OF A HYDROPOWER SYSTEM

The example that we present here does not attempt to reproduce the management of a given electric power system, rather it merely presents the results one could obtain with the help of the LOGOS models, in the case of a Latin American country.

3.1 Modelling of the System

We will describe here the optimization process for the annual management of a system with a substantial hydro component, using stochastic dynamic programming with a simulation based on historical series.

The production facilities consist of two main hydropower plants, installed in two basins with different characteristics.

The first plant (plant A) is located on a river with a high flow rate, although fed by a reservoir with a limited storage capacity of about one week. The installed capacity amounts to 150 MW, and the average annual production capacity is 1,000 GWh. This plant can transfer energy during the

week, and its management optimization is relatively simple, since it consists of concentrating hydraulic production during the week's peak hours.

The second plant (plant B) is fed by a large storage capacity reservoir and can transfer energy from one station to another to meet annual demand peaks and to help deal with those periods where unexpected hydraulic events are unfavorable. The volume of water stored in the reservoir of this plant will thus be optimized throughout the year. The installed capacity is 600 MW and the average annual production capacity is 1,900 GWh.

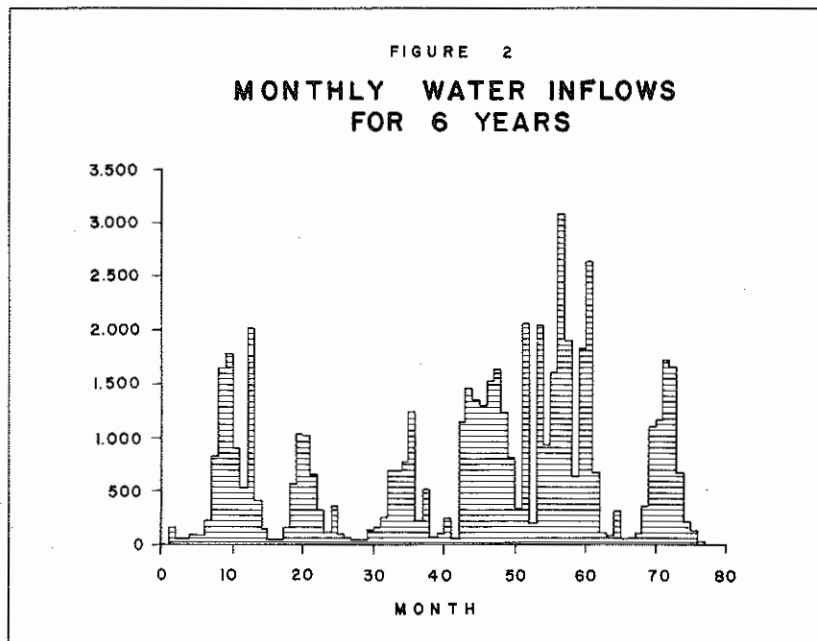
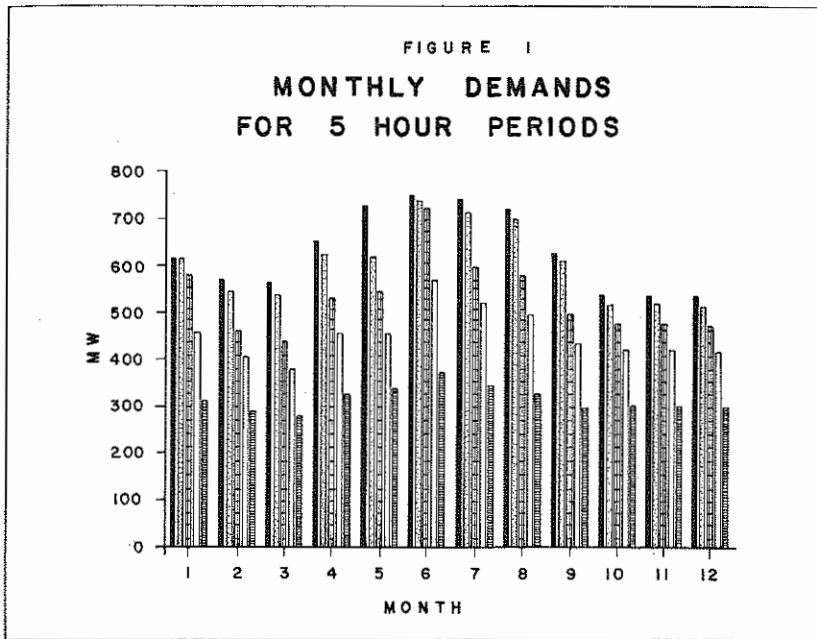
The rest of the facilities consist of steam-driven plants that operate with fuel oil, whose total capacity amounts to 300 MW, and gas turbines, with a total capacity of 60 MW.

The yearly power demand considered here is 4,000 GWh; peak capacity is 750 MW. The LOGOS demand models allow us to obtain a consumption representation in the form of 12 monthly load duration curves, in five hourly periods (see Chart 1).

Since our example is for only didactic purposes, we will subtract the power produced by plant A, concentrate this power in the peak hours of each month, and estimate the residual demand and the inflows into the reservoir that feeds plant B. Chart 2 indicates six historical series of inflows into the reservoir of plant B and allows the dispersion to be measured.

The result of the dynamic optimization and of the simulation based on the six historical series of inflows represented in Chart 3 allows the optimal reservoir sequences to be obtained.

At first sight, one can observe that the sequences are very scattered as a result of unforeseen hydraulic occurrences and that a

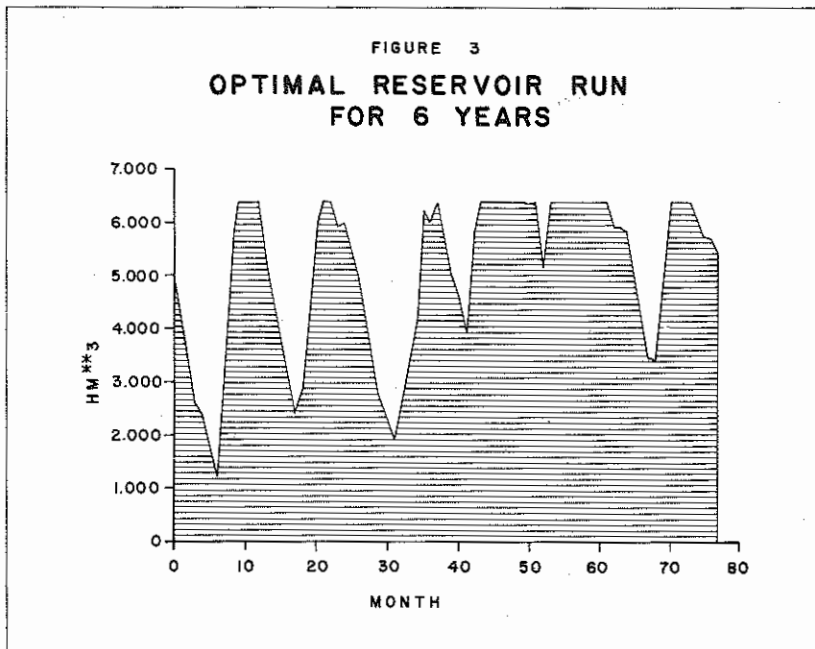


management that attempts to follow an average sequence would be far removed from optimal values. During the summer, when there are little inflows and no risk of spilling, the reservoir will fill up as much as possible and achieve a greater capacity. Since maximum demand occurs

during the winter, the reservoir will be emptied up to the middle of the year, before building up its reserve again. The minimum level achieved per year is highly variable and is conditioned by the amount of water inflows.

To provide a comparative

measure, we have simulated the management results in the form of power generated by each type of equipment for both the optimal management case and the average sequence management case. The results, with respect to expectations, are the following:



	Optimal management	Management based on an average sequence
Plant A	1000 GWh	1000 GWh
Plant B	1908 GWh	1774 GWh
Thermal	1090 GWh	1220 GWh
Outage	2 GWh	6 GWh
Total demand	4000 GWh	4000 GWh

It is apparent that optimal management enables important savings on fuel (about 12%) and outages, compared to management based on average sequence. This example therefore demonstrates the need to take into account the com-

plex problems of unforeseen hydrologic events when dealing with the management of an electric power system in which an important part of the production comes from hydropower stations.

4. CONCLUSIONS

The mathematical models that are part of the LOGOS software are a set of tools to help in decision making, which is highly useful for public power generation utilities.

LOGOS has been developed especially to serve as the analytical base for the study of power systems, a substantial part of whose production is conducted through hydraulic projects and installations. For this

reason, it can be periodically enhanced with programs aimed at providing responses to new problems.

In its current state, LOGOS already enables electric power utilities to perform a series of tasks aimed at a providing a basis for making economic decisions, such as:

- electricity demand forecasting;
- management of production means;
- investment selections;
- the calculation of marginal production costs, in order to elaborate the tariff structure.

LOGOS has been used repeatedly by Electricité de France for its international studies.