

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



REVISTA ENERGETICA

ENERGY MAGAZINE

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), bajo la supervisión de su Consejo Editorial. Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan necesariamente la posición oficial de la Organización o de sus Países Miembros. OLADE permite la reproducción parcial o total de estos artículos, como de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente. Artículos, comentarios y correspondencia relativa a la Revista Energética deben ser enviados al Departamento de Informática y Comunicación.

The Energy Magazine is published every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE), under the supervision of the Secretariat's Editorial Board. The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Organization or its member countries. To reproduce the present articles in part or in full, as well as illustrations, the source must be quoted. Any articles, remarks, or correspondence regarding the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communications.

CONSEJO EDITORIAL EDITORIAL BOARD

Gabriel Sánchez Sierra
Antonio Carlos Tatit Holtz
Carlos Mansilla
Fernando Montoya

TRADUCCION Y EDICION TRANSLATION AND EDITING

Patrick Saari
Consuelo Anda H.



ORGANIZACION
LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LATIN AMERICAN
ENERGY ORGANIZATION

Avda. Occidental Sector San Carlos - Edificio OLADE
Teléfono 538 280 / 539 676 - Casilla 17-11-6413 C.C.I. - Télex 2-2728
OLADE ED - Facsimile: 593-2-539684
QUITO - ECUADOR

CONTENIDO CONTENTS

- 2 Nota del Consejo Editorial
2 Note from the Editorial Board
- 3 Presentación
4 Presentation
- 5 Columna de los Ministros
7 Ministers' Column
- 9 Columna de los Lectores
11 Readers' Column
- 21 Revisando la Planificación del Sector Eléctrico
Brasileño
- 31 Rethinking Brazilian Electric Power Sector Planning
- 41 Los Problemas del Subsector Eléctrico Colombiano y el
Contexto de América Latina y El Caribe
- 53 Problems of the Colombian Power Subsector and
the Latin American and Caribbean Context
- 65 Método Simplificado para Determinar el Costo de Falla
en el Sistema Eléctrico Costarricense
- 68 Simplified Method to Determine Outage Costs in the
Costa Rican Electricity System
- 71 Representación de la Demanda y la Oferta en los
Modelos de Planificación Utilizados en el Sector
Eléctrico Chileno
- 79 Representation of Demand and Supply in the
Planning Models Used in the Chilean Electric Power
Sector
- 87 El Sector Eléctrico Mexicano: Antecedentes, Situación
Actual y Perspectivas
- 93 The Mexican Electric Power Sector: Background,
Present Situation, and Outlook
- 99 Planificación de Expansión en Venezuela Utilizando
Programas Existentes
- 107 Expansion Planning in Venezuela Using Existing
Programs
- 115 Los Problemas de Gestión y de Selección de
Inversiones en los Sistemas Hidroeléctricos
- 121 Management and Investment Selection Problems in
Hydropower Systems
- 127 Expansión del Sistema de Generación Eléctrica con
Costos Marginales Crecientes
- 131 Expansion of the Power Generation System with
Rising Marginal Costs
- 135 Estructura y Nivel de Tarifas y Costos Marginales
- 141 Tariff Structure and Levels and Marginal Costs
- 147 La Incorporación del Riesgo y de la Incertidumbre en la
Planificación de Sistemas Eléctricos
- 163 Incorporating Risk and Uncertainty in Power System
Planning

Nota del Consejo Editorial

De acuerdo con la nueva orientación de la Revista Energética de OLADE, el presente número se dedica al tema de la Planificación Eléctrica, recogiendo seis trabajos sobre experiencias concretas de la Región en Brasil, Colombia, Costa Rica, Chile, México y Venezuela.

También se incluyen cuatro artículos sobre metodologías de planificación eléctrica utilizadas por Electricité de France (EDF), por las empresas eléctricas brasileñas y por el Banco Mundial, con el objeto de ampliar la cobertura de los aspectos relacionados con esta materia.

En la "Columna de Ministros" se presenta el discurso del Excelentísimo Señor Secretario de Energía, Minas e Industria Paraestatal de México, Ing. Fernando Hiriart Balderrama, pronunciado en ocasión de la inauguración del Seminario "Un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe", llevado a cabo en Cocoyoc, México entre el 4 y 6 de septiembre de 1991.

A la Secretaría Permanente de OLADE han llegado valiosos comentarios sobre algunos de los artículos publicados en la Revista Energética 1/91 cuyo tema central era la "Participación de la Iniciativa Privada en el Sector Energético". Por esta razón, el Consejo Editorial de la Revista ha creído conveniente establecer, a partir del presente número, una sección especial para incluir en ella las contribuciones de nuestros lectores.

Note from the Editorial Board

In keeping with the new approach of OLADE's Energy Magazine, the present issue is focusing on the topic of Electric Power Planning and has compiled six papers on concrete experiences from the Region in Brazil, Colombia, Costa Rica, Chile, Mexico, and Venezuela.

Four articles on electric power planning methodologies used by Electricité de France, Brazilian power utilities, and the World Bank are also included in order to broaden coverage on this subject.

In the Ministers' Column, the Magazine offers the speech of His Excellency, the Secretary of Energy, Mines, and Semi-public Industry of Mexico, Mr. Fernando Hiriart-Balderrama, delivered at the opening of the Seminar on Policy Challenge: Overcoming the Power Sector Crisis of Latin America and the Caribbean, held in Cocoyoc, Mexico on September 4-6, 1991.

The Secretariat of OLADE has received highly interesting comments on some of the articles published in the preceding Energy Magazine 1/91, which focused on Participation of Private Initiatives in the Energy Sector. Because of this, the Editorial Board of the Magazine believes it is advisable to set up, beginning with this issue, a special section to include contributions from our readers.

Presentación

El presente número de la Revista Energética, orientado hacia el tema de la Planificación Eléctrica, pretende ampliar la discusión del mismo, que por ser de gran interés para nuestras naciones cuenta con el apoyo de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) y de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), entidades que se esfuerzan en lograr la efectiva cooperación técnica entre las diversas entidades existentes en el sector eléctrico de nuestra Región.

Históricamente, el sector en América Latina y El Caribe ha tenido varias maneras de considerar los instrumentos necesarios a la planificación de la expansión de sus sistemas eléctricos, situadas entre dos extremos, de acuerdo con sus propias realidades.

Parte de los países utilizaron, por considerarlos apropiados a sus necesidades, instrumentos desarrollados en países industrializados.

Pero, en algunos de los otros países hubo necesidad de desarrollar directamente la mayoría de sus instrumentos de planificación, debido principalmente a la alta utilización de recursos hidráulicos de gran regulación. La creación de estas sofisticadas metodologías evidencia la existencia de muchos profesionales latinoamericanos cuyo talento y alto nivel técnico han sido reconocidos mundialmente.

Sin embargo, el sector eléctrico de la Región está pasando hoy día por un período de crisis aguda, cuya solución dependerá de varias acciones combinadas. La identificación y evaluación de las mismas están ligadas al mejoramiento de la planificación, de tal manera que ésta permita asignar de la mejor forma posible los escasos recursos financieros disponibles y asegure la permanente búsqueda de soluciones óptimas.

Entre las mejoras que se hacen necesarias, pueden mencionarse la introducción de variables estocásticas en las previsiones de demanda, el análisis de los riesgos involucrados en la expansión de los sistemas eléctricos, la consideración de las restricciones financieras y del medio ambiente y los estudios de acciones sobre los consumidores (manejo de la demanda, conservación y eficiencia energética, etc.).

Estamos seguros de que el sector tiene capacidad para lograr esos perfeccionamientos en un esfuerzo conjunto, que por cierto tiene el apoyo de los organismos regionales.

Pero, es también importante tener en cuenta que será necesario divulgar estas nuevas metodologías a un mayor número posible de técnicos, así como capacitar personal para utilizar las técnicas de planificación en la medida en que éstas estén disponibles de manera que se pueda extender a toda la Región los beneficios de las mismas.

La Revista Energética podrá, sin duda, desempeñar un importante papel en este sentido.

ING. GABRIEL SANCHEZ SIERRA
Secretario Ejecutivo - OLADE

ING. HECTOR PIEGARI
Secretario General - CIER

Presentation

The present issue of the Energy Magazine, which focuses on Electric Power Planning, seeks to broaden the discussion of this subject; because of our countries' great interest in this topic, the Commission of Regional Electric Integration (CIER) and the Latin American Energy Organization (OLADE), entities that are making efforts to achieve an effective technical cooperation between the various electric power sector institutions of our Region, have provided their support for its dissemination.

Historically, the power sector in Latin America and the Caribbean has adopted several approaches to the tools needed for planning the expansion of its electric power systems, located between two extreme positions, in keeping with the Region's own realities.

Some countries have used instruments developed in industrialized countries, since they judged that these were suitable for their needs.

But in other countries, the majority of planning tools had to be developed directly mainly owing to the high share of hydrological resources with large capacities. The creation of these sophisticated methodologies provide evidence of the existence of many Latin American professionals whose talent and technical know-how have received world-wide recognition.

Nevertheless, the Region's power sector is currently experiencing a severe crisis, whose solution will depend on various combined actions. The identification and assessment of these actions are linked to planning improvements that would enable the countries to optimally allocate the scarce financial resources that are available and to ensure the permanent search for the best solutions.

Among the improvements that are needed, the introduction of stochastic variables in demand forecasting and the analysis of risks involved in the expansion of electric power systems should be mentioned, as well as the consideration of financial and environmental constraints and the study of actions aimed at consumers (demand management, energy conservation and efficiency, etc.)

We are sure the sector is capable of achieving these enhancements by means of joint efforts, which of course are supported by regional agencies.

It is also important to bear in mind, however, that these new methodologies will have to be disseminated to the largest number of technical experts possible and that staff will have to be trained to use these planning techniques to the extent that they are available so that they can be extended throughout the Region for the benefit of its countries.

The Energy Magazine will undoubtedly be able to play a significant role toward achieving this.

GABRIEL SANCHEZ -SIERRA
Executive Secretary, OLADE

HECTOR PIEGARI
Secretary General, CIER

Columna de los Ministros



INTERVENCION DEL SECRETARIO DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL DE MEXICO, ING. FERNANDO HIRIART B., EN LA INAUGU- RACION DEL SEMINARIO "UN DESAFIO DE POLITICA PARA LOS AÑOS NOVENTA: COMO SUPERAR LA CRISIS DEL SECTOR ELECTRICO EN LOS PAISES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE"

El presente número de la Revista Energética presenta la intervención del Señor Ing. Fernando Hiriart B., Secretario de Energía, Minas e Industria Paraestatal de México, efectuada el 4 de septiembre del presente año, en la inauguración del Seminario "Un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe", realizado con el patrocinio del Banco Mundial y OLADE, en la Hacienda Cocoyoc, Morelos-Méjico.

La energía eléctrica juega un papel fundamental en las economías de todos los países del mundo. Existen diversas formas de organización para llevar a cabo el servicio público de energía eléctrica. El éxito en este servicio es consecuencia de la combinación de sistemas tecnológicos, esquemas de organización, competencia, capacidad y compromiso del personal responsable del servicio, sistemas tarifarios adecuados, acceso a financiamientos apropiados y una reglamentación que garantice el servicio público, permita la realización de las diversas

actividades involucradas en el mismo sin deteriorar el ambiente y garanticce la expansión de los sistemas para atender todas las demandas.

En América Latina y El Caribe, uno de los problemas principales es el financiamiento de los programas de expansión para hacer frente a los incrementos de las demandas derivados del crecimiento de las economías de la Región.

Desafortunadamente no existen soluciones preestablecidas. Cada país y, por lo tanto, cada entidad eléctrica de servicio público, sea ésta privada o paraestatal, tiene que resolver sus propios problemas a la vista de las situaciones particulares.

Existen, sin embargo, algunas cuestiones que son comunes. Desde el punto de vista técnico, los sistemas eléctricos son bastante parecidos, ya que consisten en una serie de estaciones productoras de electricidad, que se interconectan mediante sistemas de transmisión para alimentar a las subestaciones, que a su vez suministran la energía a los sistemas de distribución. Por la propia naturaleza de la electricidad, que no puede almacenarse, los sistemas eléctricos deben tener reservas y

deben contar con una capacidad superior a la de la demanda máxima.

Debido a la naturaleza de las instalaciones que integran un sistema eléctrico, los requerimientos de inversión son muy elevados y si bien un sistema eficiente y moderno permite márgenes de ganancia razonables cuando las tarifas se establecen, por ejemplo, mediante criterios de costo marginal, las utilidades que se obtienen en el servicio público de energía eléctrica son relativamente bajas si se las comparan con otro tipo de industrias.

Las empresas eléctricas de servicio público tienen la ventaja de constituir fuentes seguras de ingreso, siempre y cuando el nivel tarifario sea justo. Nuestros países se caracterizan por tener niveles de ingreso muy bajos si se les comparan con los ingresos de los países más desarrollados. Esto obliga a fijar tarifas las más bajas posibles, lo que ocasionó en el pasado el suministro de energía a precios inferiores a los requeridos para cubrir los gastos y los rendimientos necesarios sobre el capital invertido, a fin de permitir una expansión en condiciones financieras saludables.

Por las características propias del servicio público de energía eléctrica, esta actividad siempre tiene aspectos de orden político ya que, por una parte, el suministro de electricidad es necesario para el

desarrollo y, por la otra, los ajustes de tarifas siempre se perciben como agresiones hacia la población más débil económicamente.

Hacer frente a los retos del desarrollo implica una serie de medidas que no necesariamente son aceptadas de buena gana por el público; sin embargo, el beneficiario de un buen servicio de energía eléctrica es el público.

La energía eléctrica forma parte de la infraestructura que cualquier país necesita para contar con industria y servicios modernos o, dicho en otros términos, para existir en una economía que brinde suficientes ingresos a toda la población.

Otra característica que en términos generales es común en nuestra Región es la ineficiencia en el uso de la electricidad debido en gran parte a que durante mucho tiempo los precios fueron demasiado bajos.

Por lo anterior, promover la eficiencia energética es una tarea fundamental para los gobiernos de los países y para las empresas eléctricas de servicio público. Esta promoción ha ocurrido en forma casi natural en los países más desarrollados, donde los precios han sido históricamente razonables. Sin embargo, la eficiencia en el uso de la energía en los países altamente consumidores no es necesariamente óptima. Estos países están haciendo esfuerzos para mejorar su eficiencia

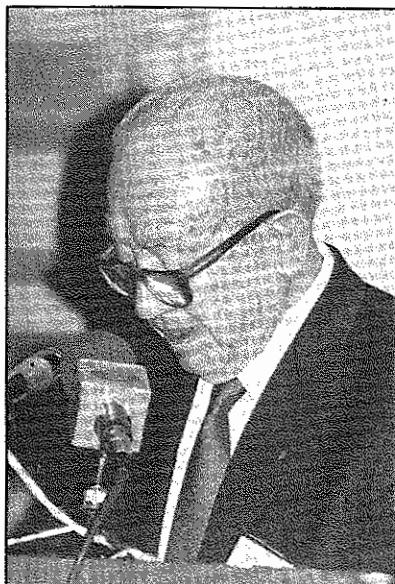
energética y reducir el impacto de la generación de electricidad en la calidad del medio ambiente.

El mundo actual está pasando del localismo al globalismo. Gracias a la eficacia de los medios de información nos enteramos de lo que ocurre en todo el mundo prácticamente cuando ocurre. Las políticas de todos los países son analizadas, no tan sólo en el ámbito nacional, sino también en el ámbito regional y mundial.

Esta globalización ha permitido que la comunicación se vuelva más eficiente y que resulte mucho más fácil compartir experiencias, así como buscar soluciones comunes.

Los mercados mundiales se han abierto y, para tener acceso a ellos, los países en vías de desarrollo tenemos necesidad de incrementar nuestra eficiencia. Uno de los pilares de la eficiencia económica es el servicio público de energía eléctrica. Estoy seguro que será posible encontrar formas mejores de realizar las tareas de las empresas eléctricas de servicio público, que seguramente redundarán en oportunidades para hacer frente al desarrollo de nuestros países, para tener una vida mejor y para coexistir en un planeta en el que hasta ahora las diferencias entre los países más desarrollados y los menos desarrollados son muy grandes.

Ministers' Column



INTERVENTION OF THE SECRETARY OF ENERGY, MINES AND SEMI-PUBLIC INDUSTRY OF MEXICO, MR. FERNANDO HIRIART, AT THE OPENING OF THE SEMINAR ON POLICY CHALLENGE FOR THE NINETIES: OVERCOMING THE POWER SECTOR CRISIS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

The present issue of the Energy Magazine offers the intervention of Mr. Fernando Hiriart, Secretary of Energy, Mines, and Semi-Public Industry of Mexico, presented on September 4, 1991, at the opening of the Seminar entitled "Policy Challenge for the Nineties: Overcoming the Power Sector Crisis of Latin America and the Caribbean", which was jointly sponsored by the World Bank and OLADE and held in the Cocoyoc Hacienda in Morelos, Mexico.

Electric power plays an essential role in the economies of all countries of the world. There are various forms of organization to deliver the public service of electricity. Success in this service delivery is the result of a combination of technological systems, organization schemes, competition, the capacity and commitment of the manpower responsible for the service, adequate tariff-setting systems, access to suitable financing, and a regulatory structure that ensures service delivery to the public, permits the development of the various activities involved in this service without dam-

aging the environment, and guarantees the power system's expansion to meet all demands.

In Latin America and the Caribbean, one of the main problems is financing the expansion programs to deal with the increased demands stemming from the growth of the Region's economies.

Unfortunately, there are no pre-ordained solutions. Each country and, therefore, each electric power utility, whether private or semi-public, has to resolve its own problems according to each individual situation.

Nevertheless, there are some common issues. From the technical point of view, electric power systems are quite similar, since they consist of a series of power-generating stations that are interconnected by means of transmission systems that supply the substations, which in turn provide energy to the distribution systems. Owing to the very nature of electricity, which cannot be stored, power systems must have reserves and must rely on a capacity that is greater than peak demand capacity.

Because of the nature of the installations that make up a power

system, investment requirements are very high, and although a modern and efficient system allows for reasonable profit margins when tariffs are set, for example, according to marginal cost criteria, the earnings that are obtained from delivering electricity to the public are relatively low, compared to other kinds of industry.

The public electric power utilities have the advantage of obtaining sure sources of income, as long as the tariff level is just. Our countries are characterized by very low income levels if they are compared with the incomes of more developed countries. This obliges tariffs to be set as low as possible, which led in the past to the supply of energy at prices that were lower than the ones required to cover expenditures and to provide the necessary yields on invested capital, in order to permit financially sound expansion conditions.

Due to the very characteristics of public electric utilities, their activities always involve political aspects since, on the one hand, electricity supply is necessary for development and, on the other hand, tariff adjustments are always perceived as acts of aggression against the most

economically weak sector of the population.

Taking up the challenge of development implies a series of measures that are not necessarily accepted willingly by the public; nevertheless, the beneficiary of a good electric power service is the public.

Electrical energy is part of the infrastructure needed by any country so that it can have an industry and modern services or, in other words, so that it can exist within an economy that provides sufficient income to all its population.

Another characteristic that is generally common to our Region is inefficiency in the use of electricity largely owing to the fact that, for a long time, prices were too low.

Because of the above, the promotion of energy efficiency is an essential task for the governments of the countries and for the public electric power utilities. This promotion has occurred almost naturally in the more developed countries, where prices have been historically reasonable. Nevertheless, efficiency in the use of energy in high-consumption countries is not necessarily optimal. These countries have been making efforts to improve their energy efficiency and to reduce the impact of

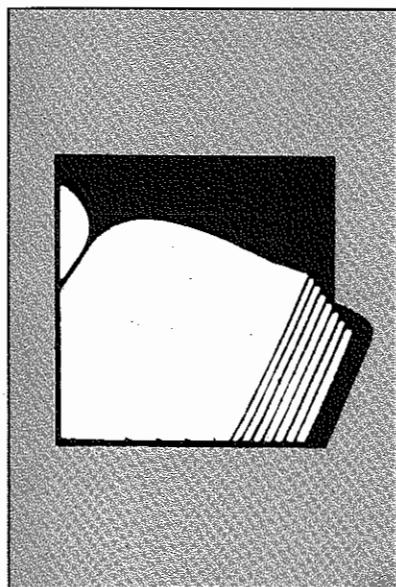
power generation on the environment.

At present, the world is shifting from localism to globalism. Thanks to the effectiveness of mass media, we learn about what occurs throughout the world virtually at the same time it occurs. The policies of all countries are analyzed not only at the national level but also at the regional and world levels.

This shift towards a global focus has enabled communication to be even more efficient, making it easier to share experiences and find common solutions.

World markets have opened up and, in order to gain access to them, we developing countries must increase our efficiency. One of the pillars of economic efficiency is public electric power service. I am sure that it will be possible to find better ways of performing the tasks of public electric power utilities, which will surely enhance the opportunities to foster the development of our countries in order to have a better life and to coexist on a planet where, up to now, the differences between the more developed countries and the less developed ones are very wide.

Columna de los Lectores



LA POLITICA NECESARIA DE ENERGIA: ¿ES SUFICIENTE?

COMENTARIO SOBRE EL ARTICULO “SECTOR ENERGIA: EXPERIENCIA CHILENA” DE SERGIO LORENZINI

*Alfredo del Valle**

Como es bien sabido, Chile fue el primer país de América Latina que adoptó el conjunto de políticas económicas e institucionales que hoy constituye el consenso práctico de gran parte del mundo: sistema de precios sin subsidios y estímulo a la competitividad interna; eliminación del déficit fiscal y estabilización macroeconómica; apertura de mercados y búsqueda de competitividad internacional; reducción del papel empresarial del estado y privatización de la mayoría de las empresas estatales; y otras políticas complementarias.

Llamamos a esto un “consenso práctico”, porque refleja el pleno acuerdo de todas las fuerzas políticas del país, de izquierda a derecha, en un terreno que ha dejado de ser ideológico.

La política energética de Chile fue durante el gobierno militar, y sigue siendo en la democracia, básicamente la aplicación de estos

principios del “ajuste estructural” al sistema de abastecimiento energético. Conforme al Ing. Lorenzini, el único elemento de regulación se refiere a los precios, ya que la planificación es sólo indicativa. Evaluada frente a sus propios objetivos, sin duda ha sido una política exitosa. Así, las empresas eléctricas chilenas, lejos de presentar el grave endeudamiento señalado por OLADE para la Región en su conjunto¹, manifiestan una excelente situación financiera. Un buen caso es el de ENERSIS, el holding creado a partir de la privatización de la distribuidora eléctrica de Santiago: se ha diversificado hacia la informática y el mercado inmobiliario, presenta una rentabilidad global del 12,5% y en distribución eléctrica del 10,5%, mejoró en 150% el valor de sus acciones en el último semestre y está preparándose para hacer una oferta en la privatización de SEGBA en Buenos Aires².

* El autor creó y dirigió hasta 1988 el Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN) de la Universidad de Chile. Ha sido consultor de OLADE y de otros organismos internacionales. Actualmente, es el Director de la Consultora Desarrollo Innovativo en Santiago, Chile.

La política energética que comentamos es una política necesaria. No lo es sólo por la exigencia lógica de sectorizar toda política nacional de consenso, sino por la enorme gravitación del sistema energético en la sociedad y la economía: volúmenes de inversión, impactos de sus precios, presencia de costos energéticos en todas las actividades, etc. Aplicar plenamente esta política constituye hoy el gran desafío energético de muchos países latinoamericanos y requiere un esfuerzo más difícil que el que se realizara antes en Chile, porque se lo está haciendo en democracia.

Sin embargo cabe preguntarse lo siguiente: 1) ¿Son éstos los únicos objetivos que se debería proponer la política energética de un país en desarrollo en la actualidad? 2) ¿Dan ellos suficiente garantía de que el abastecimiento eléctrico que se requerirá en el futuro vaya a estar efectivamente disponible? 3) ¿Está realmente al día en cuanto a las contribuciones que la energía puede hacer al desarrollo nacional? En breve, nuestra respuesta a las tres preguntas es negativa por las siguientes razones:

1. En Chile sólo las distribuidoras de energía eléctrica están obligadas a suministrar la energía que se les demande en sus áreas de concesión. No existe obligación similar para las empresas generadoras y, en su ámbito, hay plena libertad para invertir o no y para entregar energía a las dis-

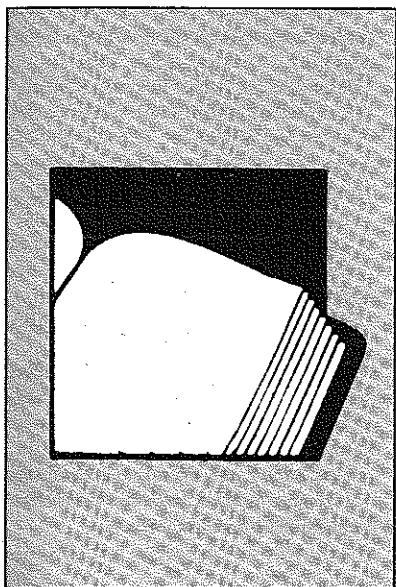
tribuidoras o grandes consumidores que lo demanden. Dichas empresas, por lo tanto, están autorizadas a reinvertir sus utilidades en cualquier otro campo y naturalmente lo están haciendo donde haya mejor rentabilidad, como lo señala el caso de ENERSIS.

2. Por consiguiente, y en estricta lógica económica, sólo habrá inversión en generación eléctrica si hay proyectos en este campo que presenten mayor rentabilidad que las alternativas en otros campos. La seguridad de abastecimiento eléctrico del país, que requiere elevados volúmenes de inversión, no está garantizada³. La "solución" ha sido mantener en manos del Estado una generadora (Colbún), por si los privados no invierten. Lejos de resolver el problema, podría agravarlo.
3. La política energética chilena sigue centrada en el modelo convencional de expansión indefinida del abastecimiento y continúa ignorando a la eficiencia energética, estrategia altamente exitosa en el mundo desarrollado desde hace 15 años⁴. No es suficiente tener precios reales; se requiere promoción, información, normalización y financiamiento. Ya hay abundante material en Chile sobre este tema⁵. Teniendo valiosos impactos económicos, sociales y ambientales, es una estrategia que contribuye a la seguridad de abastecimiento.

NOTAS

1. OLADE, *La Deuda Externa del Sector Energético de América Latina y El Caribe: Evaluación, Perspectivas y Opciones*, Quito, 1988.
2. El Mercurio, Santiago, 4 de agosto de 1991, pág. F-16.
3. Este tema fue ampliamente debatido en el Primer Congreso Nacional de Energía-Chile (Santiago, 1-16 de abril de 1990), a pocos días de iniciarse el Gobierno del Presidente Aylwin. Véanse R. Salazar, "Análisis de la Política de Desarrollo del Sector Eléctrico Chileno" (*Actas*, Vol. I, págs. 611-616) y el informe del panel "Rol del Estado y de la Empresa Privada en el Desarrollo Energético" (*Actas*, Vol. III, págs. 95-108).
4. OCDE, "Energy Conservation in IEA Countries" [La Conservación Energética en los Países del OIE], París, 1987.
5. Véanse Congreso de Energía (*ibid.*), panel "Eficiencia Energética: Tarea de Desarrollo" (*Actas*, Vol. II, págs. 85-94) y el material de 38 ponencias, 9 sesiones técnicas y 3 conferencias internacionales.

Readers' Column



THE NECESSARY ENERGY POLICY: IS IT ENOUGH?

REMARKS ON THE ARTICLE
“ENERGY SECTOR: THE CHILEAN EXPERIENCE”
BY SERGIO LORENZINI

*Alfredo del Valle**

It is common knowledge that Chile was the first Latin American country to adopt a set of economic and institutional policies that are today the subject of a practical consensus throughout a large part of the world, namely: pricing systems without subsidies and the stimulation of domestic competitiveness; elimination of fiscal deficits and macroeconomic stabilization; opening up of markets and the search for international competitiveness; reduction of the entrepreneurial role of the State and privatization of the majority of state enterprises; as well as other complementary policies.

We call this a “practical consensus” because it reflects the full agreement of all the country’s political forces, from left to right, within a field that is no longer ideological.

Under the military government, Chile’s energy policy essentially consisted of applying the so-called structural adjustment prin-

ples to the energy supply system, and this same policy is being continued under the democratic regime. According to Mr. Lorenzini, the only regulatory element deals with prices, since planning is only indicative. In terms of its own objectives, the policy has undoubtedly been successful. Thus, the Chilean electric power utilities, far from displaying the severe indebtedness indicated by OLADE for the Region as a whole¹, shows an excellent financial position. A good case in point is ENERSIS, the holding company created by privatizing the Santiago distribution utility: it has diversified its activities toward informatics and the real estate market; it shows an overall profitability of 12.5% and electricity distribution profit rate of 10.5%; it improved the value of its stock by 150% in the last semester; and it is preparing to make an offer in the privatization of SEGBA in Buenos Aires².

* The author elaborated and directed until 1988 the Energy Research Program (Programa de Investigaciones en Energía—PRIEN) of the University of Chile. He has worked as a consultant for OLADE and other international agencies. At present, he is the Director of the consulting firm Innovative Development (Desarrollo Innovativo) in Santiago, Chile.

The energy policy that we are commenting on is a necessary policy, not only because of the logical need to apply to each sector any national consensus policies but also because of the huge weight of the energy system in society and the economy: investment volumes, impact of its prices, the existence of energy costs in all activities, etc. The application of this policy is today the major energy challenge of many Latin American countries and requires a greater effort than the one that was made before, because it is being made in a democracy.

Nevertheless, the following questions should be asked: 1) Are these the only objectives that the energy policy of a developing country should be proposing in the current situation? 2) Do they provide sufficient guarantee that the electric power supply needed in the future will indeed be available? 3) Is the energy policy truly up-to-date as to the contributions that energy could make to national development? In short, our answer to these three questions is no, for the following reasons:

1. In Chile, only the electricity distribution companies are obliged to supply the energy that their concession areas demand. No such obligation exists for the power generation utilities; they are also free to invest or not to invest and to deliver energy to the distributors or large consumers who

demand it. These utilities are therefore authorized to re-invest their profits in any other sector and, of course, they are doing so wherever there are higher returns, as indicated above with respect to the ENERSIS case.

2. As a result of this, using strictly economic reasoning, there will only be investment in power generation if there are projects in this area that offer greater profitability than the alternatives in other areas. The country's electric power supply security, which requires high volumes of investment, is not ensured³. The "solution" to this problem has been the maintenance of a state-owned and operated power generation station (Colbún), in case the private enterprise sector does not invest. Far from resolving the problem, it might well worsen it.
3. Chile's energy policy continues to focus on the conventional model of indefinite supply expansion and to ignore energy efficiency, a highly successful strategy in the developed world for the last 15 years⁴. It is not enough to have real prices; promotion, information, standardization, and financing are needed. There is already an abundance of material on this topic in Chile⁵. It is a strategy that exerts positive economic, social, and environmental impacts and contributes to supply security.

NOTES

1. OLADE, *The Foreign Debt of the Energy Sector of Latin America and the Caribbean: Evaluation, Outlook, and Options*, Quito, 1988.
2. El Mercurio, Santiago, August 4, 1991, page F-16.
3. This issue was widely discussed at the First National Energy Congress in Santiago, Chile, on April 1-16, 1990, a few days after President Aylwin's administration took office. Please see R. Salazar "Análisis de la Política de Desarrollo del Sector Eléctrico Chileno" [Review of Chile's Electric Power Development Policy] (*Actas*, Vol. 1, pages 611-616), and the report from the panel on "Rol del Estado y de la Empresa Privada en el Desarrollo Energético" [State's Role and Private Enterprise in Energy Development] (*Actas*, Vol. iii, pages 95-108).
4. OECD, "Energy Conservation in IEA Countries", Paris, 1987.
5. See Energy Congress above (*ibid.*), report from the panel "Eficiencia Energética: Tarea de Desarrollo" [Energy Efficiency: Development Task"] (*Actas*, Vol. 11, pages 85-94), and the material consisting of 38 presentations, 9 technical meetings, and 3 international conferences.

COMENTARIOS SOBRE EL ARTICULO "GENERACION PRIVADA DE ELECTRICIDAD EN COSTA RICA" DE JORGE BLANCO

Gilberto Jaimes Florez*

El artículo de Jorge Blanco enfoca, para el caso de Costa Rica, un tema de mucho interés actualmente en América Latina como es la búsqueda de mayor participación del sector privado en el suministro de servicios públicos, en este caso el de energía eléctrica.

La experiencia de Costa Rica en el desarrollo del subsector eléctrico tipifica, en mucho, lo ocurrido en otros países de la Región, es decir la orientación hacia la nacionalización de las "fuerzas eléctricas" y prestación de este servicio por parte de institutos y empresas oficiales de carácter nacional, regional o local.

La prioridad que tradicionalmente ha otorgado la población al suministro de energía eléctrica, con su connotación de "servicio público", es decir a cargo del Estado, presionó la orientación de las inversiones públicas hacia aquellos programas y proyectos requeridos para atenderlo. Podríamos decir que en Costa Rica, como en los demás países de América Latina, los gobiernos le han cumplido a la comunidad en este aspecto, a juzgar por los altos índices de cobertura y aceptable calidad del servicio, aunque ello implicara tarifas subsidiadas, en especial a usuarios del sector residencial.

Estos patrones comunes se dieron igualmente en cuanto al financiamiento de las inversiones del subsector, especialmente en los años setenta, cuando casi todos los países de la Región se empeñaron en grandes proyectos de suministro eléctrico financiados con crédito externo, en ese entonces abundante y barato.

Virtualmente en todos los casos se pasó a una situación de alta vulnerabilidad financiera del subsector luego de la crisis de la deuda y la recesión mundial de los años ochenta.

Con la excepción de México, Chile y Trinidad y Tobago, los problemas por el endeudamiento del subsector eléctrico en América Latina se han venido agravando y amenazan seriamente las posibilidades de ejecución de los planes de expansión en generación, transmisión y distribución en cada país, como bien lo explica Jorge Blanco para el caso de Costa Rica.

En estas circunstancias y dentro de un marco de auge de los enfoques neoliberales sobre el papel del Estado, el subsector eléctrico de la Región ha estado repensando las bases y enfoques de los planes de expansión y buscando nuevas alternativas para la ejecución de los mismos. Quizás lo más novedoso en estas nuevas aproximaciones al problema es asumir que, si bien el suministro eléctrico es un servicio público, también debe ser efectivo en términos de costos para la entidad a cargo del mismo. El usuario debe pagar por lo menos el costo del kilovatio que demanda y los subsidios, al haberlos, deben ser explícitos respecto a su fuente y destino.

Se propicia así la participación del sector privado en la prestación de este servicio, pero para hacer efectiva esta posibilidad se precisa también la modificación del marco legal que regula el sector.

La ley de generación eléctrica autónoma o paralela para Costa Rica es una forma de abrir el marco legal

para incluir dicha posibilidad. Esta apertura se está limitando a la generación y es clara la intención de promover la inversión privada costarricense para la exploración del potencial hidráulico en pequeña escala y de fuentes no convencionales de energía, mediante el otorgamiento de concesiones para instalar y explotar centrales eléctricas no mayores de 20 MW y por un plazo no mayor a 15 años, restringiendo la capacidad agregada de estos nuevos proyectos al 15% del total nacional.

La respuesta del sector privado de Costa Rica no se ha hecho esperar y parece más que satisfactoria, dado el número de propuestas surgidas y los contratos firmados en los ocho meses transcurridos desde la expedición de la ley.

Aunque la iniciativa privada enfrenta también problemas de financiamiento, estos son menores y superables frente a la situación de la contraparte oficial que debe atender el servicio de préstamos pasados.

Nos parece que el enfoque costarricense debe ser analizado con mucho interés por los países de la Región, pues puede motivar la elaboración de esquemas similares, aunque ajustados a los problemas y circunstancias de cada caso particular. Se está demostrando que hay posibilidades para la entrada de generadores privados de electricidad que vendan a las empresas distribuidoras.

Se está mostrando también que no siempre los proyectos grandes son los más convenientes, al menos frente a la limitada capacidad de inversión del subsector en la Región. Estos últimos proyectos pueden acometerse, como se ha sugerido a menudo, a través de un esquema similar al de Costa Rica, pero con inversionistas extranjeros.

En ambos casos se hace posible un principio de solución al problema sectorial de las inversiones en generación, pero se requiere también el cumplimiento de otras medidas en los aspectos financieros y tarifarios.

* División de Estudios Económicos, Ministerio de Minas y Energía de Colombia

REMARKS ON THE ARTICLE "PRIVATE GENERATION OF ELECTRICAL POWER IN COSTA RICA" BY JORGE BLANCO

Gilberto Jaimes-Florez*

The article of Jorge Blanco on Costa Rica focuses on a subject that has currently aroused a great deal of interest in Latin America, namely, the search for greater private sector participation in the supply of public services, in this case, electrical power.

The experience of Costa Rica in developing its power subsector typifies to a large extent what has occurred in other countries of the Region, that is, the trend toward nationalization of "electrical power" and the delivery of this service by national, regional, or local public institutes and enterprises.

The priority that the population has traditionally given to the supply of electricity, with its "public service" connotation, that is, under the responsibility of the State, pressured public investments to be geared toward programs and projects aimed at meeting this demand. It can be asserted that, in Costa Rica, as in other Latin American countries, governments have fulfilled their obligations to the community in this respect, judging by the high rates of coverage and the acceptable quality of the service provided, even if this has implied subsidized tariffs, especially to residential sector consumers.

The subsector's investment financing has also shared a common pattern, especially in the seventies, when almost all the Region's countries undertook large power supply projects financed with foreign credit, which at that time was plentiful and inexpensive. Virtually in all cases,

the situation was reversed and became one of high financial vulnerability as a result of the debt crisis and the world recession of the eighties.

Except for Mexico, Chile, and Trinidad and Tobago, the problems of power sector indebtedness in Latin America have worsened and at present seriously threaten the implementation possibilities of each country's plans to expand the generation, transmission, and distribution of electrical power, as explained by Jorge Blanco in the case of Costa Rica.

Under these circumstances and with the widespread application of neoliberal approaches to the State's role, the power subsector of the Region is rethinking the bases and approaches of its expansion plans and looking for new alternatives so that it can implement these plans. Probably the most innovative element of these new approaches to the problem is the assumption that, even though power supply is a public service, it should be cost effective for the institution that is in charge of providing it. The user should at least pay for the cost of the kilowatt he requires, and the subsidies, if any, should be highly explicit with respect to origin and destination.

Private sector participation in the delivery of this service is thus being promoted, but in order to effectively concretize this alternative, the legal framework that regulates the sector should also be modified.

The law of autonomous or parallel power generation for Costa Rica is a way to open up the legal

framework to include this possibility. This opening up is being limited to generation, and it is clear that the intention is to promote Costa Rican private investment for the exploration of small-scale hydro potential and nonconventional energy sources, through the granting of concessions to install and exploit power stations that are no larger than 20 MW for a period no greater than 15 years, limiting the overall capacity of these new projects to 15% of the national total.

The response of the private sector of Costa Rica did not take long to occur and seems to be more than satisfactory, in view of the proposals that have emerged and the contracts signed during the eight months following enactment of the law.

Although private initiative also faces financing problems, they are minor and can be overcome in contrast to their government counterparts, which must still service their past loans.

It seems to us that the Costa Rican approach should be closely analyzed by the countries of the Region, since it could motivate the elaboration of similar schemes, although adapted to the problems and circumstances of each particular case. It demonstrates that there are possibilities for the introduction of private power generators that would sell electricity to distributing companies.

It is also evident that large projects are not always the most suitable, at least in view of the sector's limited investment capacity in the Region. These projects could be implemented, as has often been suggested, through a scheme similar to the one in Costa Rica, but with foreign investors.

In both cases, the beginning of a solution to the subsector's problem with investments for generation is being formulated, but other measures concerning financial and tariff issues also need to be implemented.

* Economic Studies Division, Ministry of Mines and Energy of Colombia

LAS GRANDES INVERSIONES: UN PANORAMA INCIERTO PARA EL SECTOR ELECTRICO

COMENTARIO SOBRE EL ARTICULO "PARTICIPACION PRIVADA EN EL SUBSECTOR DE ENERGIA ELECTRICA DE LOS PAISES DE AMERICA LATINA: UN ESTUDIO DE CASO EN GUATEMALA"

José Puchi*

He analizado con sumo interés el artículo publicado por los señores Rafael Campo, Jorge Manrique, Carlos Mansilla y María Richter, el cual muestra una alternativa interesante dentro del marco de necesidades de los países de América Latina y El Caribe donde se están sucediendo cambios importantes en materia de reestructuración del sector eléctrico.

Cabe destacar que la situación del sector eléctrico en la Región presenta un panorama incierto debido a las grandes inversiones de capital que tiene que acometer, producto entre otros que la demanda seguirá superando el crecimiento económico en la década de los noventa y la asignación de una cantidad apreciable para el servicio de la deuda, el mantenimiento del parque de generación y líneas de transmisión y distribución, lo cual se traduce en la necesidad de buscar nuevas fuentes de financiamiento que permitan aliviar las erogaciones que hace el Estado para ser utilizados en otras áreas, tales como salud y educación.

Una de las alternativas planteadas dentro de la Región es la captación de recursos de capitales privados, en especial para el sector eléctrico que es una industria intensiva en capital, que exige inversiones continuas, crecientes e inevitables y que requiere de períodos muy largos para que sus instalaciones entren en operación.

En el artículo existen algunos aspectos técnicos, que por lo limitado del espacio en la Revista no se dieron

más detalles, pero sería interesante conocer cuáles fueron los análisis previos para llegar a su implantación. Entre éstos, puedo mencionar los siguientes:

- ¿Cuáles han sido los criterios para escoger un sistema de precios basados en los costos marginales de corto plazo en lugar de los de largo plazo, teniendo en consideración el parque de generación adoptado?
- En los cálculos de costos marginales de capacidad y en lo relativo al costo anticipado, sería interesante conocer a qué intereses durante la construcción se está haciendo referencia, ya que esta denominación usualmente se utiliza para referirse a los que se originan como resultado del financiamiento externo, lo cual corresponde a un estudio financiero y no económico.
- En cuanto a los aspectos contractuales, pienso que uno de los factores fundamentales para reducir el riesgo del vendedor es el de incorporar en los contratos de venta de energía el cargo mínimo que deberá pagar el comprador, con el objeto de garantizar el pago de la inversión.
- Finalmente, en la revisión periódica de los precios se podría utilizar una fórmula de indexación, práctica utilizada en algunos países y que permite hacer los ajustes necesarios en función de la variación de los parámetros económicos.

Una de las alternativas planteadas dentro de la Región es la captación de recursos de capitales privados, en especial para el sector eléctrico que es una industria intensiva en capital, que exige inversiones continuas, crecientes e inevitables y que requiere de períodos muy largos para que sus instalaciones entren en operación

* Director General Sectorial de Energía (encargado) y Coordinador de OLADE en Venezuela, Ministerio de Energía y Minas

LARGE INVESTMENTS: AN UNCERTAIN OUTLOOK FOR THE POWER SECTOR

REMARKS ON THE ARTICLE "PRIVATE PARTICIPATION IN THE POWER SUBSECTOR OF LATIN AMERICAN COUNTRIES: A CASE STUDY IN GUATEMALA"

José Puchi*

I have analyzed with great interest the article published by Rafael Campo, Jorge Manrique, Carlos Mansilla, and María Richter, which shows an interesting alternative concerning the needs of Latin American and Caribbean countries, where significant changes are occurring in terms of power sector restructuring.

It should be emphasized that the electric power sector offers an uncertain panorama owing to the large capital investments it needs to make, as a result of the fact that demand will continue to exceed economic growth in the nineties, and due to the allocation of substantial amounts for debt servicing and maintaining existing power generation installations and transmission and distribution lines, which leads to the need for finding new financial sources that would enable the State to reduce its outlays in this sector and transfer them to other areas, such as health and education.

One of the alternatives proposed within the Region is the possibility of attracting private capital resources, especially for the electric power sector, which is a capital-intensive industry that requires constant, growing, and unavoidable investments, as well as long periods of time before its installations can enter into operation.

The article contains some technical aspects that were not described in greater detail because of

the limited space available in the Magazine, but it would be interesting to learn about the analyses that were performed before a decision was made to implement this alternative. Among others, I would like to mention the following:

- What were the criteria used to choose a pricing system based on short-term marginal costs instead of long-term ones, bearing in mind the power generation installations adopted?
- In calculating the capacity marginal costs and the expected cost, it would be interesting to know what interest rates are being referred to during the construction, since this denomination is usually used to refer to those that come from external financing, which pertains to a financial study and not an economic one.
- As for the contracting aspects, I think that one of the basic factors to reduce the seller's risk is the incorporation into the energy sales contract a minimum charge that the buyer should pay in order to ensure payment of the investment.
- Finally, in the periodical review of prices, an indexing formula could be used, a practice found in several countries that permits the necessary adjustments to be made according to the variation of economic parameters.

One of the alternatives proposed within the Region is the possibility of attracting private capital resources, especially for the electric power sector, which is a capital-intensive industry that requires constant, growing, and unavoidable investments, as well as long periods of time before its installations can enter into operation

* Acting Director General of the Energy Sector and Coordinator of OLADE in Venezuela, Ministry of Energy and Mines.

COMENTARIOS SOBRE EL ARTICULO "BOOT: UNA VISION GENERAL Y LAS INTERROGANTES NECESARIAS PARA IDENTIFICAR LA VIABILIDAD" DE ROBERT J. PHILLIPS

*Adilson de Oliveira**

La crisis de la deuda provocó profundos efectos sobre la economía de la mayoría de los países en desarrollo. Desaparecieron las fuentes de financiamiento externo y también se agotó la capacidad del Estado para financiar inversiones de largo plazo de maduración. En estas circunstancias, el sector eléctrico ha venido encontrando crecientes dificultades para financiar la expansión de su capacidad de generación, transmisión y distribución. El principal desafío actual del sector eléctrico en los países en desarrollo consiste en encontrar nuevas fuentes y formas de financiamiento que garanticen el abastecimiento de energía eléctrica en niveles adecuados de confiabilidad y en niveles de costo aceptables.

Como respuesta a ese desafío, han sido propuestos nuevos esquemas que pretenden atraer capitales privados nacionales o internacionales para el sector eléctrico. Algunos analistas proponen la privatización de todo el sector eléctrico como la alternativa a seguir. Con todo, las dificultades tanto de orden político como de orden económico y financiero para viabilizar esta alternativa han llevado a la búsqueda de otras alternativas menos radicales para el problema.

El BOOT ha sido señalado, particularmente por las agencias multilaterales de crédito, como un mecanismo efectivo y operacional para aumentar la presencia de

capitales privados, principalmente capitales internacionales, en el sector eléctrico de los países en desarrollo.

Se trata de una forma creativa de promover la convivencia de capitales privados y estatales en un sector clave de la economía. El BOOT propone una división de tareas dentro del sector eléctrico. El capital privado asume la responsabilidad del incremento de la capacidad de generación (o por lo menos parte de él), mientras que el capital estatal puede garantizar la capacidad de las redes de transmisión y distribución. En este esquema, los capitales privados financian la construcción de nuevas centrales y se encargan de su operación y mantenimiento. Pasado algún tiempo, previamente establecido en un contrato, se transfiere la central de generación al sector eléctrico estatal.

Esa formulación bastante sencilla, que surgió en algunos países desarrollados, ha encontrado dificultades en efectuarse en los países en desarrollo. El elemento crucial que ha trabado el BOOT en los países en desarrollo es la repartición de los riesgos del negocio, como bien señaló el autor.

Una central de generación eléctrica exige grandes inversiones y tiene un tiempo de vida útil relativamente largo. Tales características hacen que la rentabilidad del proyecto depende ampliamente de la tasa de descuento utilizada en su flujo de caja. Más aún, los ingresos

dependen de las tarifas, que son casi siempre fijadas por los gobiernos y son sujetos a fuertes presiones políticas.

En las difíciles condiciones macroeconómicas que viven la mayoría de los países en desarrollo, es fácil prever los elevados riesgos implicados por las inversiones del tipo BOOT. No es sorprendente, por lo tanto, que el artículo concentre su análisis en los mecanismos que los gobiernos necesiten introducir para reducir los riesgos del inversionista privado, única manera de viabilizar este tipo de proyecto en los países en desarrollo.

Es interesante notar que muchas de las sugerencias apuntadas por el autor como incentivos que los gobiernos deberían introducir para fomentar el BOOT conllevan profundas reorientaciones de política económica, tecnológica e industrial que no son nada sencillas de introducir. Otras sugerencias implican la concesión de varias ventajas que encuentran, casi siempre, una fuerte oposición política interna.

En la práctica, estos elementos han hecho que los esquemas BOOT no son factibles en los países en desarrollo, a pesar del interés inicial mostrado por esos países.

Mientras más estable es la economía de un país más atractivos se vuelven los esquemas BOOT.

Por otro lado, BOOT no relaciona el agente financiero y el ejecutor del proyecto con el desarrollo del sector eléctrico. Se trata de una solución adecuada para países con un sistema eléctrico establecido y con una economía estable, cuyo sector eléctrico esté atravesando una crisis coyuntural de financiamiento. La realidad de la mayoría de los países en desarrollo está alejada de estas condiciones.

* Profesor, Centro de Tecnología, Coordinación de los Programas de Postgrado de Ingeniería (COPPE) de la Universidad Federal de Rio de Janeiro (UFRJ), Brasil

REMARKS ON THE ARTICLE "BOOT: THE OVERVIEW AND THE QUESTIONS WHICH NEED TO BE ASKED TO IDENTIFY VIABILITY" BY ROBERT J. PHILLIPS

*Adilson de Oliveira**

The debt crisis has exerted profound effects on the economies of the majority of developing countries. The sources of foreign financing have disappeared, and the State's capacity to finance long-term maturity investments has also expired. Under these circumstances, the electric power sector has been finding it increasingly difficult to finance the expansion of its generation, transmission, and distribution capacity. The main challenge at present for the power sector in developing countries consists of finding new sources and forms of financing that would guarantee electric power supply at adequate reliability levels and acceptable cost levels.

In response to this challenge, new schemes have been proposed aimed at attracting domestic or international private capital for the electric power sector. Some analysts propose that the entire electric power sector be privatized, as one alternative. Nevertheless, the political as well as economic and financial difficulties to make this alternative feasible have led to the search for other less radical alternatives to the problem.

The BOOT scheme has been pointed out, especially by the multi-lateral credit agencies, as an effective and operational mechanism to increase private capital involvement,

mainly international capital, in the power sector of developing countries.

It is a creative way to promote the coexistence of private and state capital resources in a key sector of the economy. The BOOT scheme proposes a division of tasks within the power sector. Private capital assumes the responsibility for increasing power generation capacity (or at least a part of it), whereas government capital can ensure the capacity of transmission and distribution networks. Within this scheme, private capital finances the construction of new power stations and is in charge of their operation and maintenance. After some time, previously determined in a contract, the power generation station is transferred to the state power sector.

This quite simple formula, which emerged in several developed countries, has encountered some difficulties in its implementation in developing countries. The crucial element that has prevented BOOT from being applied in developing countries is the sharing of business risks, as mentioned by the author.

A power generation station demands large amounts of investment and has a relatively long useful life. Such characteristics make the project's profitability depend largely on the discounted rate used in its

cash flow. Moreover, earnings depend on tariffs, which are almost always set by the governments and are subject to strong political pressures.

Under the difficult macroeconomic conditions being experienced by the majority of developing countries, it is easy to predict the high risks implied by BOOT-type investments. It is not surprising, therefore, that the article focuses its analysis on the mechanisms that governments need to introduce to reduce the risks of private investment, which is the sole way of making this kind of project feasible in developing countries.

It is interesting to note that many of the suggestions made by the author regarding the incentives that governments should introduce to foster BOOT projects involve a thorough reorientation of economic, technological, and industrial policies, which is in no way easy to introduce. Other suggestions imply granting various advantages that almost always come up against strong domestic political opposition.

In practice, these elements have rendered BOOT schemes unfeasible in developing countries, despite the initial interest shown by these countries.

The greater the stability of a country's economy, the more attractive BOOT schemes become.

Moreover, BOOT schemes do not link the project's financial agent and executor to the power sector's development. BOOT is a suitable solution for countries with an established electric power system and a stable economy, whose power sector is going through a specific financial crisis. The truth of the matter is that most developing countries are far from meeting these conditions.

* Professor at Technology Center, Coordination Postgraduate Engineering Programs (COPPE), Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ), Brazil

LAS EMPRESAS ESTATALES PUEDEN SER EFICIENTES

COMENTARIOS SOBRE EL ARTICULO "BOOT", DE ANTHONY A. CHURCHILL

Juan Eibenschutz*

Sin embargo, afirmar que las empresas estatales no pueden ser eficientes no es correcto. Igual que las empresas privadas, las estatales requieren de directivos y personal competentes y honestos, así como de organizaciones eficaces

Efectivamente, los países en desarrollo tienen como una de sus características la escasez de capitales y la fórmula sugerida contribuiría a incrementar la capacidad eléctrica y eventualmente, con la transferencia de la propiedad a inversionistas nacionales, a la captación de ahorro interno. La idea es buena.

Sin embargo, afirmar que las empresas estatales no pueden ser eficientes no es correcto. Igual que las empresas privadas, las estatales requieren de directivos y personal competentes y honestos, así como de organizaciones eficaces. Por otra parte, el servicio público de energía eléctrica es monopólico por necesidad y debe ser regulado por el gobierno para garantizar calidad de servicio y tarifas correctas.

El financiamiento de origen extranjero está sujeto a la disponibilidad de divisas y en muchos de los países en desarrollo el problema estriba en las dificultades para cubrir el servicio de la deuda o, en caso de BOOT, para transferir los ingresos del dueño de la moneda local a la del país o de los países originarios de los fondos.

La historia muestra que la intervención gubernamental fue necesaria no sólo para fijar precios y parámetros de calidad de servicio, sino para hacer llegar la energía a regiones subdesarrolladas, donde el negocio no era bueno.

La necesidad de subsidiar cierto tipo de servicios en países en

desarrollo es ineludible. Naturalmente los subsidios deberían ser explícitos y deberían ser entregados a los beneficiarios y no manejarse a través de precios bajos. Muchas veces esto resulta impráctico, sobre todo cuando se decide subsidiar a los consumidores residenciales que utilizan poca energía y se recurre a tarifas bajas que, si bien complican la relación entre la empresa eléctrica y las autoridades presupuestales, permiten cumplir los objetivos de protección a los marginados.

La privatización del servicio público de energía eléctrica requiere de reguladores con autoridad y honestidad porque, de lo contrario, las ganancias serían excesivas y se penalizaría el desarrollo por falta de la energía o por precios elevados.

Si la empresa eléctrica es solvente y eficiente, sus costos serán más bajos. Los esquemas BOOT son necesariamente más costosos y sólo se explican por una característica indeseable pero real: es más caro ser pobre que ser rico.

Por último, el concepto de transferir la propiedad a los inversionistas nacionales es muy válido y es un buen mecanismo para captar el ahorro interno. Las empresas eléctricas de los países en desarrollo (privadas o públicas) deben mejorar como resultado de este proceso. ¿Pero no sería mejor pensar en obligarlos a ser buenos sujetos de crédito a fin de que sean capaces de emitir bonos nacionales u otros esquemas de captación de ahorro?

* Coordinador de Asesores, Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal de México

STATE ENTERPRISES CAN BE EFFICIENT

REMARKS ON THE ARTICLE "BOOT" BY ANTHONY A. CHURCHILL

Juan Eibenschutz*

It is not correct to say, however, that state utilities cannot be efficient. Just like private companies, state companies require competent and honest management and personnel as well as efficient organizations

As a scarcity of capital is indeed one of the characteristics of developing countries, the suggested formula would help to increase electric power capacity and eventually, with the transfer of ownership to national investors, capture domestic savings. The idea is sound.

It is not correct to say, however, that state utilities cannot be efficient. Just like private companies, state companies require competent and honest management and personnel as well as efficient organizations. On the other hand, the electric power public service is a monopoly through necessity and should be regulated by the government to guarantee service quality and correct tariffs.

Foreign financing is subject to the availability of foreign exchange and, in many of the developing countries, the problem lies in the difficulty of servicing debt, or in the case of BOOT, of converting the owner's earnings from local money to the currency of his country or to the currency of the countries from which the funds stem.

History shows that government intervention was necessary, not only to fix prices and service quality parameters, but also to deliver power to underdeveloped regions, where little profit could be made.

The need to subsidize certain types of services in developing countries is unavoidable. Naturally, subsi-

dies should be clear, be delivered to the beneficiaries, and not be managed through low prices. This often turns out to be impractical, above all when a decision is made to subsidize residential consumers who use little electricity through low tariffs, which permit fulfilling the objectives of protecting the marginal sectors of the population although complicating relations between the electric power utility and the budget authorities.

Privatization of the public electrical power service requires regulators with authority and honesty because otherwise the profits would be excessive and development would be penalized through lack of electric power or high prices.

If the power company is solvent and efficient, its costs will be lower. The BOOT plans are necessarily more costly and can only be explained by an undesirable but real truth: it is more expensive to be poor than to be rich.

Finally, the idea of transferring ownership to domestic investors is valid and is a good way to capture domestic savings. The electric power utilities in developing countries (private or public) must improve as a result of this process. But would it not be better to think about obliging them to become creditworthy subjects to enable them to issue domestic bonds or come up with other schemes to capture savings?

* Coordinator of Advisors, Secretariat of Energy, Mines, and Semi-public Industry of Mexico

Revisando la Planificación del Sector Eléctrico Brasileño

J.L. Araujo y A. Oliveira*

1. INTRODUCCION

El mundo está cambiando; no solamente en la esfera interna sino también, y principalmente, en la esfera internacional. Esto es verdad no sólo desde los puntos de vista político y económico, sino desde el energético. En respuesta a este nuevo contexto, el sector eléctrico brasileño ha modificado su metodología de planificación a largo plazo¹; de acuerdo con nuestro criterio, sin embargo, las modificaciones hechas han sido todavía modestas. La realidad actual exige reformas más profundas para evitar un creciente distanciamiento entre las políticas adoptadas y las exigencias de la realidad.

Es importante aclarar que no deseamos minimizar el significativo esfuerzo realizado por las empresas del sector eléctrico brasileño en la última década para adaptar su planificación a la nueva realidad emergente. La utilización de la metodología de escenarios, la desagregación del consumo por sectores de uso final y por región, y el debatir públicamente los resultados y la metodología adoptada son indicadores concretos de lo realizado.

En particular, hay que destacar el tratamiento proporcionado

a la cuestión ambiental; entre los sectores de la economía con potencial de impacto sobre el medio ambiente, el sector eléctrico es el que ha dado los pasos más concretos para incorporar esa dimensión en la planificación. No obstante, el esfuerzo realizado en tal sentido no debe impedirnos ver los resultados que hasta el momento son relativamente limitados frente a los desafíos enfrentados por el sector.

La comparación entre el Plan 2010, publicado en 1987, y el recién divulgado Plan Decenal es iluminadora. Con relación a la demanda, para el año 2000, el Plan 2010 prevé un consumo total de 423,7 TWh; el Plan Decenal lo redujo a 364,3 TWh (cerca del 14%). Tal reducción significa la economía de 13,56 GW instalados en los próximos diez años. Por tanto, en la década, se podrán economizar aproximadamente US\$27 mil millones.

Respecto a la oferta, las modificaciones son importantes: 1.625 MW termoeléctricos fueron aumentados en el Plan Decenal, desplazando por lo menos una capacidad hidroeléctrica semejante. Con esto, el sector eléctrico economizará más de US\$800 millones de inversiones². Esta cantidad es conservadora, ya que se limita a la

generación termoeléctrica vinculada al acuerdo de gas Brasil-Bolivia y al uso de los aceites ultraviscosos.

Es razonable pensar que la generación independiente y privada será significativamente mayor, en caso de que se implanten condiciones institucionales adecuadas. De ser así, tal economía sería superior para el sector eléctrico y más todavía para el sector público.

El resultado de esas revisiones fue una demora en el cronograma de las centrales anteriormente programadas en cerca de tres años en promedio. Dadas las condiciones del sector público brasileño, este resultado representa una economía de inversión nada despreciable. Estas cifras nos llevan a dos conclusiones. La primera, que las modificaciones en la demanda (esencialmente por causas macroeconómicas), más los ajustes de la oferta, generaron una reducción de las inversiones de las empresas del sector eléctrico, cercano a los US\$30 mil millones en la década³. La segunda es la propia dimensión de esa cifra que pone en alerta sobre los márgenes de error existentes en esta planificación, así como sobre la necesidad de incorporar ese desequilibrio de una manera diferente a la realizada hasta el momento.

* Profesores, Centro de Tecnología, Coordinación de los Programas de Postgrado de Ingeniería (COPPE) de la Universidad Federal de Rio de Janeiro (UFRJ), Brasil

La realidad actual exige reformas más profundas para evitar un creciente distanciamiento entre las políticas adoptadas y las exigencias de la realidad

Este trabajo procura analizar tales casos. En la primera parte analizamos las profundas modificaciones del contexto del sector eléctrico, tanto en los países desarrollados como en el Brasil. Estas modificaciones requieren cambios en las estructuras del sector, así como en sus metodologías de planificación. En la segunda parte analizamos algunos aspectos metodológicos que necesitan ser revisados para adecuar la planificación del sector eléctrico al nuevo contexto. Cabe destacar que estamos conscientes de la dificultad de disociar las reformas estructurales de las metodológicas; si así lo hacemos, se debe especialmente al espacio que disponemos para este artículo.

2. EL NUEVO CONTEXTO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Poco a poco, un nuevo consenso está surgiendo entre los analistas energéticos: al final de los años setenta, la trayectoria del sector eléctrico en el mundo pasó por un punto de inflexión. A partir de los años cincuenta hasta fines de los setenta, el sector eléctrico vivió un largo período de progreso, considerado por muchos como su época de oro (12). Este período se caracterizó por un "círculo virtuoso" en

que ocurrieron diversas modificaciones tecnológicas que redujeron los costos en forma sustancial; las interconexiones de sistemas eléctricos aislados permitían reducir la capacidad instalada por KWh generado; el consumo de electricidad crecía a tasas elevadas y sostenidas; se obtuvieron significativas economías de escala y las tasas de interés eran relativamente bajas. Esas condiciones permitieron que la oferta creciera rápidamente con costos decrecientes.

2.1 El Contexto de los Países Desarrollados

En los países desarrollados, las primeras señales de cambio aparecieron al comienzo de los años setenta, con ocasión del brutal aumento del precio del petróleo que, por primera vez luego de tres décadas, provocó un incremento en los costos de la electricidad generada en termoeléctricas. Sus consecuencias no fueron percibidas de inmediato por el sector eléctrico de estos países; las previsiones de la demanda de electricidad siguieron las tendencias del consumo anterior y subestimaron fuertemente el consumo real (8). En razón de que la construcción de centrales se basó en demandas optimistas, en poco tiempo

aparecieron capacidades ociosas en el sector eléctrico, lo que aumentó aún más los costos de generación.

En los años ochenta, los precios de los combustibles fósiles bajaron ostensiblemente, disminuyendo las presiones de costo. A pesar de esto, aparecieron nuevas presiones de costo. Primero, el crecimiento de la tasa de interés: en un sector con uso intensivo de capital como éste, aumentó fuertemente el costo de la deuda de las inversiones pasadas. Segundo, las tecnologías de gran escala que prometían grandes reducciones de costo, como la nuclear, tuvieron la resistencia del público y de los costos crecientes, revelando las primeras señales de que las economías de escala en el sector eléctrico se estaban agotando (16). Tercero, la cuestión ambiental comenzó a volverse un elemento importante en la política energética; inicialmente el problema se lo concibió como local (particularmente en el caso de las centrales nucleares), pero rápidamente la cuestión ambiental se volvió problema regional (lluvias ácidas) y progresivamente se viene globalizando (efecto invernadero).

La presión de los costos en aumento llevó al crecimiento de las tarifas eléctricas y generó incentivos para la conservación de energía. Estos incentivos fueron fortalecidos

por importantes cambios tecnológicos, particularmente en el área de la microelectrónica (monitoreo y control), que reforzaron los estímulos de precios (14). La presión de costos y tarifas era otro factor, en los países desarrollados, del cambio en la percepción de los consumidores respecto al papel del sector eléctrico. Los consumidores demostraron su insatisfacción con respecto al costo del servicio prestado, tanto residencial como industrial, porque se sentían víctimas de un monopolio que cobraba tarifas en constante aumento por el mismo servicio.

Finalmente, en los años ochenta apareció una nueva forma de filosofía política denominada neoliberal. Esta nueva filosofía hizo sus primeros impactos en los países de habla inglesa; sin embargo, su influencia es creciente tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo. Su impacto sobre el sector eléctrico se hizo sentir a través de una fuerte crítica al comportamiento de las empresas públicas. Esta crítica incluye dos aspectos fundamentales: la tendencia de los gobiernos de interferir en la administración de las empresas públicas y la falta de definiciones claras de los objetivos de tales empresas, lo que permite a los administradores libertad para decidir sin ningún control público (4). Inclusive en los casos en que el sector eléctrico está en manos privadas (caso norteamericano), la crítica neoliberal se hizo presente, señalando las fallas del sistema de regulación definido e implementado por el sector público.

La combinación de todos estos factores generó un ambiente radicalmente nuevo. La posición de las concesionarias de energía eléctrica fue debilitada por el nuevo contexto, que ofrecía oportunidades para atender el surgimiento de los nuevos factores en el sector eléctrico. Los grandes consumidores indus-

triales, particularmente, adquirieron más influencia en el proceso decisivo. La debilidad de las concesionarias reflejaba en gran medida sus propias limitaciones. Primero, sus reiterados errores en la previsión de la demanda provocó el exceso de la capacidad de oferta y por consiguiente profundizó la crisis financiera del sector y produjo la elevación de sus costos. Segundo, su dificultad en responder en forma coherente a la preocupación creciente de las poblaciones sobre el medio ambiente originó inseguridad sobre su capacidad de prestar un servicio público. Tercero, su conservadurismo tecnológico era un obstáculo para evaluar correctamente el nuevo conjunto de tecnologías de pequeño tamaño (ciclo combinado, por ejemplo) que surgían como fruto del nuevo tope de las tasas de interés y de los límites de las economías de escala. Por último, adaptarse a la situación conquistada retardó la reflexión sobre las reformas institucionales necesarias para responder a las críticas, algunas de ellas pertinentes, de los neoliberales sobre el funcionamiento del sector eléctrico monopolizado y estatal (3). La debilidad de las concesionarias de energía eléctrica explica la facilidad de los gobiernos neoliberales para introducir modificaciones institucionales radicales en el sector eléctrico de varios países del mundo desarrollado.

2.2 El Contexto Brasileño

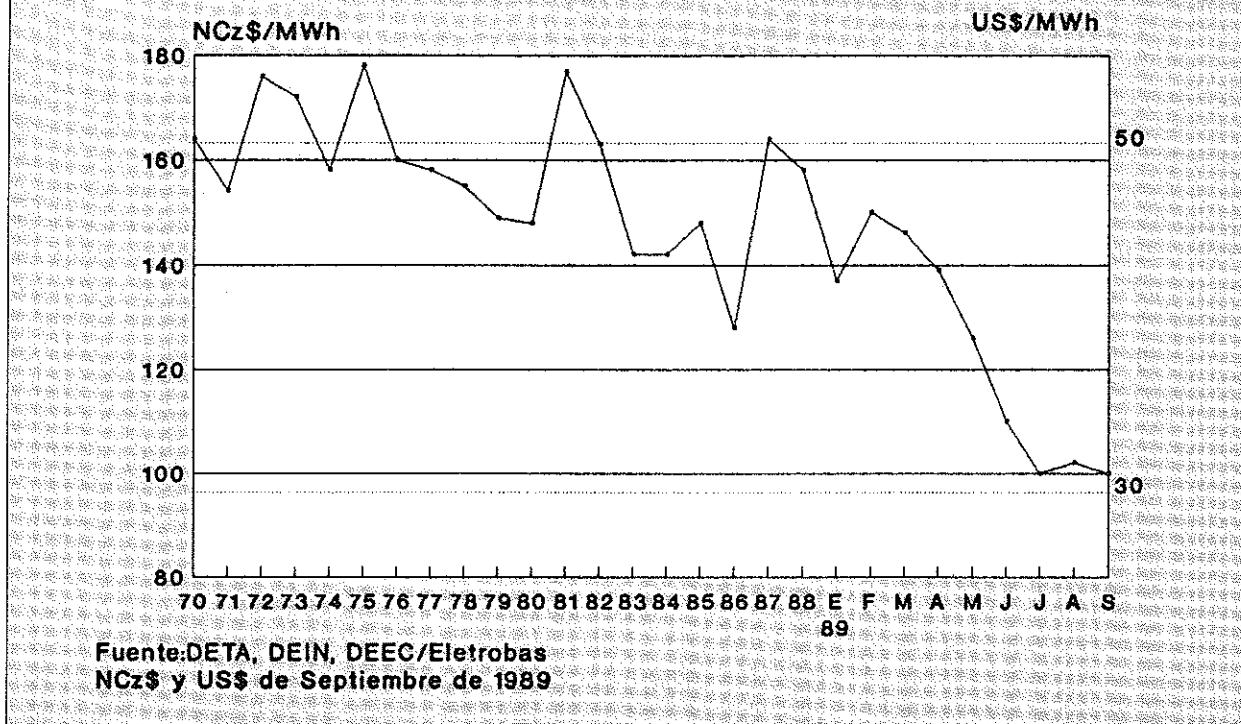
Hasta la crisis del petróleo, las tendencias del sector eléctrico en el Brasil eran muy similares a las de los países desarrollados, a pesar de que el ambiente en que operaban las concesionarias brasileñas era bastante distinto. El sector eléctrico era capaz de atender una demanda que crecía en forma acelerada (en algunos años a tasas superiores al 10%), con tarifas decrecientes en términos reales. La

difusión de nuevas tecnologías provenientes de los países desarrollados permitía alcanzar sustanciales ganancias de productividad en el sector eléctrico, reduciendo costos y tarifas reales.

Tal como en los países desarrollados, el contexto del sector eléctrico de los países en desarrollo se modificó radicalmente desde entonces (11), inclusive en el Brasil. No obstante, tanto las concesionarias, como los consumidores tardaron en darse cuenta de la nueva situación. La prevalencia especial de la generación hidroeléctrica en el parque generador brasileño permitió aislar al sector de los incrementos de costos derivados del aumento de precios de los combustibles fósiles; además, subsistían algunas oportunidades para incrementar el desempeño tecnológico del sector eléctrico brasileño: es el caso de la integración de nuevas áreas geográficas en el sistema interconectado, con potencial suficiente para reducir costos. Estos elementos no eran, sin embargo, suficientes para impedir el crecimiento del costo de la electricidad en el Brasil; las fuerzas que generaban aumentos de costos en los países desarrollados también ejercían un impacto en el Brasil.

Sólo fue posible postergar la caída del ritmo de crecimiento de la demanda debida a la recesión del comienzo de los ochenta, por ejemplo, con el establecimiento de tarifas fuertemente reducidas (un sexto de la tarifa normal) para incentivar el consumo de electricidad industrial. Los costos de inversión y de renovación de la deuda de las concesionarias aumentaban debido a las elevadas tasas de interés. Asimismo, el rechazo de la opinión pública a la construcción de grandes centrales hidroeléctricas hacía más difícil y más cara su construcción. Pese a esa dinámica de costos crecientes, las tarifas no aumentaron; de hecho, fueron reducidas (Figura 1).

FIGURA 1
TARIFA MEDIA INDUSTRIAL DE
ENERGIA ELECTRICA



Sucesivos gobiernos prefirieron proteger a los consumidores del impacto de corto plazo de tarifas crecientes, alegando razones macroeconómicas. En estas circunstancias, se hacía necesario ofrecer subsidios al sector eléctrico para cubrir sus costos adicionales, lo que lamentablemente no sólo no ocurrió, sino que las inversiones de las concesionarias siguieron un ritmo "stop and go", suspendidas y luego retomadas a un nivel más elevado para atender una demanda en continuo crecimiento. Para enfrentar una reducción de recursos propios disponibles, las empresas públicas del sector se vieron obligadas a endeudarse significativamente (en un período de tasas de interés fluctuantes y crecientes) para financiar sus inversiones.

Esta dinámica dejó sin estructura la situación financiera del sector eléctrico brasileño. El rendimiento sobre sus activos cayó por debajo de la remuneración legal, reduciendo su capacidad de autofinanciamiento. Al pobre desempeño económico del sector, se sumó el deterioro de las cuentas externas del país para eliminar efectivamente los planes de expansión del sector y la capacidad de movilizar financiamientos para una recuperación. Actualmente, la prioridad del sector eléctrico brasileño es recuperar la capacidad de financiamiento (1). Sin embargo, esta prioridad no puede ser perseguida fuera del contexto de la dinámica de innovaciones tecnológicas que vienen ocurriendo en los países desarrollados. No puede olvidar tampoco la necesidad de

llevar a cabo una profunda revisión de la estructura institucional del sector eléctrico brasileño, particularmente en la estructura de regulación de las actividades de las concesionarias.

3. METODOLOGIA ACTUAL: LIMITES E IMPLICACIONES PARA LA PLANIFICACION

Dada la estructura institucional del sector, ELETROBRAS coordina los estudios de planificación a través del Grupo Coordinador de la Planificación de los Sistemas Eléctricos (GCPS), con representantes de las empresas federales asociadas. El Plan 2010 y el Plan Decenal 1990-1999, justifican el refuerzo de tal grupo, como un mecanismo de compatibilización

entre la "holding" y las filiales. Otros objetivos enfatizados son: hacer de la planificación del sector una actividad cada vez más abierta a la participación de la sociedad, y el de enfrentar las incertidumbres a través de escenarios, análisis de sensibilidad y mecanismos de revisión (6, 7). La metodología adoptada y los resultados alcanzados han sido publicados regularmente en documentos públicos.

No pretendemos cubrir toda la gama de la planificación, pero nos limitaremos a tres aspectos: la previsión del mercado, incluyendo el tratamiento de la incertidumbre; el problema de la eficiencia y el papel de las restricciones financieras. No tratamos el aspecto ambiental porque reconocemos los avances realizados por el sector para incorporar esa dimensión en su metodología de planificación, aunque mucho hay que realizar en esa dirección. Es necesario reconocer que ningún sector de la producción está ahora tan abierto al examen crítico y al debate público como el eléctrico, por medio de la publicación de su metodología de planificación, con hipótesis y resultados, y de la realización de reuniones públicas en proyectos importantes. Es plausible que las características institucionales del sector hayan contribuido en este sentido: las funciones centrales de DNAEE y ELETROBRAS, opuestas y equilibradas por concesionarias importantes, ciertamente ayudarán.

Actualmente, la planificación del sector eléctrico tiene una lógica secuencial: se inicia con una proyección de la demanda, que se utiliza como referencia para programar la expansión de la capacidad de generación, transmisión y distribución; en esta etapa, se introducen las restricciones financieras, que sirven para revisar el programa de obras; el resultado final es el programa consolidado de inversiones. Se pone especial énfasis a los estudios sobre

el riesgo de racionamiento e interrupción, a más de la preocupación sobre la transferencia de tecnología (7).

Esta lógica contiene la hipótesis implícita de que la demanda es un dato exógeno y les corresponde a las concesionarias prestar toda la atención, respondiendo al precepto legal de que las concesionarias son responsables por la garantía del abastecimiento. Esta lógica fue adecuada al contexto vigente hasta los años setenta, caracterizado por un ambiente favorable al financiamiento de la expansión del sistema y un proyecto de desarrollo basado en el Estado y en la centralización. Ninguno de estos supuestos es ahora evidente. En razón de la importancia de la previsión del mercado en la metodología de la planificación existente, es conveniente comentarla con mayor detenimiento.

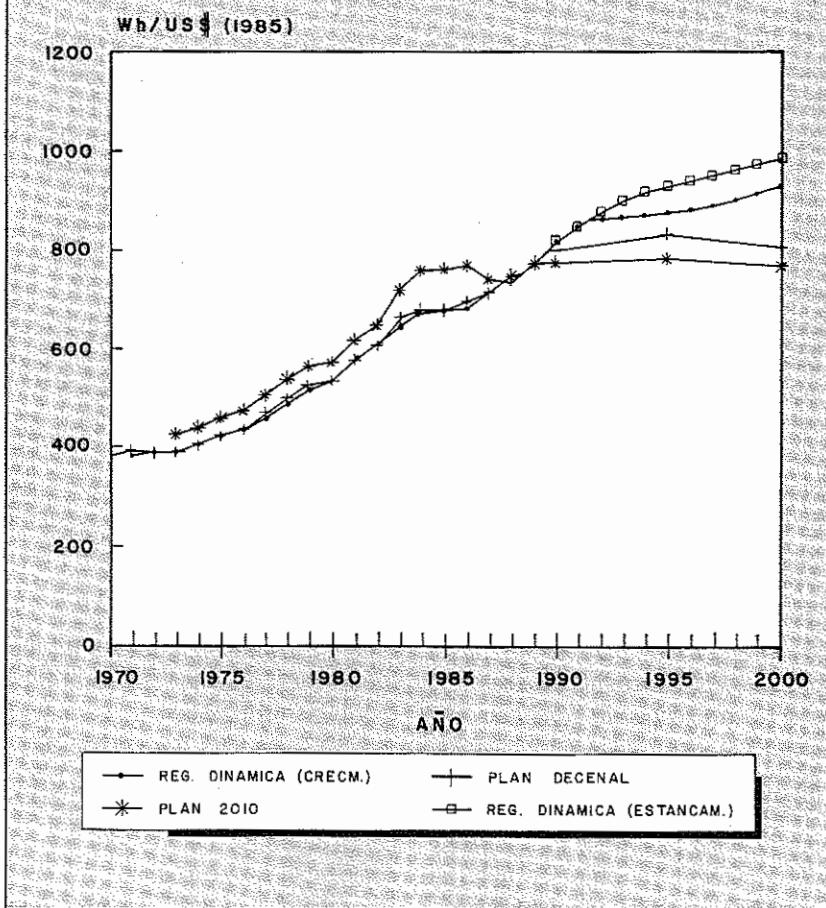
En este aspecto el sector dio un salto cualitativo en el Plan 2010, al trabajar en un nivel más desagregado. El comportamiento de nueve categorías de consumo fue estudiado, analizando por separado las grandes cargas; el análisis fue conducido en diferentes niveles de profundidad, conforme el segmento de consumo, sin dejar de lado la existencia de proyectos industriales importantes para calibrar las previsiones de corto y mediano plazo. El procedimiento no utilizó metodología de usos finales en forma explícita⁴, pero se aproximó significativamente: fueron utilizadas proyecciones económicas, solamente como complemento del análisis. En este punto, cabe observar que el método no fue utilizado en toda su potencialidad. Nuestra crítica se justifica por las dos observaciones siguientes: la primera, en cuanto a las implicaciones de los resultados obtenidos, el Plan 2010 implica un cambio completo en el proceso de electrificación de la economía, en contradicción con lo que viene

ocurriendo en el Brasil y en todas las economías industriales (esa inconsistencia fue reducida en parte por el Plan Decenal); esto tiene implicaciones importantes para el corto y mediano plazos. En segundo lugar, para el largo plazo, solamente se retuvo una previsión de referencia, perdiendo así gran parte del poder del método, a pesar de que han sido elaborados escenarios alternativos para el corto y el mediano plazo. Analicemos estos dos puntos.

En el Plan 2010, las hipótesis adoptadas implican un leve crecimiento del contenido eléctrico del PIB (electricidad consumida por unidad del PIB, es decir intensidad eléctrica) de 762 KWh/US\$ (de 1985) en 1985 a 776 en 1990 y 783 en 1995, bajando nuevamente a 769 en el 2000 y 740 en el 2010 (1). Estas cifras equivalen a un estancamiento y un cambio completo en la electrificación en comparación con la observada en el pasado (Figura 2). El Plan Decenal toma en cuenta las hipótesis y explica mejor la metodología utilizada para las nuevas proyecciones. Las principales diferencias metodológicas con el Plan 2010 son que los efectos de la política de conservación son considerados en las previsiones del Plan Decenal, por un lado; por otro, éste último omite la autoproducción, que el plan anterior tomó en cuenta. En consecuencia, sería de esperar que los contenidos energéticos se sitúen por debajo de los índices obtenidos en el Plan 2010.

El Plan Decenal muestra una revisión de hipótesis y explica mejor la metodología utilizada para las nuevas proyecciones. Entretanto, el análisis de sus resultados nos presenta cantidades cercanas al 5% más elevadas; los contenidos eléctricos del PIB previstos para 1990, 1995 y 2000 son, en su orden, de 803, 830 y 807 KWh/US\$ (1985). Esta discrepancia se debe al hecho de que el Plan Decenal incorpora el aumento

FIGURA 2
CONTENIDO ELECTRICO DEL PIB
OBSERVACIONES Y PROYECCIONES



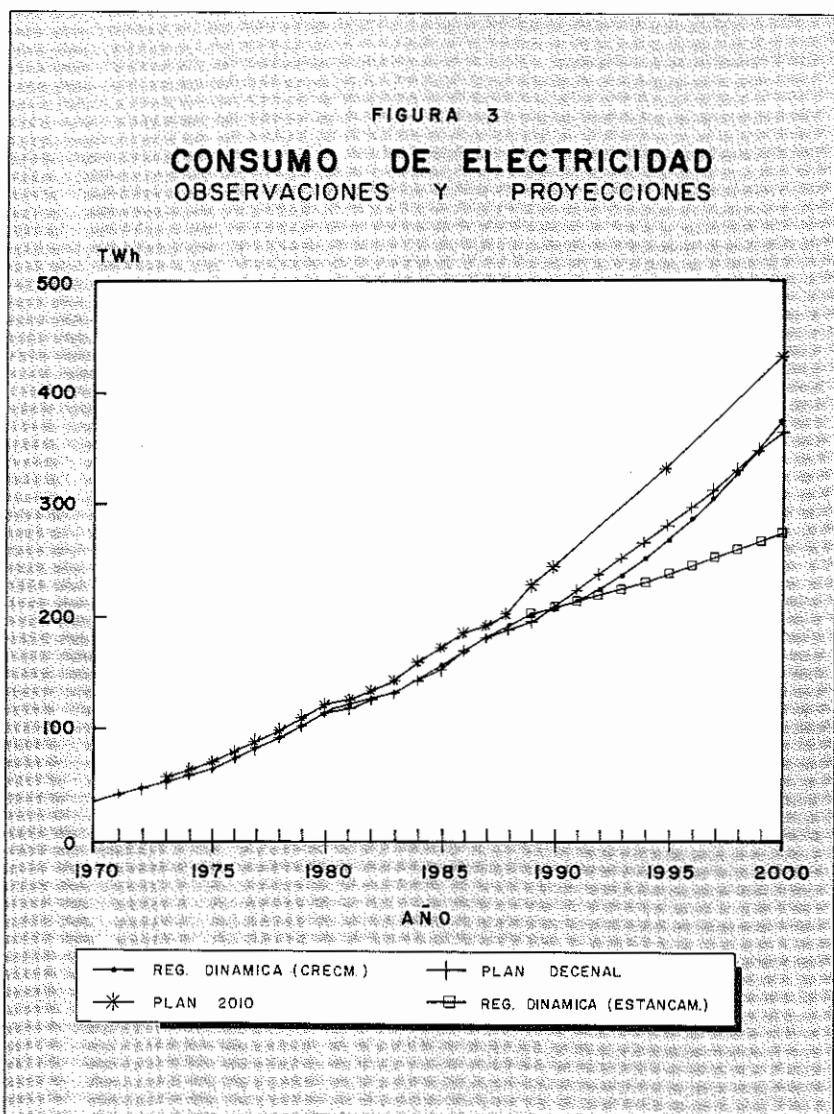
de contenido ocurrido en los últimos tres años, debido a la recesión (2). Es interesante destacar que entre 1990 y 2000 los contenidos permanecen aproximadamente estables, a semejanza del Plan 2010. Este resultado deriva directamente de la hipótesis de que no continuará la penetración de la electricidad, por saturación de los segmentos de consumo, y que la electrificación residual será cubierta a través de políticas de conservación. No obstante, existen señales claras de una fuerte tendencia hacia la difusión de equipos con uso intensivo de electricidad, que jugarían un papel importante en una recuperación (9). Este efecto a largo plazo, combinado

con la inercia del corto plazo, volvería conveniente un aumento del contenido, con mayor razón si la recesión se prolonga.

Las causas principales de tal inercia son la rigidez del parque de repuestos, que no puede ser substituido de la noche a la mañana, y que de hecho aumenta en una recesión; condiciones financieras en general (y con mayor razón ahora) desfavorables al desgaste acelerado de los equipos para substituirlos por nuevos; y el conservadurismo de hábitos, por razones diversas. En el proceso de la recuperación, aunque varios de esos factores pierdan fuerza, el ingreso de equipos eléc-

tricos introducidos por la automatización en la industria y por el efecto-renta en los otros sectores tiende a elevar sensiblemente la existencia. Ante la falta de una política consistente de conservación, no cabe esperar una inflexión significativa en relación al comportamiento reciente; un análisis dinámico (2) revela una elasticidad-producto a largo plazo del 1,5 y un coeficiente de inercia del 0,9 (esto es, el impacto de las alteraciones contextuales en el primer año es de solamente el 10% de su impacto global).

De esta forma, los resultados del Plan Decenal parecen demostrar



una significativa eficacia de las Políticas de Conservación, a pesar de que el espacio que les concede el documento sea prácticamente nulo. Las Figuras 2 y 3 demuestran los resultados de los Planes junto con la evolución (proyectada económetricamente) de consumo para dos escenarios de evolución del PIB: **recuperación** después de 1991 (con el 6% promedio anual entre el 1993 y el 1995, descendiendo progresivamente al 5% promedio anual para el año 2000) o **estancamiento** durante el resto de la década (con un crecimiento neto de cero entre 1990 y 1995).

Se puede observar que, en

cualquier caso, el consumo de electricidad crecerá en los próximos diez años; inclusive en el escenario de estancamiento ocurrirá un crecimiento cercano al 20% hasta 1995, y en el de recuperación será alrededor del 30% en el mismo período, debido a la inercia (el efecto de las hipótesis de crecimiento se hace en forma más significativa a fines de la década). La Figura No. 2, por otro lado, enfatiza el impacto de la recesión sobre el contenido eléctrico: aumentar el límite desplazando hacia arriba la curva Electricidad x PIB. A más largo plazo, sin embargo, domina la elasticidad producto de largo plazo y su valor elevado indica una tendencia al

aumento del contenido, frente a la ausencia de una política conservadora. Entretanto, es necesario tomar en cuenta la relatividad de tales resultados, en razón de que la elevada elasticidad es producto en parte de factores del período (tarifas a la baja e implantación de industrias pesadas) que no deberán volver a ocurrir. En tal sentido, la proyección "alta" está sobreestimando el consumo. Vale destacar, asimismo, que la proyección de consumo del Plan Decenal (Figura 3) se acerca bastante a la proyección econométrica "alta", por una combinación de contenidos más bajos y el ritmo de crecimiento más elevado para el PIB.

La falta de una separación clara entre los impactos de las acciones de Política de Conservación y del contexto macroeconómico en la evolución del mercado deja ver dos deficiencias de la actual metodología de previsión, a más de que ambas desperdician el potencial del método de usos finales y del método de escenarios: la primera, como ya anotamos, es no haber considerado los factores de electrificación vinculados al efecto-renta y a la difusión de nuevas tecnologías centradas en el uso de la electricidad, así como del tratamiento de políticas conservadoras como un instrumento de acción, al mismo nivel que el Programa de Obras.

La segunda es el tratamiento de la incertidumbre, que exponemos a continuación. La atención prestada al "método de escenarios" por ambos Planes no tiene un resultado concreto: al contrario, luego de discutir los factores de incertidumbre, recaen en un único escenario y una única política. De esta forma, se olvida la verdadera contribución de los métodos de escenarios que ofrecen la posibilidad de analizar sistemáticamente alternativas y contingencias, a fin de construir una estrategia flexible y robusta. Para ser justos, cabe admitir que el sector eléctrico brasileño no ha caído en este olvido; son raras las organizaciones que utilizan correctamente las técnicas de escenarios y más raras todavía las que publican sus estudios. Sin embargo⁵, el trato dado a la incertidumbre por ambos Planes implica atribuir a la previsión un carácter casi determinante; esta actitud podría justificarse en circunstancias de bajo riesgo, pero este no es, de ningún modo, el caso. Es cierto que al Plan se añaden elementos de flexibilización, en reconocimiento a las incertidumbres actuales; pero, ante la ausencia de una estructuración de las mismas, se puede cuestionar si la flexibilidad alcanzada en esta forma, es adecuada.

Un segundo aspecto a discutir es el tema de la eficiencia.

La eficiencia en el sector eléctrico tiene muchas acepciones y cubre muchos aspectos: se refiere con más frecuencia a la eficiencia en la utilización y normalmente se sobreentiende ese concepto cuando se habla de conservación. Pero antes vimos otro aspecto: la ineficiencia generada por una recesión, que tiene que ver básicamente con el crecimiento lento del parque de repuestos. Ambos aspectos tienen en común (y con tendencia a la electrificación) al hecho de referirse a la demanda y responder a medidas sobre ella.

Existen otras acepciones de eficiencia que tiene implicaciones distintas; así, el "manejo de carga" busca reducir las variaciones de horarios y de estaciones de la carga del sistema, con el propósito de mejorar la eficiencia de este último. Esto permite reducir el exceso de demanda y evidentemente las inversiones necesarias para suministrarla. Aunque normalmente se actúe sobre la demanda (a través de tarifas hora-estaciones y contratos especiales para grandes cargas) para alcanzar tal objetivo, es factible mejorar el factor de carga del sistema a través de medidas sobre la oferta. Por ejemplo, utilizar más ampliamente la capacidad de cogeneración del sector cafícola (por lo menos en el sureste) aumentaría de 2 a 3 GW durante la estación seca; esto permitiría una mejor utilización de las hidroeléctricas convencionales, aumentando la disponibilidad de agua. Este cálculo es muy conservador, porque no toma en cuenta el potencial de cogeneración en otros sectores industriales; una política agresiva de cogeneración podría reducir en algunos gigawatts más las necesidades de inversión de las concesionarias. Es necesario señalar que esto requiere solucionar antes varios impedimentos, uno de los cuales es la diferencia de puntos de

vista entre el sector eléctrico y los cogeneradores en prospectiva, que se concretiza en el debate sobre tarifas y condiciones contractuales.

Por otro lado, el sistema eléctrico brasileño presenta pérdidas de transmisión y distribución relativamente elevadas; en parte, esto es consecuencia de las extensas líneas de transmisión, que totalizan cerca de 130 mil kilómetros, a lo que debemos añadir las conexiones clandestinas, que aparecen como pérdidas de distribución. Un indicio de esta importancia está en la discrepancia entre los datos del IBGE y la ELETROBRAS sobre la tasa de electrificación de las residencias. Según sus investigaciones, la IBGE consigna cerca de 20 puntos porcentuales más, con relación a la ELETROBRAS. Adicionalmente, el desempeño del sistema fue perjudicado por los problemas financieros sectoriales, con la postergación o cancelación de inversiones necesarias y el menor mantenimiento.

Finalmente, es necesario considerar la eficiencia económico-financiera de las empresas del sector; las medidas se deben en parte al aumento de los ingresos y principalmente a la reducción de costos. En cuanto al primero, se debería resolver el problema de las conexiones clandestinas, así como solucionar el problema del atraso de los pagos por parte de los grandes consumidores industriales, y eliminar tarifas subsidiadas para industrias con uso intensivo de electricidad, como la del aluminio. Sobre la reducción de costos, en las actuales circunstancias, este es un tema de importancia crucial para el sector, sin olvidar que existen obstáculos importantes que tienen que ser enfrentados: el oligopolio de abastecedores de equipos y de firmas de ingeniería es quizás, entre otros, el más difícil de resolver (el propio grado de endeudamiento del sector limita mucho el campo de acción). Sin embargo, hay

que enfrentar este problema, que ha ocasionado, con frecuencia, la elevación de costos de construcción. En caso de que la planificación del sector no incluya estas medidas entre sus prioridades, la propia política de nacionalización de equipos y de desarrollo tecnológico perseguida desde la creación de la ELETROBRAS (1) quedará comprometida por las dificultades financieras.

Las mayores dificultades metodológicas están relacionadas al contexto económico-financiero; la secuencia de la planificación seguida por el sector presupone implícitamente que las restricciones financieras son de naturaleza secundaria, lo que puede afectar el calendario de obras y el nivel de riesgo de no atención, dejando intactas las alternativas básicas y la estructura del sector. Ocurre que, conforme vimos anteriormente, estos supuestos dejan de tener valor. Por el contrario, estas restricciones son las que la planificación del sector debe enfrentar con urgencia en los próximos años y ponen en peligro su propia estructura institucional. En tales condiciones, el esquema de la planificación necesita ser modificado. Si las restricciones son muy grandes, las modificaciones inducidas en el programa de obras dejan de ser marginales, dejando sin valor la segunda etapa de secuencia de la planificación. Es necesario, entonces, colocar tales restricciones al comienzo del proceso.

En cuanto a esas restricciones, hay que considerar dos aspectos. Primero, no se debe confundir restricción con un límite rígido; objetivamente, estas restricciones se colocan en términos de niveles máximos y mínimos de inversión. El sector deberá encontrar el financiamiento necesario para su plan de expansión, dentro de los parámetros de inversión fijada por el gobierno. Segundo, existe una diferencia fundamental con respecto

a la situación anterior: no se puede presumir "a priori" que la demanda de electricidad vendrá a ser atendida en su totalidad por la expansión de la capacidad de las concesionarias. El sector eléctrico debe incorporar a su proceso de planificación la expansión de la autoproducción y de la producción independiente, agregando capacidad de oferta a la expansión planificada por las concesionarias. Por otro lado, esto requiere la incorporación de una Política de Demanda a la planificación del sector. Hay que tomar en cuenta que la lógica de planificación ya no puede ser secuencial: el mercado dejó de ser un dato exógeno.

Dadas estas limitaciones, creemos que la metodología de planificación del sector adecuada a las nuevas circunstancias debe tener una lógica distinta. La planificación se iniciaría considerando paralelamente el contexto macroeconómico con sus implicaciones sobre la dinámica del mercado y sobre las condiciones de financiamiento, además de las restricciones financieras impuestas en el Programa de Gobierno. Tendrían que hacerse previsiones de demanda en forma sectorial y diferenciada, según las disponibilidades de financiamiento del Estado y de los sectores privados. Se analizarían, entonces, alternativas de expansión conjugando la acción de las concesionarias, de los autoproductores y de los productores independientes, distinguiendo entre las medidas que realizará el Estado y las que les corresponderá sólo al sector privado. Partiendo de este análisis, se generarían diferentes escenarios para los diversos contextos, con políticas adecuadas a cada uno.

Una vez hecho este análisis, es posible definir un escenario de referencia y una política robusta y flexible; un subproducto del estudio de escenarios es la identificación de indicadores a orientar y los planes

contingentes. Finalmente, como parte integrante del proceso de planificación y operación, deben ser implantados mecanismos de estímulo a la eficiencia, a fin de garantizar la viabilidad de las políticas a largo plazo.

4. CONCLUSIONES

La planificación del sector eléctrico debe enfrentar los desafíos generados por los cambios profundos de los contextos socioeconómico y energético a partir de los años setenta. Se hace necesario una nueva herramienta o sería mejor que el proceso de planificación se modificara y que la herramienta se ajustara a ese nuevo proceso. Estas modificaciones deberían atender a las dos limitaciones básicas del actual proceso: la incapacidad de tratar en forma adecuada el problema de las incertidumbres y la inflexibilidad en el tratamiento de las restricciones financieras.

El tratamiento de las incertidumbres falla en dos aspectos fundamentales: en la previsión de demanda y en la utilización del método de escenarios. Se ve la demanda como un dato exógeno y las medidas sobre la demanda son colocadas en un nivel secundario, sin situarlas como base del proceso de planificación; esta visión impide el total aprovechamiento del análisis desagregado por mercados como es conducido actualmente. Por otro lado, el método de escenarios tampoco se lo utiliza en forma correcta; debería hacerse un análisis sobre las contingencias para identificar grados de libertad y elaborar una estrategia robusta y flexible.

La inflexibilidad del proceso actual sobre las restricciones financieras subestima la importancia de éstos en un nuevo contexto, suponiendo implícitamente que será posible satisfacerlas sin recurrir a la hipótesis de que la demanda de energía eléctrica será atendida

íntegramente por las concesionarias. El sector vive una crisis financiera sin precedentes y de la cual parece no haber una salida fácil ni rápida, tanto más que los costos tienden a aumentar de aquí en adelante. El papel del Estado es hoy el blanco de los cuestionamientos.

El esquema de la planificación debe ser modificado de manera que tenga en cuenta las restricciones del financiamiento estatal y darle una orientación en procura de la eficiencia. En este proceso son fundamentales algunas nociones. Primero, que las restricciones deben ser colocadas en términos de niveles máximos y mínimos de inversión, abriendo espacio para negociación a un nivel adecuado. Segundo, que el financiamiento de las inversiones no se limite a la potencialidad de movilización de recursos de las concesionarias. Tercero, el mercado no debe considerarse un dato exógeno, haciéndose necesario incorporar una política de demanda para la planificación del sector. Cuarto, que es necesario reducir costos de inversión y elevar los ingresos, eliminando las tarifas subsidiarias y los incumplimientos.

En síntesis, la metodología de la planificación del sector debe tener una lógica distinta. Las previsiones de la demanda deben ser hechas en forma sectorial y diferenciadamente, según las disponibilidades de financiamiento del Estado y de los sectores privados.

Deben ser evaluadas las alternativas de expansión de las concesionarias y de los productores.

En esta forma, es posible definir una política robusta y flexible, contando como un subproducto de los escenarios un conjunto de indicadores que permita dirigir políticas adoptadas y trazar planes de contingencia.

NOTAS

1. En adelante, utilizaremos la palabra "planificación" sin calificativos para substituir el término "planificación a largo plazo".
2. Es importante anotar que, por otro lado, las termoeléctricas tienen costos de operación más elevados en razón del consumo de combustible.
3. Esta reducción es particularmente importante por sus efectos a corto plazo, tanto sobre el financiamiento del sector eléctrico como sobre las cuentas del sector público.
4. La metodología de usos finales vincula la demanda de energía al servicio prestado por los equipos que consumen energía. Esta metodología apareció en los años setenta y se impuso como método superior para la prospectiva energética y análisis de demanda. Véase "Energía y Desarrollo: ¿Cuáles Desafíos? ¿Cuáles Métodos?".
5. Una notable excepción puede encontrarse en "Southern California Edition, 1989".

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. J. L. de Araujo, Key Issues for the Brazilian Power System: Synthesis Report, Reunión Anual del COPED, Grenoble, abril de 1990.
2. J. L. de Araujo, Perspectivas do Consumo de Electricidad no Curto e Médio Prazos (mimeo), AIE/COPPE/UFRJ, agosto de 1990 (1990a).
3. J. Cheshire, Electricity Privatisation: Proposed Structure and Unresolved Dilemmas, Conferencia Mundial de Electricidad, Londres, noviembre de 1989.
4. A.A. Churchill y R.J. Saunders, Financing of the Electricity Sector in Developing Countries, Departamento de Industria y Energía, Banco Mundial, Washington, 1989.
5. Programa de Investigación Cooperativa sobre la Energía y el Desarrollo (COPED), Energy and Development: What Issues? Which Methods?, Bruselas, 1984.
6. ELETROBRAS, Plano 2010 (Relatório Geral), Brasilia, 1987.
7. ELETROBRAS, Plano Decenal 1990-1999, Brasilia, 1990.
8. Organismo Internacional de Energía (OIE), Electricity in IEA Countries: Issues and Outlook, OCDE-OIE, Paris, 1985.
9. Jorge Wilheim Consultores Associados (JWCA), Pesquisa de Posse e Intenções de Compra de Eletrodomésticos no Estado de São Paulo, 1989.
10. Ministerio de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional 1989, Brasilia, 1989.
11. A. De Oliveira y G. MacKerron, British Privatisation of the Energy Industries, the World Bank and Implications for Third World Countries, en Surrey Energy Economics Center Discussion Papers Series, marzo de 1990.
12. Oficina de Asesoría sobre Tecnología (OTA), New Electric Power Technology, OTA-E246, Washington, 1985.
13. Southern California Edition, "Structuring the Future", Technological Forecasting and Social Change, enero de 1989.
14. W. Walker, "Information Technology and the Use of Energy", Energy Policy, octubre de 1985.
15. W. Walker, "Information Technology and Energy Supply", Energy Policy, diciembre de 1986.
16. R. A. Williams y E. D. Larson, "Expanding Roles of Gas Turbines in Power Generation", en J. B. Johnson y otros, Electricity: Efficient Use and New Generation Technologies, and their Planning Implications, Lund University Press, 1989.

Rethinking Brazilian Electric Power Sector Planning

J.L. Araujo and A. Oliveira*

1. INTRODUCTION

The world is changing, not only in the domestic sphere but also, primarily, in the international sphere. This is true not only from the political and economic points of view, but also with respect to energy. In response to this new context, the Brazilian power sector has modified its long-term planning methodology¹; according to our way of thinking, however, these modifications up to now have remained modest. Current reality requires more profound reforms in order to avoid widening the gap between adopted policies and actual demands.

It is important to clarify that we do not wish to minimize the significant effort that the Brazilian power sector utilities have made over the last decade, to adapt their planning to emerging reality. Use of scenario methodology, the breakdown of consumption by end-use sectors and by region, and the public debate on outcomes and adopted methodology are concrete indicators of what has been achieved.

In particular, the focus on the environmental issue should be emphasized; among those economic sectors that have a potential impact on the environment, the power sector has taken the most concrete steps

towards incorporating that dimension into planning. Nevertheless, the effort that has been carried out in this realm should not prevent us from seeing the results, which have been, until now, relatively slight in the face of the challenges the sector now faces.

Comparison between Plan 2010, published in 1987, and the recently issued Ten-Year Plan, is quite clear. With respect to demand for the year 2000, Plan 2010 predicts a total consumption of 423.7 TWh; the Ten-Year plan reduced it to 364.3 TWh (about 14%). Such a substantial reduction means that energy savings will amount to 13.56 installed gigawatts in the next ten years. Therefore, about US\$27 billion could be saved in the present decade.

Supply modifications are significant: 1,625 MW of thermoelectricity were added to the Ten-Year Plan, displacing at least a similar hydropower capacity. With this, investments of more than US\$800 million will be saved by the power sector². This is a conservative estimate, since it is limited to thermopower generation linked to the Brazil-Bolivia gas agreement and the use of ultra-viscous oils.

If adequate institutional conditions are introduced, it is conceivable that independent and private generation will be significantly greater. In this case, savings would be greater for the power sector and greater still for the public sector.

As a result of these revisions, there was an average delay of about three years in the schedules of previously planned power plants. Given the situation of the Brazilian public sector, this result represents a noteworthy savings in investment. This leads us to two conclusions. The first is that, during that decade, changes in demand (essentially for macroeconomic reasons), as well as supply adjustments, led to a decrease in power sector company investments, by nearly US\$30 billion³. The second is the very magnitude of that figure, which warns of existing margins of error in planning, as well as of the need to incorporate that imbalance in a form different from that which has previously been employed.

This article endeavors to analyze such cases. In the first part, we analyze the profound changes in the power sector, both in developed countries and in Brazil. These modifications require modifications in the sector's structure, as well as in its planning methodologies. In the second part, we analyze some methodological aspects that must be revised in order to adapt power sector plan-

* Professors, Technology Center, Coordination of Graduate Engineering Programs (COPPE), Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ), Brazil

C urrent reality requires more profound reforms in order to avoid widening the gap between adopted policies and actual demands

ning to the new context. It should be pointed out that we are aware of the difficulty of dissociating structural reforms from methodological changes; if we are able to implement this dissociation, it is especially due to the space that we have been provided with for this article.

2. THE POWER SECTOR'S NEW CONTEXT

A new consensus is gradually emerging among energy analysts: at the end of the seventies, the path taken by the electric power sectors of the world went through a point of inflection. From the fifties to the end of the seventies, the power sector experienced a long period of progress, considered by many to be its golden era (12). This period was characterized by a "virtuous circle", in which diverse technological changes occurred that substantially reduced costs: the interconnections between remote power systems reduced the installed capacity per KWh generated; electricity consumption grew steadily; significant scale savings were obtained; and interest rates were relatively low. These conditions enabled rapid growth of supply at declining costs.

2.1 The Situation of Developed Countries

In developed countries, the first signs of change appeared at the beginning of the seventies, as a result of the abrupt increase in petroleum prices, which for the first time in three decades brought about an increase in the cost of electricity generated by thermopower. The consequences were not immediately felt in the power sectors of these countries; the forecasts for electricity demand followed previous consumer trends and strongly underestimated actual demand (8). Because the construction of power stations was based on optimistic demands, idle capacities soon appeared in the power sector, raising generation costs even higher.

In the eighties, fossil fuel prices ostensibly lowered, decreasing cost pressures. In spite of this, new cost pressures arose. First, the growth of interest rates: in a capital-intensive sector such as this, the debt cost of past investments grew sharply. Second, large-scale technologies that promoted large cost reductions, such as nuclear technology, were faced with growing public and price resistance, revealing the first signs that scale economies in the power sector were disappearing (16).

Third, the environmental question emerged as an important factor in energy policy; the problem was initially conceived as local (particularly in the case of nuclear power plants) but quickly became a regional problem (acid rain) and is gradually turning into a global issue (the greenhouse effect).

Rising cost pressures led to the increase in power tariffs and generated incentives for energy conservation. These incentives were reinforced by important technological changes, particularly in the realm of microelectronics (monitoring and control), that reinforced price stimuli (14). In developed countries, cost and tariff pressures were another factor for change in the perception of the consumer's role in the power sector. Consumers expressed their dissatisfaction with the cost of service delivered, both residential and industrial, because they viewed themselves as victims of a monopoly that charged constantly increasing tariffs for the same service.

Finally, a new form of political philosophy called "neoliberalism" emerged in the eighties. This new philosophy exerted its initial impact in English-speaking countries; however, its influence is growing as much in developed as in developing countries. In the power

sector, it was expressed as strong criticism of the performance of public enterprises. This criticism focuses on two basic aspects: the tendency of governments to interfere in the management of public enterprises, and the lack of a clear definition of these companies' objectives, granting decision-making freedom to managers without any public control (4). Even in those cases where the power sector is in the hands of the private sector (as in the U.S.), the neoliberal stance indicated the flaws in the regulatory system as defined and implemented by the public sector.

The combination of all these factors generated a radically new environment. The position of the concession-holding power utilities was weakened by this new context, which offered opportunities to respond to the emergence of new factors in the power sector. Especially large industrial consumers acquired more influence in the decision-making process. In large part, the concessionaires' weakness reflected their own limitations. First, their repeated errors in demand forecasting brought about an excess in supply capacity and therefore deepened the sector's financial crisis and produced an increase in its costs. Second, their difficulty in responding coherently to the population's growing concern about the environment gave rise to doubt about their capacity to perform a public service. Third, their technological conservatism was an obstacle to correctly evaluating the new set of small-scale technologies (combined cycle, for example), which emerged as a result of the new ceiling on interest rates and limits to economies of scale. Finally, efforts to adapt to the prevailing situation slowed down reflection on the institutional reforms needed to respond to neoliberal criticism, some of which was pertinent, on the functioning of the state electric power monopoly (3). The weak-

ness of the electric power concession holders explains the neoliberal governments' ease in introducing radical institutional changes in the power sector in various countries of the developed world.

2.2 The Brazilian Situation

Until the petroleum crisis, power sector services in Brazil were very similar to those in developed countries, despite the distinctly different environment in which Brazilian concessionaires operated. The power sector was capable of meeting a demand that grew quickly (in some years over 10%), with decreasing tariffs in real terms. The dissemination of new technologies stemming from developed countries enabled substantial gains to be made in the power sector, reducing costs and actual tariffs.

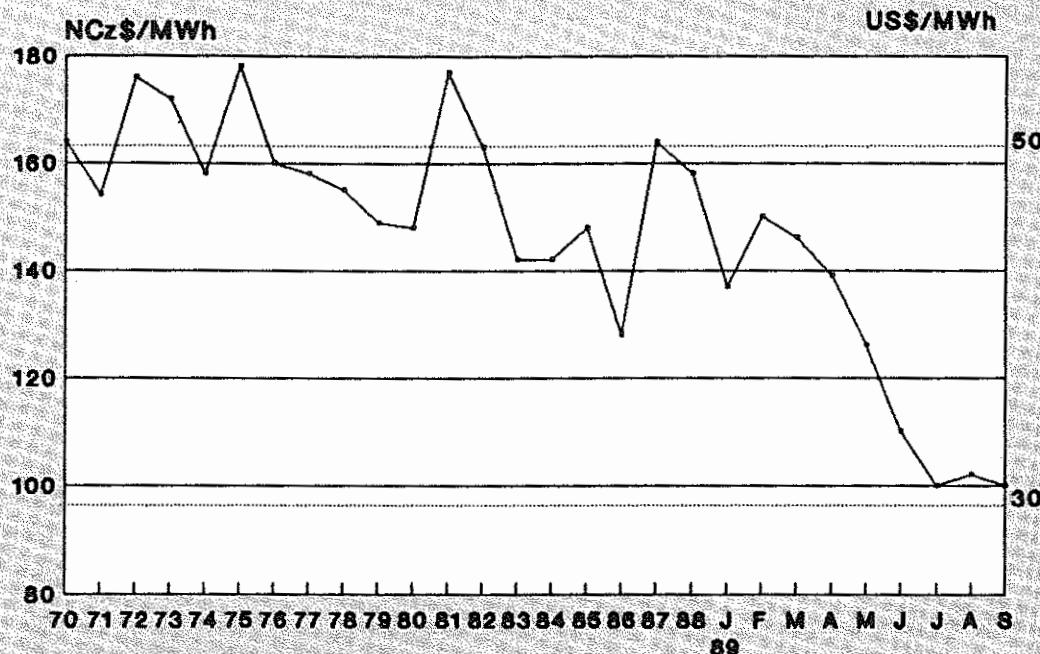
As in developed countries, the power sector situation in developing countries has changed radically since then (11), including in Brazil. Nevertheless, concessionaires and consumers alike were slow to recognize the new situation. The prevalence of hydropower generation among Brazilian generation facilities enabled the sector to isolate cost increases stemming from the rise in prices of fossil fuels; in addition, some opportunities remained to increase the technological performance of the Brazilian power sector. Such is the case for the integration of new geographic regions into the interconnected network, with enough potential to reduce costs. However, these elements were not sufficient to prevent the growth of electricity costs in Brazil; the forces that generated cost increases in developed countries affected Brazil as well.

The drop in the demand growth rate due to the recession of the early eighties, for example, could only be postponed by setting highly reduced tariffs (one sixth of the nor-

mal tariff) in order to motivate consumption of industrial electricity. Costs of investment and debt rescheduling of the concession-holding utilities were rising owing to high interest rates. In addition, the public's rejection of the construction of large hydropower stations made their construction more difficult and more expensive. Despite the dynamics of increasing costs, tariffs did not increase; in fact, they declined (Figure 1). Subsequent governments preferred to protect consumers from the short-term impact of increasing tariffs, alleging macroeconomic reasons. Under these circumstances, it became necessary to offer subsidies to the power sector to cover their additional costs, which, unfortunately, did not occur; rather, the investments of concession-holding utilities followed a stop-and-go pace, curtailed or retaken at a higher level in order to meet steadily growing demand. In order to confront a cut in their own available resources, the sector's public companies were forced into substantial debt (in a period of fluctuating and growing interest rates) in order to finance their investments.

This dynamic left the Brazilian power sector's financial situation without a structure. The return on its assets fell below legal remuneration rates, reducing its self-financing capacity. To the sector's poor economic performance was added the deterioration of the country's external accounts, effectively eliminating the sector's expansion plans and its capacity to mobilize financing to foster recovery. Currently, the Brazilian power sector's priority is to recover its financing capacity (1). However, this priority cannot be pursued outside the technological innovations that have been taking place in developed countries. The need for a thorough review of the Brazilian power sector's institutional structure cannot be forgot-

FIGURE 1
AVERAGE INDUSTRIAL TARIFF FOR
ELECTRIC POWER



Source:DETA, DEIN, DEEC/Eletrobras
 NCz\$ and US\$ of September 1989

ten, particularly in the regulation of concession-holding activities.

3. CURRENT METHODOLOGY: PLANNING LIMITS AND IMPLICATIONS

Given the sector's institutional structure, ELETROBRAS coordinates planning strategies through the Coordinating Group of Power Systems Planning (GCPS), with representatives of associated federal companies. Plan 2010 and the 1990-1999 Ten-Year Plan justify the reinforcement of such a group as a mechanism for achieving compatibility between the holding company and subsidiaries. Other emphasized objectives include making sector planning an activity increasingly open to social participation and cop-

ing with uncertainties through scenarios, sensitivity analyses, and review mechanisms (6, 7). The methodology adopted and the results achieved have been published regularly in public documents.

We do not claim to cover the entire gamut of planning, but rather limit ourselves to three aspects: market forecasting, including dealing with uncertainty; the problem of efficiency; and the role of financial constraints. We do not deal with the environmental aspect because we are aware of the advances being made by the sector in order to incorporate that dimension into its planning methodology, although there still remains much to be done in that direction. It should be acknowledged that there is no sector of production so open to critical examina-

tion and public debate as the power sector, through the publication of its planning methodology, with hypotheses and results, and through public meetings on important projects. It is plausible that the sector's institutional characteristics have contributed toward this: the central functions of DNAEE and ELETROBRAS, counterbalanced by important concession holders, will certainly help.

Currently, power sector planning has a sequential logic; it begins with a demand forecast that is used as a reference to plan generation, transmission, and distribution capacity expansion. At this point, financial constraints are introduced which serve to review the works program; the final result is the consolidated investments program. Special

emphasis is laid on studies of the risks of rationing and outage, in addition to concern about technology transfer (7).

This logic holds the implicit hypothesis that demand is an exogenous factor, and concession-holding utilities should focus their complete attention on demand, in compliance with the legal rule that the concessionaires are responsible for ensuring supply. This logic was adapted to the existing context until the seventies, characterized by an environment favorable to financing the system's expansion and a development plan based on the State and on centralization. None of these assumptions is now apparent. In view of the importance of market forecasting in the current planning methodology, it should be commented on with greater care.

In this respect, the sector took a qualitative leap in Plan 2010, by working at a more disaggregated level. The performance of nine consumer categories was studied, analyzing the major loads separately; the analysis was conducted at various depths, in accordance with the consumer sector, without overlooking important industrial projects to regulate short-term and medium-term forecasts. This procedure did not explicitly use an end-use methodology⁴, but came significantly close: econometric projections were used, but only as a complement to the analysis. At this point, it can be observed that the method was not used to its fullest potential. Our criticism is justified by the following two observations: first, concerning the implications of the results, Plan 2010 implies a reversal in the economy's process of electrification, which contradicts what has been occurring in Brazil and in all industrial economies (this inconsistency was partially mitigated, by the Ten-Year Plan); this has important implications for the short and medium term.

Second, for the long term, only a reference forecast was retained, thus losing a large part of the method's strength, in spite of the fact that alternative scenarios have been elaborated for the short and medium terms. Let us analyze these two aspects.

In Plan 2010, the adopted hypotheses imply a slight increase in the electric power content of GDP (electricity consumed per GDP unit, that is, electric intensity) of 762 KWh/US\$ (of 1985) in 1985, to 776 in 1990 and 783 in 1995, dropping again to 769 in the year 2000 and 740 in 2010 (1). These figures indicate a stagnation and a reversal of the electrification observed in the past (see Figure 2). The Ten-Year Plan bears in mind the hypotheses and better explains the methodology used for new forecasts. The principal methodological difference compared to Plan 2010 is, on the one hand, that the effects of conservation policy are considered in the Ten-Year Plan forecasts and that, on the other hand, the latter omits self-production, which was taken into account in the previous plan. Accordingly, it is expected that the energy contents will fall below the indices obtained in Plan 2010.

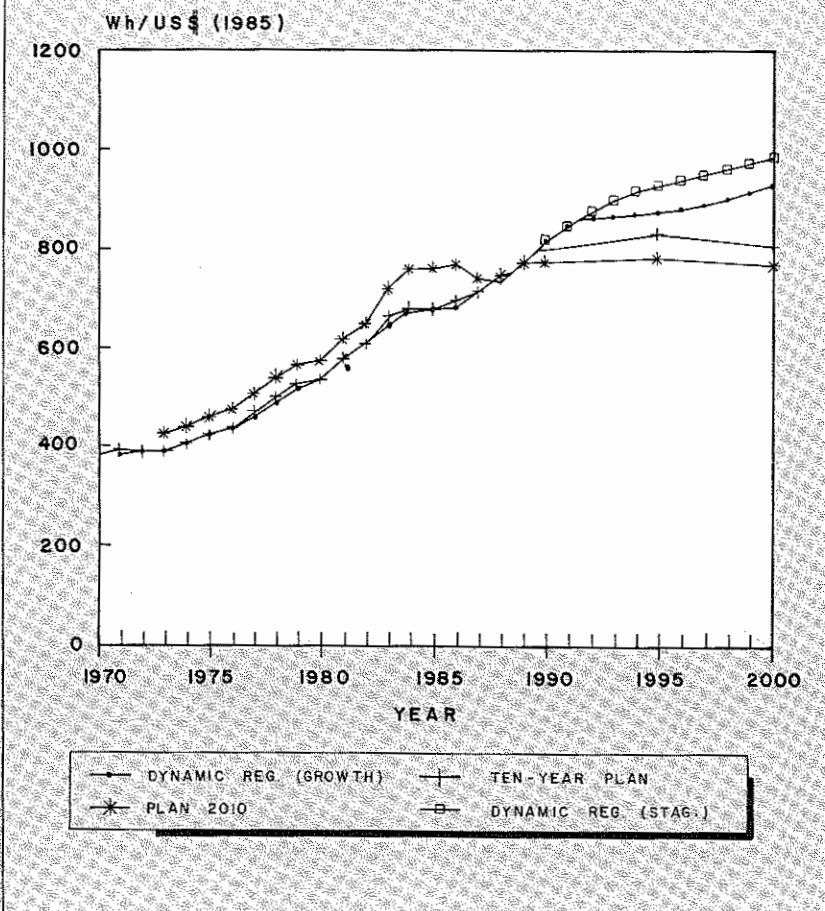
The Ten-Year Plan reviews the hypotheses and explains better the methodology used for the new forecasts. Meanwhile, the analysis of its outcomes presents us with amounts that are nearly 5% higher; the electric power contents of the GDP forecasted for 1990, 1995 and 2000 are 803, 830 and 807 KWh/US\$ (1985) respectively. This discrepancy is due to the fact that the Ten-Year Plan incorporates the rise in electric power intensity that has taken place in the last three years, due to the recession (2). It is interesting to note that between 1990 and 2000, the contents remain about the same, similar to Plan 2010. This result stems directly from the

hypothesis that the penetration of electricity will not continue, due to saturation of consumer sectors, and that residual electrification will be covered through conservation policies. Nevertheless, there are clear signs of a strong trend towards the dissemination of electricity-intensive equipment, that would play an important role in fostering a recovery (9). In the long term, this effect, combined with short-term inertia, would make a rise in electric power intensity advisable, all the more so if the recession continues.

The principal causes of such inertia are the rigidity of the stock of spare parts, which cannot be replaced overnight and which, in fact, increases during recession; general financial conditions (now more than ever) adverse to the substitution of worn out equipment; and conservative practices, for various reasons. In the recovery process, although some of these factors lose force, the use of electric power equipment introduced because of automation in industry and the profit-effect in other sectors tends to substantially raise stock levels. In view of the lack of a consistent conservation policy, a significant inflection in the recent performance curve cannot be expected; a dynamic analysis (2) reveals a long-term GDP elasticity on the order of 1.5 and an inertia coefficient of 0.9 (that is, the impact of contextual changes in the first year is only 10% of its total impact).

Thus, the results of the Ten-Year Plan seem to show a significant effectiveness of conservation policies, despite the little space devoted to them in this document. Figures 2 and 3 show the results of the Plans, together with consumer performance (forecast econometrically) for two GDP performance scenarios: recovery after 1991 (with an annual average of 6% between 1993 and 1995, gradually falling to an annual average of 5% by 2000) or

FIGURE 2
ELECTRICITY CONTENT OF GDP
OBSERVATIONS AND FORECASTS



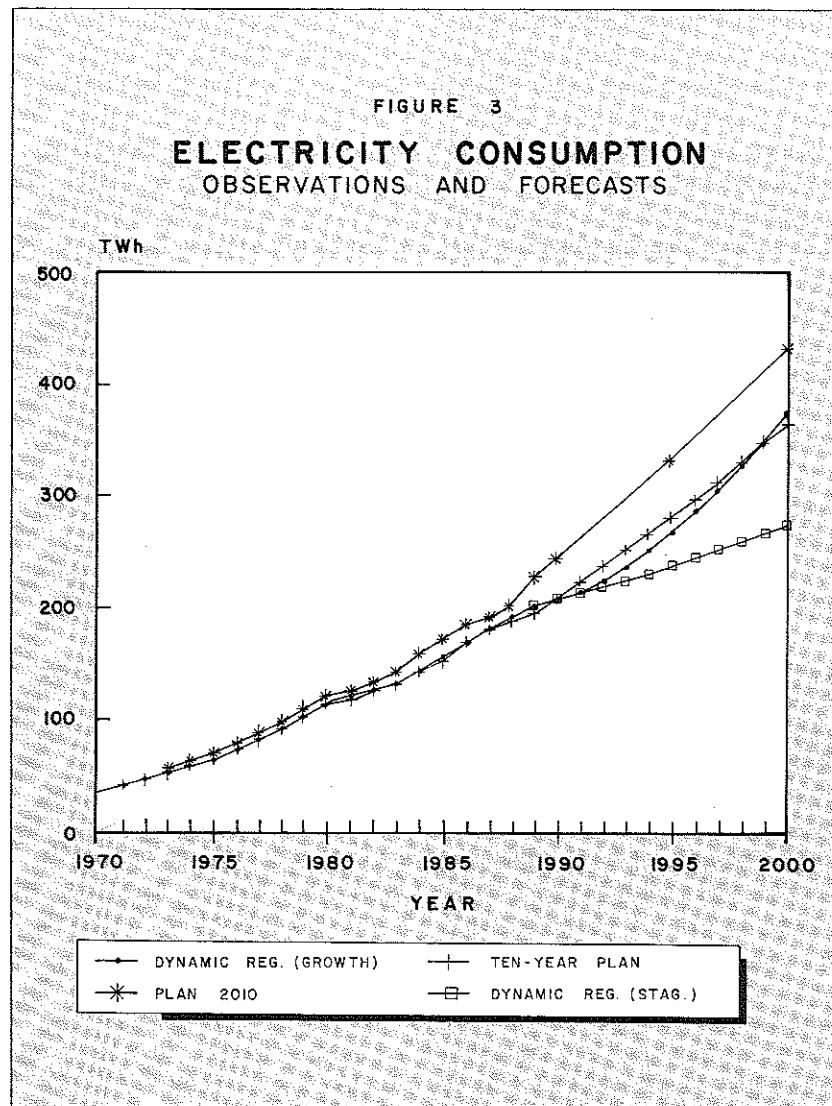
stagnation during the rest of the decade (with a net growth of zero between 1990 and 1995).

In any case, it is apparent that electricity consumption will increase in the next ten years; even under the stagnation scenario, a nearly 20% increase will occur up to 1995, and in the recovery scenario, it will be around 30% during the same period, due to inertia (the impact of the growth hypotheses becomes more significant towards the end of the decade). Figure 2, however, emphasizes the impact of the recession on

electric power intensity: increasing the limit, displacing the Electricity curve \times GDP upward. In the longer term, however, the long-term GDP elasticity prevails, and its high value indicates an upward trend of electricity content, in the absence of a conservation policy. Meanwhile, it is necessary to acknowledge the relativity of such results, since the higher elasticity partially stems from period factors (declining tariffs and the installation of heavy industries), which should not recur in the future. In this sense, the "high" forecast is

overestimating consumption. Likewise, it is worth pointing out that the Ten-Year Plan's consumer forecast (Fig. 3) comes quite close to the "high" econometric forecast, through a combination of lower contents and the higher GDP growth rate.

In addition to wasting the potential of both the end-use method and the scenario method, the current forecasting methodology displays two flaws, as a result of the lack of a clear separation between the effects of the conservation policy's actions and the macroeconomic context in



the market's performance: the first, as we have already noted, is not having considered the electrification factors tied to profit-effect and to the dissemination of new technologies based on the use of electricity, as well as the utilization of conservation policies as an instrument of action at the same level as the Works Program.

The second, is the treatment of uncertainty, which we will now put forward. The attention focused by both Plans on the "scenario method" has not led to any concrete

results: on the contrary, after discussing the uncertainty factors, they lapse into a single scenario and a single policy. Thus, the true contribution of the scenario method is forgotten, that is, the possibility of systematically analyzing alternatives and contingencies in order to construct a flexible and robust strategy. To be fair, it should be admitted that the Brazilian power sector has not completely ignored this method; few institutions use scenario techniques correctly, and even fewer publish their studies.

Nevertheless⁵, the treatment given to uncertainty by both Plans seems to attribute an almost deterministic character to forecasting; this attitude could be justified in low-risk circumstances, but this is in no way the case. It is true that elements of flexibilization are added to the Plan, which recognize current uncertainties but, in the absence of structured uncertainties, it may be questioned whether or not the flexibility thus achieved is adequate.

A second topic of discussion is efficiency.

Efficiency in the electric power sector has many meanings and covers many aspects: efficiency in use is most often referred to and this is usually what is understood when we speak of conservation. But beforehand we saw another aspect: the inefficiency generated by a recession which basically has to do with slow growth in the stock of spare parts. Both aspects have in common (with a trend towards electrification) the tendency to refer to demand and respond to measures on them.

There are other meanings of efficiency that have distinct implications; thus, "load management" seeks to reduce hourly and seasonal variations of the system's load, in order to improve the latter's efficiency. This enables excess demand to be reduced and, evidently, the investments needed to supply it. Although actions usually are focused on demand (through hourly-seasonal tariffs and special contracts for large loads) to achieve such an objective, it is feasible to improve the system's load factor through supply measures. For example, the wider use of the cogeneration capacity of the sugar-cane-growing sector (at least in the southeast) would increase from 2 to 3 GW during the dry season. This would enable more efficient use of conventional hydropower, increasing the availability of water. This estimate is very conservative, because it does not take into account the cogeneration potential in other industrial sectors; an aggressive cogeneration policy could reduce by various additional gigawatts the investment needs of concession-holding utilities. It should be pointed out that, for this, various obstacles need to be resolved, one of which is the difference between the power sector's point of view and that of prospective cogenerators, as expressed in the debate over tariffs and contract conditions.

On the other hand, the Brazilian power system presents rel-

atively high transmission and distribution losses; in part, this is a result of extensive transmission lines, which amount to close to 130,000 kilometers, to which we should add the clandestine connections, which appear as distribution losses. An indication of this importance lies in the discrepancy between the IBGE and ELETROBRAS data on the electrification rate of households. According to their research, IBGE assigns about 20 percentage points more than does ELETROBRAS. In addition, the system's performance was damaged by the sector's financial problems, with the postponement or cancellation of needed investments and less maintenance.

Finally, it is necessary to consider the economic and financial efficiency of the sector's companies; the measures partially stem from the rise in incomes and, mainly, cost reduction. Concerning the first, the problem of clandestine connections must be resolved, as well as the problem of payment arrears on the part of large industrial consumers, and subsidized tariffs for power-intensive industries, such as aluminum, should be eliminated. Concerning cost reduction, under present circumstances, this is a crucial theme for the sector, keeping in mind that there exist significant obstacles that must be overcome: the monopoly of equipment suppliers and engineering firms is probably, among others, the most difficult to resolve (the sector's high debt greatly constrains the field of action). However, this problem must be faced, as it has frequently led to a rise in construction costs. In the event that sector planning does not include these measures among its priorities, the nationalization policy of equipment and technological development itself, pursued since ELETROBRAS' inception (1), will remain trapped by financial difficulties.

The greatest methodological difficulties are related to the economic and financial context; the planning sequence pursued by the sector implicitly presupposes that financial restrictions are of a secondary nature, which may affect the schedule of projects and the risk of non-supply, leaving basic alternatives and the sector's structure intact. As we saw earlier, these assumptions lose their value. On the other hand, these are the constraints that sectoral planning must urgently cope with in coming years and that threaten its own institutional structure. Under such conditions, the planning scheme needs to be modified. If constraints are very great, the changes induced in the works program cease to be marginal, invalidating the second sequential planning stage. It is therefore necessary to place such constraints at the beginning of the process.

Regarding such constraints, two aspects must be considered. First, constraint must not be confused with a rigid limit; objectively, these restrictions are arranged in terms of minimum and maximum levels of investment. The sector should find the necessary financing for its expansion plan, within the investment parameters set by the government. Second, there is a fundamental difference with respect to the previous situation: it cannot be assumed "a priori" that the power demand will be met in its totality by expanding the capacity of concession-holding utilities. The power sector must incorporate the expansion of self-production and independent production into its planning process, adding supply capacity to the expansion planned by the concessionaires. Moreover, this requires the incorporation of a demand policy into sector planning. It should be borne in mind that planning logic can no longer be sequential: the market is no longer an exogenous factor.

In view of these limitations, we believe that the sector's planning methodology, adapted to new circumstances, should entail a different logic. Planning would begin with the parallel consideration of the macroeconomic context, with its implications for market forces and financial conditions, in addition to the financial constraints imposed in the Government's Program. Demand forecasts would have to be made in a sectoral and differentiated form, in accordance with the availability of State and private sector financing. Expansion alternatives would then be analyzed, combining the action of the concessionaires with self-producers and independent producers, differentiating the measures to be implemented by the State, and those that only correspond to the private sector. From this analysis, different scenarios would be generated for various situations, with policies adapted for each one.

Once this analysis has been performed, it is possible to define a reference scenario and a robust and flexible policy; a byproduct of the scenario study is the identification of orientation indicators and contingency plans. Finally, as an integral part of the planning and operational process, efficiency stimulus mechanisms should be implemented in order to ensure the feasibility of long-term policies.

4. CONCLUSIONS

Power sector planning should take up the challenges created by the profound changes in the socioeconomic and energy situations that emerged in the seventies. A new tool is now necessary or rather the planning process should be modified and

the new planning tool should be adjusted to the new process. These modifications should respond to the two basic limitations of the current process: inability to adequately cope with the problem of uncertainties and the lack of flexibility in handling financial constraints.

The handling of uncertainties fails in two fundamental aspects: demand forecast and the use of scenario method. Demand is viewed as an exogenous factor, and demand measures are relegated to a secondary level and are not the basis for the planning process; this vision prevents the full utilization of the analysis disaggregated by markets, as it is currently conducted. On the other hand, the scenario method is not used properly either; a contingency analysis should be performed, in order to identify degrees of freedom and to elaborate a robust and flexible strategy.

The inflexibility of the current process regarding financial constraints underestimates their importance in the new context, implicitly assuming that it will be possible to satisfy them without reverting to the hypothesis that the demand for electrical energy will be entirely met by concessionaires. The sector is experiencing an unprecedented financial crisis, from which there appears to be no quick or easy exit, all the more so since costs will tend to rise from now on. The role of the State is now the focus of much debate.

The planning scheme should be modified in order to take into account state financing constraints and provide an orientation that favors efficiency. In this process, the following notions are essential. First, constraints must be identified in terms of minimum and maximum

investment levels, making room for negotiation at an appropriate level. Second, the financing of investments is not limited to the mobilization potential of the resources of concession-holding utilities. Third, the market should not be considered as an exogenous factor, making it necessary to incorporate a demand policy for sector planning. Fourth, it is necessary to reduce investment costs and raise incomes, eliminating subsidized tariffs and payment arrears.

In short, the sector's planning methodology should entail a different logic. Demand forecasting should be conducted differentially and by sector, according to the financing availabilities of the State and private sectors. Expansion alternatives for both concessionaires and producers should be evaluated.

Thus, it is possible to define a robust and flexible policy, including, as a byproduct of the scenarios, a set of indicators that enable adopted policies to be implemented and contingency plans to be drawn.

NOTES

1. The term "planning" will be used hereinafter without any qualifiers, in order to substitute the term "long-term planning".
2. On the other hand, it should be noted that the thermoelectric stations have a higher operating cost because of their consumption of fuel.
3. This reduction is especially important for its short-term effects on both the financing of the power sector and the public sector's accounts.
4. The end-use methodology links energy demand to the service delivered by energy-consuming equipment. This methodology appeared in the seventies and was adopted as superior method for energy forecasting and demand analysis. See "Energy and Performance: What Are the Challenges? What Are the Methods?"
5. A notable exception may be found in "Southern California Edition, 1989".

REFERENCES

1. J. L. de Araujo, Key Issues for the Brazilian Power System: Synthesis Report, COPED Annual Meeting, Grenoble, April 1990.
2. J. L. de Araujo, Perspectivas do Consumo de Eletricidade no Curto e Médio Prazos (mimeographed), AIE/COPPE/UFRJ, August 1990 (1990a).
3. J. Cheshire, Electricity Privatisation: Proposed Structure and Unresolved Dilemmas, World Electricity Conference, London, November 1989.
4. A.A. Churchill and R.J. Saunders, Financing of the Electricity Sector in Developing Countries, Industry and Energy Department, World Bank, Washington, 1989.
5. Cooperative Research Program on Energy and Development (COPED), Energy and Development: What Issues? Which Methods?, Brussels, 1984.
6. ELETROBRAS, Plano 2010 (Relatório Geral), Brasília, 1987.
7. ELETROBRAS, Plano Decenal 1990-1999, Brasília, 1990.
8. International Energy Agency (IEA), Electricity in IEA Countries: Issues and Outlook, OECD-IEA, Paris, 1985.
9. Jorge Wilheim Consultores Associados (JWCA), Pesquisa de Posse e Intenções de Compra de Eletrodomésticos no Estado de São Paulo, 1989.
10. Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional 1989, Brasília, 1989.
11. A. De Oliveira and G. MacKerron, British Privatisation of the Energy Industries, the World Bank and Implications for Third World Countries, in Surrey Energy Economics Center Discussion Papers Series, March 1990.
12. Office of Technology Assessment (OTA), New Electric Power Technology, OTA-E246, Washington, 1985.
13. Southern California Edison, "Structuring the Future", Technological Forecasting and Social Change, January 1989.
14. W. Walker, "Information Technology and the Use of Energy", Energy Policy, October 1985.
15. W. Walker, "Information Technology and Energy Supply", Energy Policy, December 1986.
16. R. A. Williams and E. D. Larson, "Expanding Roles of Gas Turbines in Power Generation", in J. B. Johnson and others, Electricity: Efficient Use and New Generation Technologies, and their Planning Implications, Lund University Press, 1989.

Los Problemas del Subsector Eléctrico Colombiano y el Contexto de América Latina y El Caribe*

CONSIDERACIONES GENERALES

América Latina y El Caribe inició la década de los noventa afrontando muchos de los mismos factores que han influido negativamente en su desarrollo económico y social a lo largo de la última década: en 1990 el monto de su deuda externa superó los US\$420 mil millones, el ritmo de inflación se aproximó a la cifra de 1500%, el producto interno bruto de la Región se redujo en 0.5% y el producto por habitante retrocedió al nivel registrado en 1977. El deterioro de la situación muestra que, en general, se ha experimentado un preocupante retroceso en el bienestar económico y en las condiciones de vida de amplios segmentos de la población en la mayoría de los países de la Región.

La situación de América Latina y El Caribe se ha visto agravada por las transformaciones que se han venido sucediendo en la economía mundial, especialmente como consecuencia de la recesión económica internacional, las que han generado circunstancias que entorpecen aún más el proceso de desarrollo como son las políticas proteccionistas y restrictivas de los países industrializados, el flujo insuficiente de capitales externos, y las enormes transferencias negativas

de sus recursos financieros, del orden de US\$205 mil millones para el conjunto de la Región en los últimos ocho años.

Esta crisis afecta sensiblemente al sector energético en general, no sólo como consecuencia de los problemas antes señalados, sino en cuanto a que los altos requerimientos de inversión y de recursos externos del sector han contribuido a la propia

gestación y profundización de la crisis, haciendo más difícil aún el manejo financiero de la deuda externa por parte de los países de la Región.

El principal problema del sector energético lo constituye la situación financiera del subsector eléctrico, el cual ha venido absorbendo la mayor parte de las fuentes de financiamiento y representa alrededor del 60% del total del endeudamiento del sector energético en los últimos años.

La situación particular del subsector eléctrico colombiano no es ajena a la que ha caracterizado, en términos generales, al subsector en otros países de América Latina y El Caribe.

Si bien es necesario reconocer que desde comienzos de la década de los setenta el subsector eléctrico colombiano ha realizado notables esfuerzos por mejorar la cobertura y calidad del servicio, al iniciar la década de los noventa se evidencian signos de deterioro preocupante: una reducción en el crecimiento de la demanda, insuficientes excedentes operacionales de las empresas, un aumento de su deuda externa y una sensible reducción de las inversiones condicionan su situación actual y limitan sus posibilidades de desarrollo en los próximos años.

El deterioro de la situación muestra que, en general, se ha experimentado un preocupante retroceso en el bienestar económico y en las condiciones de vida de amplios segmentos de la población en la mayoría de los países de la Región

* Ponencia presentada por el Ing. Gabriel Sánchez Sierra, Secretario Ejecutivo de OLADE, en el "Seminario sobre la Evaluación del Desempeño del Sector Eléctrico Colombiano 1970-1990", Santa Marta, Colombia, marzo 13-15 de 1991

ANTECEDENTES Y ORIGENES DEL PROBLEMA

Antes de entrar a analizar las opciones de política que se presentan hacia el futuro, es conveniente hacer una breve reflexión acerca de los antecedentes que enmarcan la discusión de la problemática del subsector eléctrico, no sólo en Colombia sino también en la mayoría de los países de América Latina, para señalar la mutua responsabilidad que le corresponde tanto a los organismos de crédito y a los países acreedores como a los países de la Región y, en particular, a las empresas del sector en la gestación de los problemas que hoy se enfrentan y cuyos resultados, como en la novela de García Márquez, habían sido anunciados con suficiente antelación.

De una parte, los organismos financieros internacionales mantuvieron una predisposición a aprobar los créditos sin mayor reticencia y con excesiva flexibilidad, sin que mediara una comprensiva evaluación técnica-económica de los proyectos, de las opciones de suministro de energía existentes, ni de las previsiones necesarias para minimizar los riesgos a la luz de las restricciones macroeconómicas y financieras.

Las empresas del subsector, por su lado, sobreestimaban sus requerimientos de inversión a partir de supuestos optimistas de las variables económicas y de altas proyecciones de crecimiento de la demanda, a fin de justificar -con la anuencia de los gobiernos- sus necesidades de créditos adicionales ante la banca internacional, especialmente en nuevos proyectos de generación hidroeléctrica.

Adicionalmente hay que anotar la evidente tendencia, tanto del sector como de los bancos, a favorecer -basados en criterios metodológicos de mínimo costo- fuertes inversiones en grandes proyectos de generación hidroeléctrica, en detri-

mento de los proyectos de menor escala a base de carbón o gas y de las inversiones complementarias en infraestructura de transmisión y distribución.

Según el análisis de OLADE para América Latina y El Caribe, la composición de los préstamos aprobados para el subsector eléctrico en un período de 15 años (1965-1980) fue de 58% en generación, 22% en transmisión, 9% en distribución y 11% en otras áreas. Como resultado de esta menor asignación de recursos relativa a la distribución, la cobertura del servicio es insuficiente y presenta niveles de pérdidas muy por encima de los niveles técnicamente aceptables.

En el caso particular de Colombia, por ejemplo, de un total de 35 préstamos otorgados por el Banco Mundial y el BID al subsector eléctrico colombiano entre 1970 y 1987, por un monto cercano a los US\$3,5 mil millones, sólo 10 de ellos, que correspondían a menos de una quinta parte del valor total, se destinaron a inversiones en transmisión y distribución.

En Colombia resulta paradójico, por decir lo menos, que mientras a finales de la década de los ochenta se contaba con un excedente de energía de alrededor del 25% y la capacidad efectiva de generación excedía considerablemente la demanda pico, la prestación del servicio cubría sólo el 64% de las viviendas y más del 50% de la población en el área rural no tenía acceso al fluido eléctrico.

Existen, sin embargo, numerosos factores que deberán ser el objeto de examen y análisis permanente por parte del subsector y de los gobiernos a fin de introducir ajustes a las políticas que permitan superar con éxito las inciertas y cambiantes circunstancias que afronta el futuro del subsector.

Estas políticas deberán orientarse a atender tres tipos de factores

que enmarcan los orígenes del problema:

- factores de carácter endógeno, es decir, que son competencia del subsector y tienen que ver con el manejo y control de las propias empresas;
- factores relacionados con la política macroeconómica del país (y la voluntad política para su ejecución);
- factores asociados con el entorno económico internacional.

Es necesario señalar que la discusión y planteamientos referentes al tema responden al análisis regional de la situación, como parte del trabajo que adelanta la Secretaría Permanente de OLADE en relación con el problema del sector energético y, en particular, del subsector eléctrico en los Países Miembros.

Problemas Endógenos del Subsector

. El Planeamiento Sectorial.

A pesar de los esfuerzos realizados para su fortalecimiento, el planeamiento ha sido uno de los principales problemas inherentes al desarrollo del subsector. En la medida en que los sistemas se han ido expandiendo en los últimos 20 años, diversas técnicas de optimización y análisis financiero han sido aplicadas para determinar el plan de expansión de mínimo costo. Sin embargo, los criterios de planeación se han basado casi exclusivamente en determinar la capacidad adicional de generación requerida para atender el crecimiento de la demanda, sin la debida atención a las restricciones macroeconómicas y financieras y al análisis de escenarios alternos que permitan ajustar las decisiones ante las circunstancias cambiantes propias o externas al subsector.

Las proyecciones de demanda han servido de base para la definición de los planes de expansión y financieros, pero dada su inflexibilidad a los cambios de la demanda, en la

mayoría de los países ha habido una tendencia optimista en sus resultados que ha traído, como consecuencia, un sobredimensionamiento en la capacidad de generación.

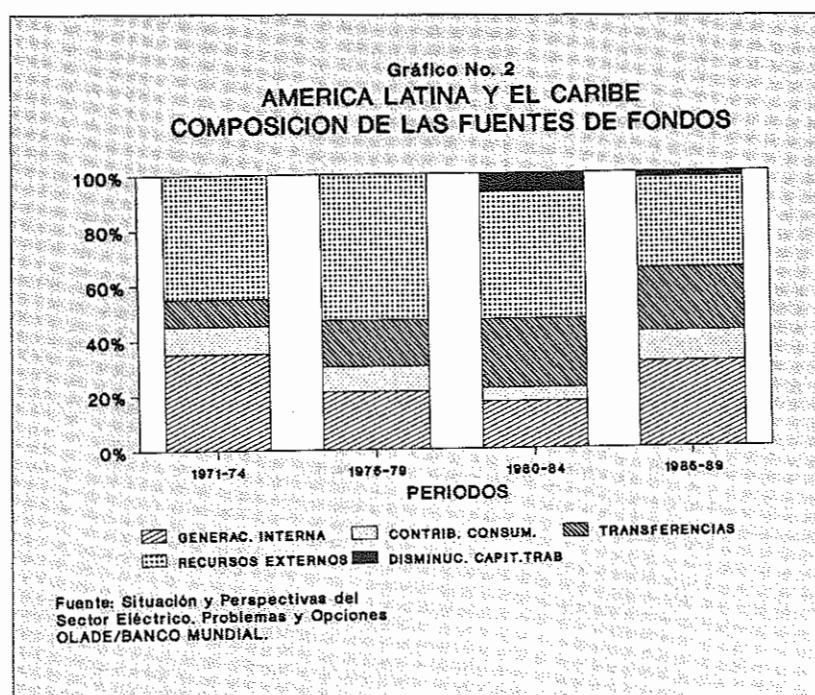
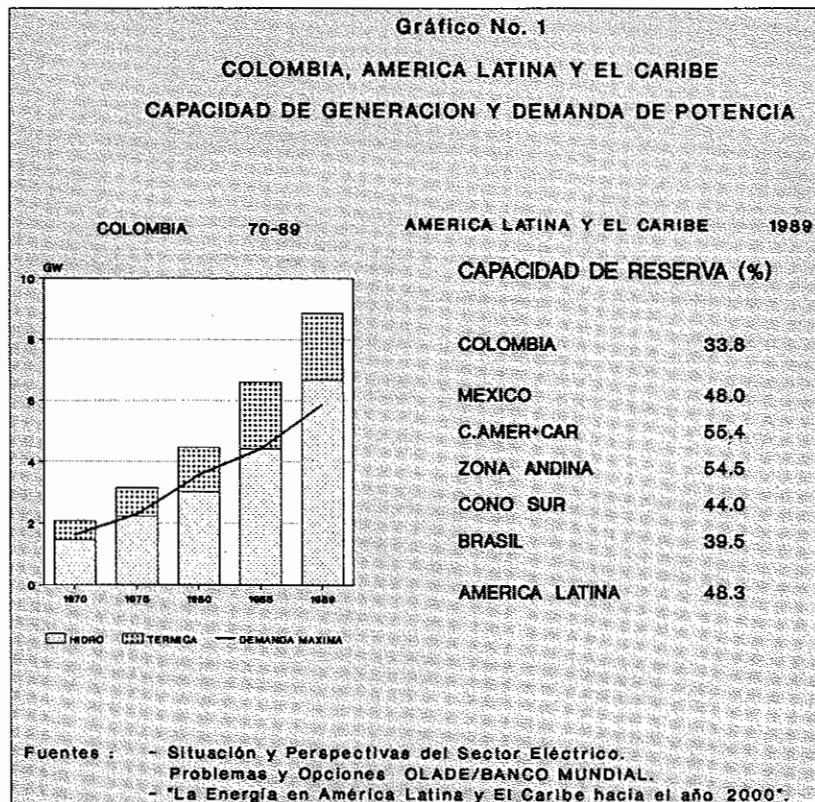
De manera particular, en Colombia se acentuó este desfase durante la segunda mitad de la década de los ochenta, ya que mientras la demanda creció a un ritmo del 6.4%, la capacidad lo hizo al 8.7% (período 1986-1989); en consecuencia, el margen de reserva durante estos años fue en ascenso, constituyendo aproximadamente el 34% de la demanda en 1989 (ver Gráfico No. 1).

Debe señalarse, de otra parte, el escaso papel que ha jugado en el planeamiento del subsector lo referente a inversiones complementarias en transmisión, distribución y rehabilitación de la infraestructura de generación existente y la insuficiente consideración de las medidas tendientes al uso eficiente de la energía eléctrica; la conservación y sustitución energética y las posibilidades que ofrece el manejo de la demanda de la carga eléctrica (en horas pico) ya que, de haberse efectuado un mayor análisis de estos aspectos, posiblemente las exigencias de inversión habrían sido menores.

. Generación de Excedentes

Operacionales. La generación interna de recursos ha sido insuficiente en virtud de los problemas asociados con el desempeño operativo de las empresas, de una parte, y los bajos niveles de ingresos por otra, que, en términos generales, reflejan una inadecuada estructura tarifaria y su rezago con respecto a los costos de operación y expansión del servicio.

En América Latina y El Caribe la contribución de la generación interna de recursos pasó de 34.3% del total de fuentes de fondos durante el período 1971-1974 al 15.8% para 1980-1984, mientras que las transferencias del Gobierno Central aumentaron de 10.8% a 24% respectivamente en estos mismos



CUADRO No. 1

SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
INDICE DE AUTOFINANCIAMIENTO DE LA INVERSION (1)
(%)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Promedio
ARGENTINA	-27,2	10,9	3,8	4,0	1,5	-0,7	-13,0
BRASIL	59,0	75,9	68,8	70,7	57,5	89,9	74,5
CHILE	76,8	56,9	101,8	254,5	290,0	390,7	147,5
COLOMBIA	30,9	34,8	44,7	55,2	76,8	78,9	59,0
ECUADOR	10,5	23,7	28,8	32,8	114,7	35,4	33,1
HONDURAS	22,5	23,4	59,4	207,2	296,2	271,2	67,4
MEXICO	-1,8	18,1	22,2	60,7	52,0	74,5	62,8
REPUBLICA DOMINICANA	12,8	10,0	-72,2	46,5	11,8	6,0	5,4
TRINIDAD Y TOBAGO	-52,0	13,2	49,1	49,2	75,0	144,7	10,6
VENEZUELA	13,8	18,0	25,6	12,9	21,3	33,7	20,9

(1) Es la relación entre la Generación Interna Bruta y la inversión que permite medir la capacidad de las empresas para financiar los proyectos de inversión.

Fuente: OLADE, "Alternativas de Financiamiento del Sector Energético de América Latina y El Caribe - Subsector Eléctrico", 1989.

años. Durante el período 1985-1989 la generación interna de recursos se elevó a 32% y las transferencias gubernamentales se mantuvieron en el mismo nivel del 24% (ver Gráfico No. 2).

La generación interna de fondos, si bien resultó positiva en la mayoría de los países de la Región durante todos los años de la década del ochenta, no alcanza los niveles suficientes para atender los requerimientos de inversión y, paralelamente, los pagos que supone el alto nivel de endeudamiento que caracteriza al sector.

Si se analiza el índice de autofinanciamiento del subsector

(relación entre generación interna bruta e inversión) -ver Cuadro No. 1- se observa que en la totalidad de los países (con excepción de Chile) el índice promedio de autofinanciamiento resulta inferior al deseable en una estructura financiera sana de las empresas del subsector eléctrico.

Por otra parte, las empresas eléctricas de la Región no han logrado adelantar una gestión operativa eficiente que permita compensar el deterioro de sus ingresos. Por el contrario, y a título de ejemplo, a partir de la segunda mitad de la década de los setenta empiezan a incrementarse en forma acelerada las pérdidas de energía,

mientras que otros indicadores de gestión igualmente reflejan un deterioro de la eficiencia administrativa y operativa.

Si bien es cierto que en el caso colombiano se muestra una sensible disminución del nivel de pérdidas, fruto de las políticas llevadas a cabo en los últimos cuatro años, para el año 1989 las pérdidas del sistema, fundamentalmente en la distribución, representaban un 23% de la energía generada y ascendieron a 7563 GWh, cifra cinco veces superior a la registrada en 1971 (ver Gráfico No. 3).

. Alta Dependencia de Recursos Externos. Dada la insu-

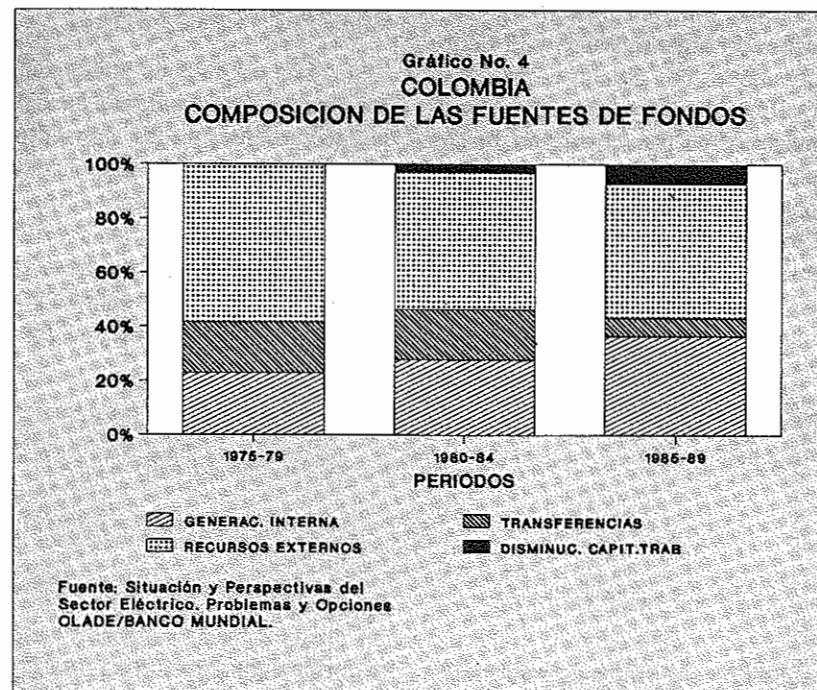
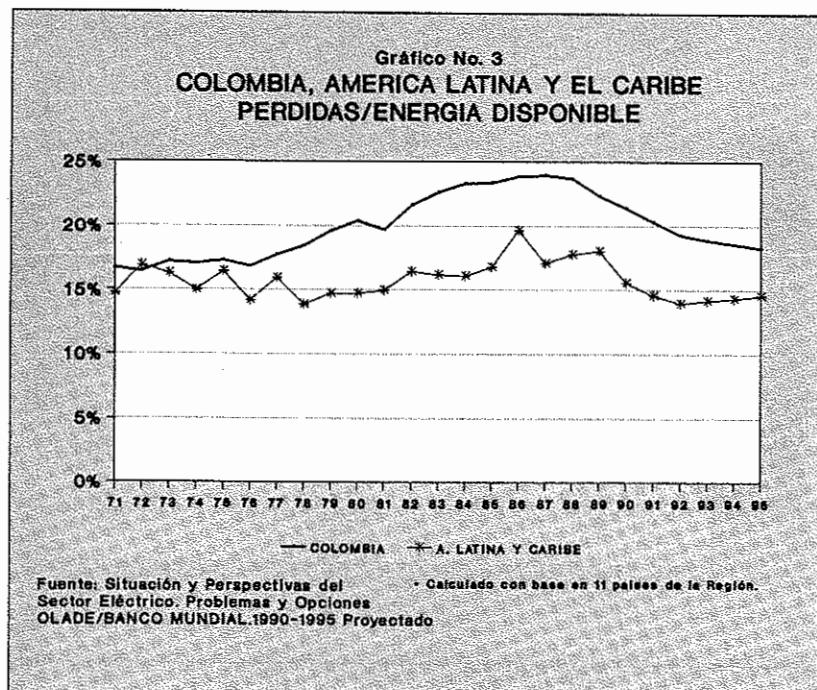
ficiente generación de recursos propios, y ante la relativa facilidad para la obtención de créditos, el sector eléctrico optó por recurrir al uso de crédito externo para satisfacer las necesidades de financiamiento de sus inversiones de mediano y largo plazo, así como para atender la importación de equipos. Como resultado de lo anterior, se produjo un sobreendeudamiento en moneda extranjera, aumentando los riesgos del sector --como efectivamente se dio posteriormente-- a los movimientos de las tasas de interés, las fluctuaciones del tipo de cambio frente a las monedas extranjeras y, finalmente, al agotamiento del crédito.

Para el caso colombiano, durante el período 1976-1979 el crédito externo representó el 63% de las fuentes de fondos y se redujo al 40% para 1980-1989, complementándose fundamentalmente con los aportes y transferencias gubernamentales que constituyeron el 16% y el 14% en cada uno de los períodos señalados (ver Gráfico No. 4).

La Política Económica y el Subsector Eléctrico

En cuanto a los factores exógenos, que en principio están por fuera del control de las empresas del subsector pero que afectan de manera importante su desempeño, están aquellos que tienen que ver con el manejo de la política económica, monetaria y tarifaria de los países de la Región.

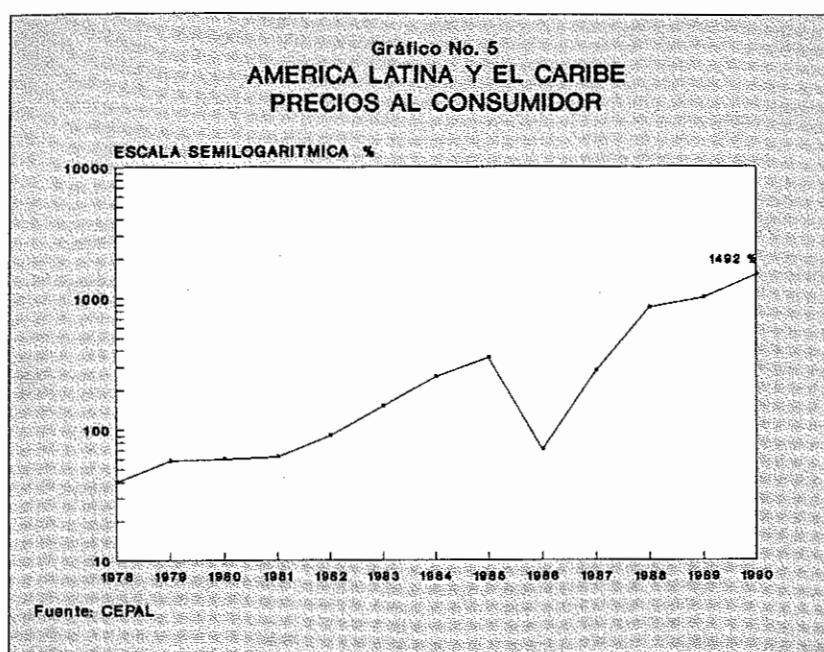
La reducción en el crecimiento previsto de la demanda, como resultado de la recesión económica que afectó las economías de América Latina y El Caribe en la década pasada, disminuyó significativamente el nivel de ingresos por ventas de energía de las empresas del subsector, aunque, por otro lado, tuvo el efecto favorable de diferir en el tiempo las inversiones requeridas en



nuevos proyectos de generación.

A raíz de los programas de ajuste económico implantados en la Región, la mayoría de los países adoptaron **políticas de devaluación**, en algunos casos masivas, encarciendo así el servicio de la deuda y

los compromisos en moneda extranjera para la adquisición de equipos, ante lo cual, ni los gobiernos de los países ni el propio subsector adoptaron medidas para atenuar o compensar sus efectos sobre la situación financiera de las empresas.



El acelerado proceso inflacionario que ha caracterizado a los países de América Latina y El Caribe durante las dos últimas décadas (ver Gráfico No. 5) y las medidas antiinflacionarias para controlarlo, de otra parte, han hecho difícil mantener una política tarifaria acorde con los requerimientos del sector, en particular en cuanto a alcanzar costos económicos de prestación del servicio y el mantenimiento de tarifas en términos reales.

El Subsector Eléctrico y los Cambios en la Economía Internacional

Los cambios en la situación económica internacional han incidido negativamente en el subsector eléctrico. La sustancial disminución en los plazos de amortización y períodos de gracia de los créditos internacionales, las fluctuaciones de las paridades de las monedas y la reducción de los flujos de finan-

ciamiento externo son los principales factores externos que han contribuido a deteriorar la situación financiera de las empresas del sector.

. Disminución de Plazos de Amortización y Períodos de Gracia. Las condiciones financieras de los préstamos otorgados por los organismos de crédito multilateral han ido experimentando un continuo deterioro a lo largo de las últimas dos décadas. No solamente se han incrementado las tasas de interés de los créditos, sino también los plazos promedios de amortización y los períodos de gracia de las nuevas contrataciones se han reducido en forma importante. Así por ejemplo, mientras a principios de la década del setenta Colombia obtenía créditos con casi 30 años de plazo y 7 años de gracia, en los ochenta estos plazos se reducían a 17 y 4.5 años en promedio (ver Cuadro No. 2).

A lo anterior habría que añadir el hecho que muchos de estos préstamos, especialmente en los grandes proyectos hidroeléctricos con largos períodos de construcción, como en el caso del Guavio, han incurrido sobrecostos y demoras adicionales, teniendo que iniciarse la atención del servicio de la deuda

CUADRO No. 2
COLOMBIA, AMERICA LATINA Y EL CARIBE
INTERESES, PLAZOS DE AMORTIZACION Y PERIODOS DE GRACIA

	1970		1980		1985		1988	
	COL	ALC	COL	ALC	COL	ALC	COL	ALC
INTERES (%)	5.2	6.0	8.9	7.7	9.5	8.2	7.9	7.0
PLAZO DE AMORTIZACION (AÑOS)	29.8	23.4	17.6	16.8	17.3	16.2	17.6	18.2
PERIODO DE GRACIA (AÑOS)	7.2	5.5	4.3	4.4	4.3	4.1	4.7	4.8

Fuente: Banco Mundial, World Debt Tables, 1988-1989. Official Creditors.

CUADRO No. 3

DEUDA PUBLICA EXTERNA DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE
IMPACTO DE LA DEVALUACION DEL DOLAR SOBRE EL SALDO DE LA DEUDA*
 (millones de US\$)

	(1) SALDO 1982	(2) DEUDA EXTERNA 1987	(3) SALDO 1983-87	(4) FLUJO NETO 1983-87	(5) (3)-(4)	(6) (5)/(1) %
BRASIL	50,797	91,653	40,656	12,312	28,544	56,2%
- Entidades Oficiales	8,508	25,201	16,693	4,196	12,497	146,9%
- Banca Comercial	40,541	63,673	23,132	7,546	15,586	38,4%
CHILE	5,243	15,536	10,293	4,893	5,400	103,0%
- Entidades Oficiales	1,180	3,957	2,777	1,749	1,028	87,1%
- Banca Comercial	2,697	4,882	2,185	1,684	501	18,6%
COLOMBIA	5,900	13,828	7,838	3,737	4,101	68,5%
- Entidades Oficiales	3,018	8,263	5,245	2,942	2,303	76,3%
- Banca Comercial	2,697	4,882	2,185	1,684	501	18,6%
ECUADOR	4,042	9,026	4,934	2,470	2,514	62,2%
- Entidades Oficiales	1,595	3,160	1,465	1,308	157	9,3%
- Banca Comercial	2,066	5,468	3,402	942	2,460	119,1%
HONDURAS	1,430	2,681	1,251	843	408	28,5%
- Entidades Oficiales	1,046	2,180	1,134	783	351	33,6%
- Banca Comercial	318	420	102	53	49	15,4%
MEXICO	51,642	82,771	31,129	10,641	20,488	39,7%
- Entidades Oficiales	6,959	15,940	8,981	4,482	4,499	64,7%
- Banca Comercial	44,502	50,503	6,001	-10,065	16,066	36,1%
REPUBLICA DOMINICANA	1,665	2,938	1,273	678	595	35,7%
- Entidades Oficiales	1,332	2,120	788	639	149	11,2%
- Banca Comercial	331	747	416	-5	421	127,2%
TRINIDAD Y TOBAGO	907	1,635	728	361	367	40,5%
- Entidades Oficiales	375	384	9	-30	39	10,4%
- Banca Comercial	510	1,135	625	316	309	60,6%
VENEZUELA	12,342	25,245	12,903	-2,435	15,338	124,3%
- Entidades Oficiales	412	1,128	716	-106	822	199,5%
- Banca Comercial	11,785	23,638	11,853	-2,120	13,973	118,6%
TOTAL REGIONAL	176,078	338,506	162,428	53,639	108,709	61,8%
- Entidades Oficiales	39,983	97,472	57,489	25,990	31,499	78,8%
- Banca Comercial	129,969	233,128	103,159	26,002	77,157	59,4%

(*) El aumento del saldo también se explica parcialmente en algunos países por la conversión de deuda privada en pública.

antes que los proyectos empiezan a generar ingresos.

. La Devaluación y la Fluctuación de las Tasas de Cambio.
 El endeudamiento en moneda extranjera ha sido una fuente importante de financiación para las inversiones, pero también constituye, por sus implicaciones, un factor que afecta seriamente las finanzas internas de las empresas del subsector; su efecto se origina

tanto por la magnitud del monto de su servicio como por el hecho de que las tarifas evolucionaron de forma insuficiente ante tales requerimientos.

La devaluación del dólar de Estados Unidos frente a otras monedas de países industrializados y los cambios en las paridades de las monedas en que están contraídos los créditos afectaron de manera particular al sector, ya que un alto

porcentaje de su deuda externa fue contratado en monedas diferentes al dólar. Como resultado, el saldo de la deuda externa pública en la Región aumentó en un 61,8% entre 1982 y 1987.

En este mismo período, el impacto de la devaluación del dólar sobre el saldo de la deuda pública externa colombiana significó un aumento del 68,5% (ver Cuadro No.3).

CUADRO No. 4			
AMERICA LATINA Y EL CARIBE - CREDITOS DEL BIRF			
(Valor Real de Los Créditos como Porcentaje del Valor Original)			
	1984	1987	Incremento
ARGENTINA	91,6	132,6	44,8%
BRASIL	86,9	149,3	71,8%
CHILE	92,7	138,8	49,7%
COLOMBIA	86,9	152,5	75,5%
ECUADOR	83,1	139,8	68,2%
HONDURAS	86,4	156,4	81,0%
MEXICO	86,7	147,4	70,0%
REPUBLICA DOMINICANA	79,4	144,6	82,1%
TRINIDAD Y TOBAGO	87,7	165,4	88,6%
VENEZUELA	106,9	153,9	44,0%
TOTAL REGIONAL	86,5	147,9	71,0%

FUENTE: BIRF, World Debt Tables, 1988-89 Edition.

Además, por la misma razón expuesta en el punto anterior, los créditos del Banco Mundial a los países latinoamericanos se vieron afectados en su valor real en un 71% adicional, en un período de solo tres años (1984-1987) y para Colombia crecieron en un 75,5% con respecto al valor original (ver Cuadro No. 4).

. La disminución de los flujos de capitales y el mantenimiento de las exigencias de los acreedores bancarios para el cumplido pago del servicio de la deuda trajeron como resultado una transferencia neta negativa de recursos en la Región y convirtieron en algunos casos al subsector eléctrico en exportador neto de capitales (ver Cuadro No. 5).

ALTERNATIVAS Y PROPUESTAS DE POLITICA

Política Sectorial

Las recomendaciones específicas de política para el subsector eléctrico se pueden resumir en tres áreas:

. Eficiencia de la Gestión. Las empresas eléctricas deberán poner un mayor énfasis en mejorar la eficiencia de su gestión financiera, administrativa y técnica, para lo cual es imprescindible la implantación, análisis y actualización sistemática de indicadores de gestión. La recuperación de cartera, el control de las pérdidas técnicas y no técnicas y, en general, la reducción de los costos de operación deben ser objeto de esfuerzo y atención continua por parte de las administraciones de las empresas.

. Fortalecimiento de la Planeación. El planeamiento del subsector deberá enfatizar los enlaces entre el propio subsector eléctrico, el sector energético y la política macroeconómica, de manera que permita evaluar la viabilidad de los

CUADRO No. 5				
SECTOR ELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE				
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO				
(en porcentajes)				
	1983	1985	1988	PROMEDIO
AMERICA LATINA Y EL CARIBE				
APORTES DE CREDITO EXTERNO/ AMORTIZACIONES	422	305	179	231
APORTES DE CREDITO EXTERNO/ SERVICIO DEUDA	189	102	95	102
COLOMBIA				
APORTES DE CREDITO EXTERNO/ AMORTIZACIONES	266.2	252.5	122.3	168.9
APORTES DE CREDITO EXTERNO/ SERVICIO DEUDA	157.9	137.5	76.1	97.3

Fuente: OLADE, calculado con base en 10 países de la Región.

proyectos a la luz de las restricciones financieras del sector y las condiciones económicas imperantes en la Región.

En vista que en las últimas décadas se definieron planes de expansión de generación para el subsector eléctrico con base al empleo de modelos limitados que implicaron, en algunos casos, un sobreequipamiento de capacidad de generación no acorde con los requerimientos reales de demanda de energía, se hace necesario hacer más flexibles los modelos de planeación existentes con el fin de adecuarlos a los riesgos de la incertidumbre, las restricciones financieras y aquellos aspectos relacionados con la conservación, el uso eficiente de la energía y los problemas ambientales.

Por otra parte, debe asegurarse una suficiente evaluación de las alternativas de inversión, con el fin de lograr un adecuado balance en la asignación de recursos de generación, respecto a inversiones en rehabilitación de plantas, transmisión y distribución.

. Administración de la Demanda y Uso Eficiente de Energía. Los países de la Región, en general, han prestado poca importancia a las medidas de gestión de la demanda y la promoción del uso eficiente de la energía como posibilidades que están a su alcance directo para aminorar las necesidades de expansión en generación y, por lo tanto, sobre los requerimientos de inversión. El potencial en este campo es considerable y los costos representan tan sólo una fracción de la opción de generación.

La gestión de la demanda y el manejo de carga en las horas pico presentan una oportunidad atractiva para reducir las necesidades de inversión en la capacidad adicional de generación. De acuerdo con estudios realizados por la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se concluye que es factible

reducir la carga pico en un 20% a costos que se recuperan en menos de un año. Asimismo, se considera que para los países en desarrollo es técnicamente posible incrementar el uso eficiente de la energía en un 30% bajo condiciones financieras favorables.

Ante su transcendencia, OLADE ha propuesto como tema central de discusión de la XXII Reunión de Ministros, a celebrarse en la ciudad de Caracas el próximo mes de octubre "la eficiencia energética como punto de partida de cambio del actual modelo de desarrollo energético de la Región", en el cual se examinará el potencial regional en este campo y se determinarán metas específicas de acción.

Política Económica Interna

A pesar que las políticas gubernamentales han estado basadas en una estrategia de ajustes financieros y de acciones administrativas de corto plazo, la gestión del subsector eléctrico podría ser mejorada significativamente si se adoptan medidas políticas explícitas y claras que permitan enmarcar las acciones del subsector dentro de una estrategia macroeconómica y financiera de mediano y largo plazo.

. Política Tarifaria. Sin duda el mayor impacto sobre la situación financiera de las empresas tiene que ver con la fijación y control de los niveles tarifarios.

Si bien es cierto que durante la década de los ochenta las finanzas del subsector se vieron afectadas por la disminución del crecimiento en las ventas de energía, el desfase entre las tarifas de venta a los usuarios finales con respecto a los costos de producción acentuó el deterioro financiero de las empresas.

En consecuencia, dentro de la política económica de los países, se debería propiciar el establecimiento de una estructura tarifaria acorde con

las necesidades de una mayor generación interna de recursos para que el subsector pueda atender adecuadamente sus necesidades de inversión en los planes de expansión y operación del sistema.

. Política Cambiaria. Se estima conveniente la adopción de mecanismos de protección a las finanzas de las empresas eléctricas, a fin de reducir el impacto de la permanente devaluación monetaria y los riesgos asociados con las fluctuaciones de la paridad cambiaria. En este sentido, resulta pertinente analizar la posibilidad de diseñar medidas para el subsector eléctrico similares a las adoptadas en el pasado con respecto a algunas empresas del sector privado altamente endeudadas como resultado de devaluaciones masivas llevadas a cabo por razones macroeconómicas.

. Políticas de Capitalización y Ahorro Nacional. Colombia cuenta con una experiencia virtualmente única en el contexto regional que ha permitido la canalización de recursos de ahorro nacional y del mercado interno de capitales para atender la financiación de inversiones en proyectos del subsector eléctrico.

Sería recomendable estudiar la posibilidad de adoptar mecanismos similares en otros países de la Región, así como analizar cuidadosamente la viabilidad de crear esquemas de captación de recursos de ahorro institucional a nivel regional o subregional, para el financiamiento de proyectos eléctricos, especialmente aquellos relativos a las interconexiones de los sistemas eléctricos y al desarrollo de las cuencas hidrográficas comunes.

. Política de Privatización. En algunos países de la Región se ha contemplado la posibilidad de participación del capital privado para aliviar los problemas de financiamiento que enfrenta la expansión del sistema. Al respecto hay que señalar que éste es un campo no-

El afianzamiento del proceso de integración entre los países de la Región mediante acciones concretas que impulsen la cooperación en el campo energético, es un mandato reiteradamente encomendado a OLADE por petición expresa de los Ministros de Energía de los Países Miembros

doso, poco explorado, que exigirá una revisión de los aspectos jurídicos, de la coordinación de la operación del sistema eléctrico y de la explotación de los mercados. Sin embargo, la participación de la inversión privada como complemento de la pública, particularmente en obras de infraestructura de generación de energía eléctrica, y el establecimiento de incentivos económicos para la cogeneración y la autoproducción en el sector industrial -como una primera etapa del proceso de privatización- podrían complementar las inversiones requeridas en la expansión de los sistemas eléctricos.

En América Latina y El Caribe, conviene mencionar el caso de Chile, único país del área en el cual se llevó a cabo un proceso completo de privatización del subsector eléctrico. Si bien los alcances de la experiencia chilena no son totalmente transferibles a la Región, brindan dos lecciones importantes que ameritan su consideración: la primera, el hecho que el éxito del programa se debió, en gran medida, al enfoque global de las reformas económicas, ya que la privatización del subsector eléctrico no fue un hecho aislado, sino un componente de un nuevo esquema económico

general con mayor participación de las fuerzas del mercado; la segunda lección es que esta mayor participación del sector privado se sustentó en dicho esquema económico y no en la solución de los problemas financieros del subsector, ya que la privatización requirió un saneamiento financiero previo de las empresas.

Política de Financiamiento Externo

Aunque los acontecimientos internacionales certamente están más allá del control de las empresas y de las políticas internas del país, es obvio que ellos han incidido en forma apreciable en el desempeño del subsector y, en consecuencia, será necesario diseñar estrategias para atenuar sus efectos negativos a mediano y largo plazo.

. Plazos de Amortización y Períodos de Gracia. El planteamiento a los organismos internacionales de crédito sobre la conveniencia de adecuar los nuevos préstamos a la vida útil de los proyectos es de gran prioridad, ya que la reducción de los plazos de amortización y los períodos de gracia continúa siendo un factor que agrava las cargas financieras del sector.

Devaluación y Riesgos

Cambiarios. Frente al fenómeno de la devaluación y la fluctuación de las paridades de las monedas que afecta tanto a la deuda contratada directamente en dólares, como a la contraída en otras monedas con entidades multilaterales, los países de la Región no están en capacidad de continuar absorbiendo los fuertes incrementos que han experimentado en los últimos años y, en consecuencia, es conveniente insistir ante la banca multilateral acerca del establecimiento de mecanismos de compensación que permitan compartir el riesgo cambiario.

. Reestructuración de la Deuda y Transferencias de Capital. En consideración a los problemas de liquidez y el estado de insolvencia de la mayoría de las empresas del subsector eléctrico, deberá adoptarse una estrategia clara frente a los grupos financieros, orientada principalmente hacia la reducción y reestructuración de la deuda y a la obtención de nuevos flujos de recursos crediticios a fin de evitar que el subsector se convierta en exportador neto de capitales, limitando así su capacidad de inversión y las posibilidades de su desarrollo.

OLADE Y LA COOPERACION REGIONAL EN EL SUBSECTOR ELECTRICO

El afianzamiento del proceso de integración entre los países de la Región mediante acciones concretas que impulsen la cooperación en el campo energético, es un mandato reiteradamente encomendado a OLADE por petición expresa de los Ministros de Energía de los Países Miembros.

La interconexión de los sistemas eléctricos a nivel regional o binacional, el aprovechamiento hidrográfico de cuencas compartidas, el intercambio de experiencias entre las instituciones y expertos del subsector eléctrico de los países de la Región, entre otros, constituyen un elemento fundamental en el fortalecimiento de la cooperación en el subsector eléctrico.

La decisión de ejecutar los proyectos de interconexión de los sistemas eléctricos de Venezuela y Colombia y, en un futuro, la interconexión de Colombia con Ecuador, así como los planes de interconexión eléctrica de los países de la Cuenca del Río de la Plata y el fortalecimiento de la integración eléctrica en Centroamérica, son el mejor ejemplo de cooperación entre las empresas del subsector eléctrico y, más allá de su conveniencia técnica o económica, reiteran la voluntad de integración regional como objetivo político fundamental, inaplazable para los años noventa.

La Secretaría Permanente de OLADE, consciente de esta situación y del papel que le corresponde en el proceso de integración regional, ha venido coordinando una serie de

esfuerzos que permitan un mejor análisis de la problemática del subsector y el planteamiento de acciones conjuntas para su solución. En este sentido, vale la pena señalar, a título de ejemplo, la elaboración del "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", el cual constituye un aporte importante para abordar de manera técnica y sistemática el problema de las pérdidas eléctricas por parte de las entidades del subsector en la Región.

Con el apoyo financiero del BID se ha iniciado a partir de enero de 1991 el proyecto de Mejoramiento de los Sistemas de Planificación Eléctrica, el cual permitirá el fortalecimiento de la capacidad de planeación en los Países Miembros de OLADE al incorporar metodologías analíticas que minimicen los riesgos relativos a la incertidumbre y que tengan en cuenta las restricciones financieras y los aspectos sobre conservación de la energía y del medio ambiente.

Asimismo, los estudios sobre "La Deuda Externa del Sector Energético" y "Las Alternativas de Financiamiento del Sector Energético en América Latina y El Caribe" representan importantes esfuerzos realizados por OLADE con el apoyo de sus Países Miembros, que aportan elementos de juicio y estrategias de política para la solución de algunos de los problemas más críticos que afrontan los países, como son los de su deuda externa y del financiamiento del subsector eléctrico. Este último tema, así como las relaciones del sector energético-económico, será objeto de un amplio análisis en el Seminario que

organizan OLADE y el Banco Mundial en la ciudad de México el próximo mes de septiembre y que contará con la participación de 27 países de América Latina y El Caribe.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

BANCO MUNDIAL, Colombia: The Power Sector and the World Bank: 1970-1987.
World Bank Operations Evaluations Department, Washington, junio de 1990

BANCO MUNDIAL, A Review of World Bank Lending for Electric Power.
Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper No. 2, Washington, marzo de 1988

BANCO MUNDIAL, World Debt Tables 1989-1990, External Debt of Developing Countries. Washington, diciembre de 1989

CEPAL, Balance Preliminar de la Economía de América Latina y El Caribe 1990.
Naciones Unidas, diciembre de 1990

OLADE, La Deuda Externa del Sector Energético de América Latina y El Caribe: Evaluación, Perspectivas y Opciones. Quito, noviembre de 1988

OLADE, Alternativas de Financiamiento del Sector Energético de América Latina y El Caribe: Subsector Eléctrico. Quito, noviembre de 1989

OLADE, Estadísticas e Indicadores Económico-Energéticos de América Latina y El Caribe. Versión Preliminar. Quito, febrero de 1991

OLADE/BANCO MUNDIAL, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico: Problemas y Opciones. Documento en elaboración, Quito, febrero de 1991

U.S. Agency for International Development, Power Shortages in Developing Countries: Magnitude, Impacts, Solutions, and the Role of the Private Sector. Washington, marzo de 1988.

PROYECTO BID-OLADE PARA MEJORAR HERRAMIENTAS DE PLANIFICACION ELECTRICA EN LA REGION



Del 23 al 25 de septiembre de 1991 se llevó a cabo en Quito, Ecuador un Seminario sobre Planificación de Generación Eléctrica, el cual forma parte de un Proyecto financiado por el BID y OLADE para mejorar los instrumentos de planificación de generación eléctrica utilizados en los países de América Latina y El Caribe. En el evento participaron representantes de 21 países de la Región y de 9 instituciones y organismos internacionales, pioneros en el desarrollo de metodologías de planificación eléctrica.

Los objetivos del Seminario fueron:

- Evaluar las metodologías, prácticas y herramientas utilizadas en los países de la Región para planificar la expansión de sus sistemas de generación eléctrica.
- Presentar los últimos avances en materia de planificación de generación eléctrica.
- Analizar los modelos a desarrollar dentro del Proyecto BID-OLADE.

Problems of the Colombian Power Subsector and the Latin American and Caribbean Context*

GENERAL CONSIDERATIONS

Latin America and the Caribbean initiated the decade of the nineties coping with many of the same factors that had been exerting a negative impact on its social and economic development throughout the preceding decade: in 1990, its foreign debt exceeded US\$420 billion, its pace of inflation came close to 1500%, the Region's gross domestic product declined by 0.5%, and the per capita product dropped to the same level recorded in 1977. The deterioration of the situation shows that, in general, the economic welfare and living conditions of broad sectors of the population in most of the Region's countries have experienced a distressing setback.

The situation of Latin America and the Caribbean has been worsened by the transformations that have been occurring in the world economy, especially as a result of the international economic recession, and which have generated circumstances that obstruct even further the process of development, such as protectionist and restrictive policies of the industrialized countries, the insufficient flow of foreign capital, and the huge negative transfers of the Region's financial resources, on

the order of US\$205 billion for the Region as a whole in the last eight years.

This crisis deeply affects the energy sector in general, not only as a result of the above-mentioned problems but also because the sec-

tor's high investment and external resources requirements have contributed to the very development and aggravation of the crisis, making it all the more difficult for the Region's countries to cope with their foreign debt obligations.

The energy sector's main problem is the financial situation of the power subsector, which has been absorbing the largest share of the financial resources and accounts for about 60% of the energy sector's total indebtedness in the last few years.

The particular situation of the Colombian power subsector is no different from the one that has characterized, in general terms, the same sector in other Latin American and Caribbean countries.

Although it should be recognized that, since the early seventies, the Colombian power sector has been making notable efforts to improve the coverage and quality of its service, by the nineties, distressing signs have become apparent: a decline in demand growth, insufficient operating surpluses for enterprises, an increase in foreign debt, and a substantial reduction in investments characterize its present situation and constrain its development possibilities in the coming years.

*The deterioration
of the situation
shows that, in
general, the
economic welfare
and living
conditions of broad
sectors of the
population in most
of the Region's
countries have
experienced a
distressing setback*

* Paper presented by Gabriel Sánchez-Sierra, Executive Secretary of OLADE, at the "Seminar on Evaluation of the Colombian Power Sector's Performance, 1970-1990", in Santa Marta, Colombia, March 13-15, 1991.

BACKGROUND AND ORIGINS OF THE PROBLEM

Before beginning to analyze policy options for the future, it would be advisable to briefly reflect upon the background that provides the framework for the discussion of the power subsector's problems, not only in Colombia but also in most of the Latin American countries, in order to point out to the joint responsibility of the credit agencies and creditor countries as well as the countries of the Region and especially the sector's companies in generating the problems that they are coping with today and whose results, like in the novel of García Márquez, had been announced long beforehand.

On the one hand, the international financial agencies remained predisposed to approve credit without much reticence and with excessive flexibility, without conducting thorough technical and economic assessments of the projects, the existing energy supply options, or the necessary forecasting to minimize risks in the light of macroeconomic and financial constraints.

The sector's companies, on the other hand, overestimated their investment requirements in keeping with optimistic assumptions of the economic variables and high demand growth forecasts which were used to justify, with the consent of the governments, their additional credit needs to the international banks, especially for new hydropower generation projects.

In addition, the apparent trend of both the sector and the banks to favor high investments on large hydropower generation projects, using minimum cost methodology criteria, to the detriment of smaller-scale projects with coal or gas and complementary investments in transmission and distribution installations, should be noted.

According to OLADE's analysis for Latin America and the Caribbean, the loans approved for the power subsector during a 15-year period (1965-1980) were broken down as follows: 58% for generation, 22% for transmission, 9% for distribution, and 11% for other areas. As a result of this lower allocation of resources for power distribution, service coverage was insufficient and displayed loss levels that were far above technically acceptable levels.

In the specific case of Colombia, for example, of a total of 35 loans granted by the World Bank and the IDB to the Colombian power subsector between 1970 and 1987, in the amount of almost US\$3.5 billion, only 10 of them, which accounted for less than one fifth of the total value, were aimed at transmission and distribution investments.

It is paradoxical, to say the least, that whereas in the late eighties Colombia reckoned with an energy surplus of about 25% and an effective generation capacity that substantially exceeded its peak demand, service delivery covered only 64% of all households and more than 50% of the rural area population had no access to electricity.

There are nevertheless many factors that should be the permanent focus of study and analysis by the sector and governments in order to introduce adjustments to the policies that would enable the uncertain and changing circumstances being faced by the sector in the future to be successfully overcome.

These policies should be aimed at handling three types of factors that condition the origins of the problem:

- endogenous factors, that is, those factors that pertain to the sector's sphere of competence and to the management and control of the companies themselves;
- factors related to the country's macroeconomic policy (and the

- political will to implement it);
- factors associated to the international economic situation.

It should be indicated that the discussion and proposals on the issue respond to a regional analysis of the situation, as part of the work being promoted by the Permanent Secretariat of OLADE concerning the energy sector's problem, especially the power subsector of the member countries.

Sector's Endogenous Problems

- **Sectoral Planning.** Despite efforts to strengthen this area, planning has been one of the main problems inherent to the sector's development. As systems have been expanding in the last 20 years, various optimization and financial analysis techniques have been applied to determine the minimum cost expansion plan. Nevertheless, planning criteria have been based almost exclusively on determining the additional generation capacity required for meeting demand growth needs without providing due attention to macroeconomic and financial constraints or to the analysis of alternative scenarios that would permit decisions to be adapted to the sector's own or outside changing circumstances.

Demand projections have been used as the basis for defining expansion and financial plans but, because of their inflexibility to demand changes, in most countries there has been an optimistic trend to trust the validity of their results which has led, as a result, to an overestimation of generation capacity.

This imbalance was especially apparent in Colombia during the second half of the eighties: whereas demand rose at a rate of 6.4%, capacity grew by 8.7% (period 1986-1989); therefore, the reserve margin during these years was on the rise

and accounted for about 34% of coincidental demand in 1989 (see Chart 1).

In addition, the slight role played by complementary investments in transmission, distribution, and rehabilitation of existing generation facilities and the insufficient consideration of measures aimed at improving the efficient use of electricity, energy conservation and substitution, and the possibilities offered by power load demand management (at peak hours) should be noted here, since if a more thorough analysis of these aspects had been carried out, the investment requirements might not have been so great.

Generation of Operational Surpluses. The internal generation of resources has been insufficient owing to the problems associated to the operational performance of the companies, on the one hand, and the low levels of earnings, on the other hand, which in general terms reflect an inadequate tariff structure and its lag with respect to operating costs and service expansion.

In Latin America and the Caribbean, the contribution of internal generation of resources went from 34.3% of total funding sources during the period 1971-1974 to 15.8% for 1980-1984, whereas Central Government transfers increased from 10.8% to 24%, respectively, during these same years. During the period 1985-1989, the internal generation of resources rose by 32% and government transfers remained at the same level of 24% (see Chart 2).

The internal generation of funds, although it turned out to be positive in most of the Region's countries throughout the eighties, did not reach levels that were high enough to meet investment requirements and, parallel to this, the payments that the sector's high level of indebtedness demanded.

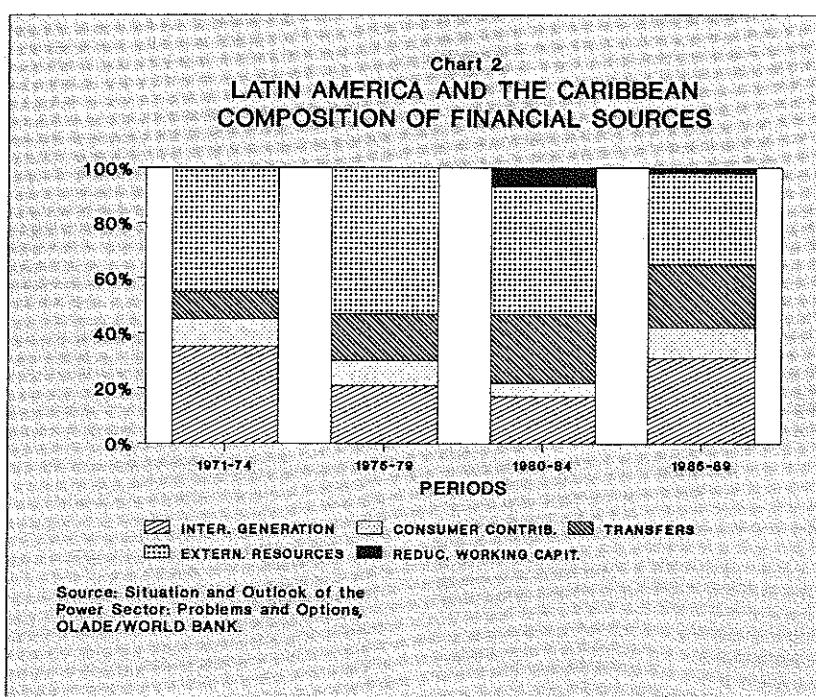
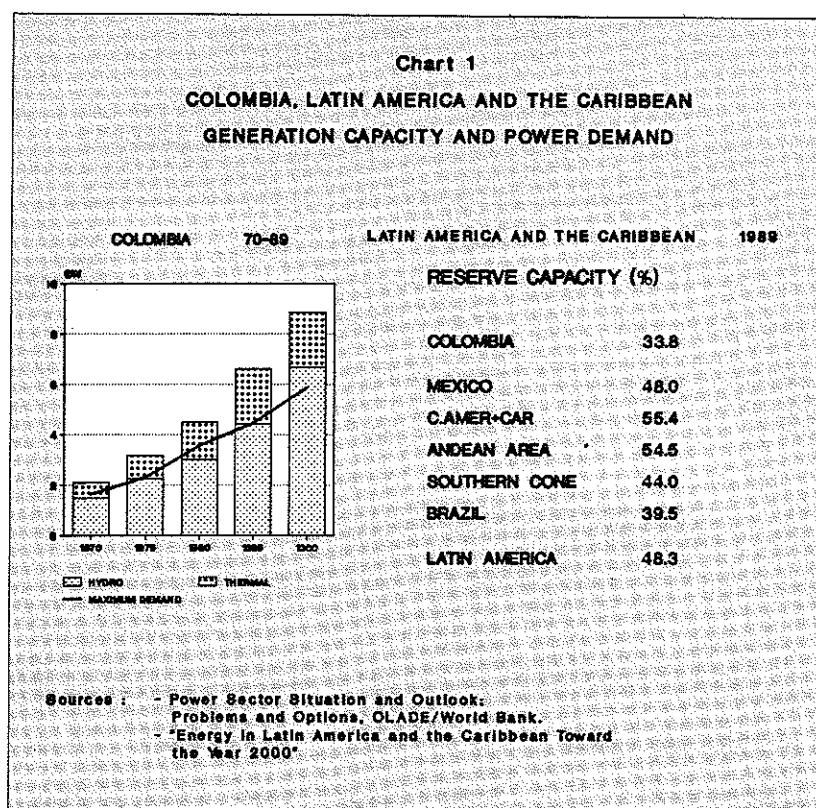


TABLE 1

**POWER SECTOR OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
INVESTMENT SELF-FINANCING INDEX (1)
(%)**

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Average
ARGENTINA	-27.2	10.9	3.8	4.0	1.5	-0.7	-13.0
BRAZIL	59.0	75.9	68.8	70.7	57.5	89.9	74.5
CHILE	76.8	56.9	101.8	254.5	290.0	390.7	147.5
COLOMBIA	30.9	34.8	44.7	55.2	76.8	78.9	59.0
DOMINICAN REPUBLIC	12.8	10.0	-72.2	46.5	11.8	6.0	5.4
ECUADOR	10.5	23.7	28.8	32.8	114.7	35.4	33.1
HONDURAS	22.5	23.4	59.4	207.2	296.2	271.2	67.4
MEXICO	-1.8	18.1	22.2	60.7	52.0	74.5	62.8
TRINIDAD AND TOBAGO	-52.0	13.2	49.1	49.2	75.0	144.7	10.6
VENEZUELA	13.8	18.0	25.6	12.9	21.3	33.7	20.9

(1) It is the ratio of the gross internal generation and investment used to measure the capacity of companies to finance investment projects.

Source: OLADE, "Financing Alternatives of the Energy Sector of Latin America and the Caribbean: Power Subsector", 1989.

If the sector's self-financing index is analyzed (ratio between gross internal generation and investment) (see Table 1), it is observed that, in all countries except Chile, the average self-financing index turns out to be lower than the one expected from a sound financial power sector company structure.

Moreover, the Region's power utilities have not been able to achieve managerial and operational efficiency that would enable them to compensate for the deterioration of their revenues. On the contrary, as an example, beginning

in the mid-seventies, power losses start to rise at a rapid pace while other management indicators reflected a deterioration in their administrative and operational efficiency.

Although, in the Colombian case, a considerable decline in the level of losses has been apparent as a result of the policies implemented in the last four years, for 1989 the power system losses, basically in the distribution network, accounted for 23% of energy generated and amounted to 7563 Gwh, or five times greater than what was recorded in 1971 (see Chart 3).

- **High Dependence on External Resources.** Because of the insufficient generation of its own resources and the relative ease of obtaining loans, the power subsector opted for resorting to the use of external credit to meet the financing needs of its medium-term and long-term investments, as well as to cover the import of equipment. The above led to overindebtedness in foreign currency, thus increasing the subsector's exposure to risks, such as interest rate movements, exchange rate fluctuations in terms of foreign currency, and finally the depletion of credit, all of which did indeed occur later on.

For the Colombian case, during the period 1976-1979, external credit accounted for 63% of financial resources and this declined to 40% for 1980-1989, which was complemented basically with government contributions and transfers which accounted for 16% and 14% in each of the periods indicated above (see Chart 4).

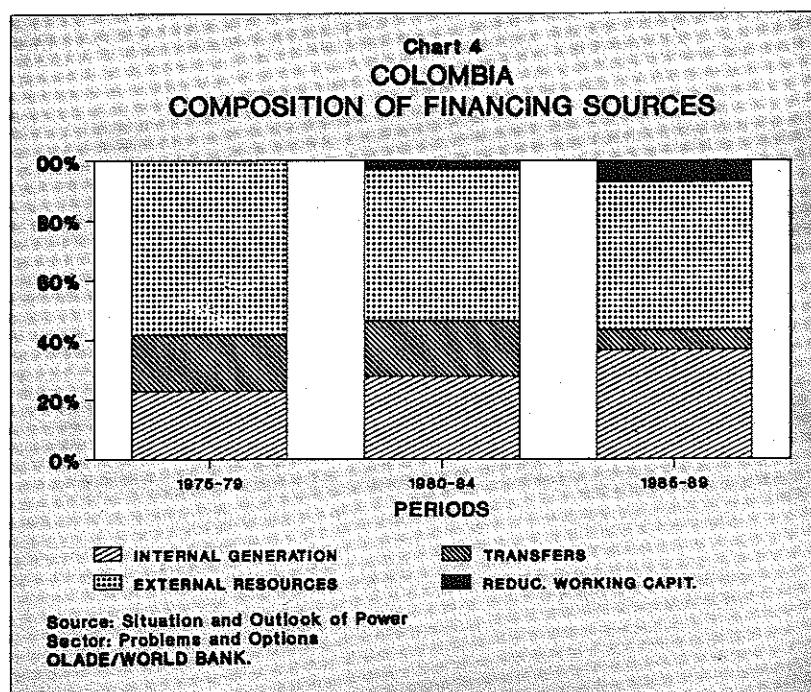
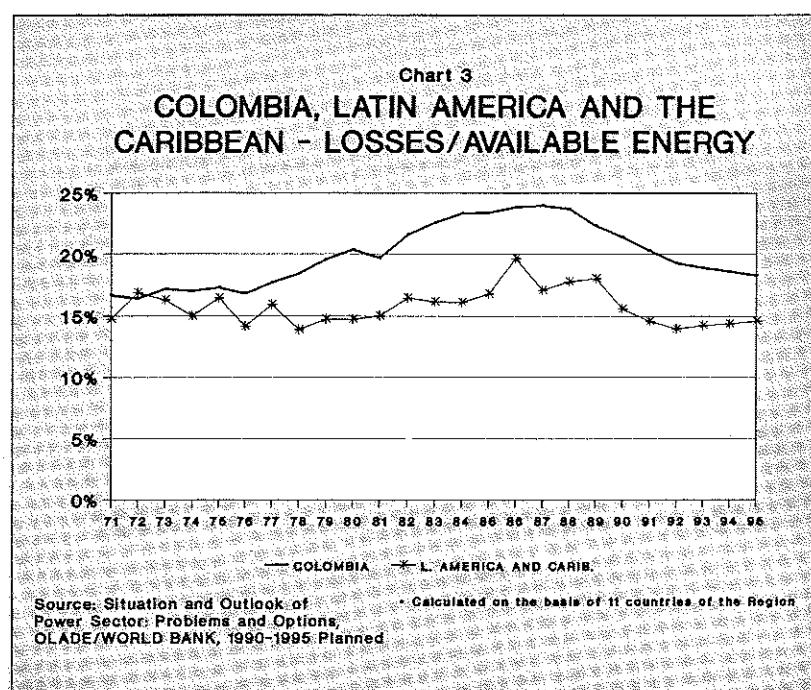
Economic Policy and the Power Subsector

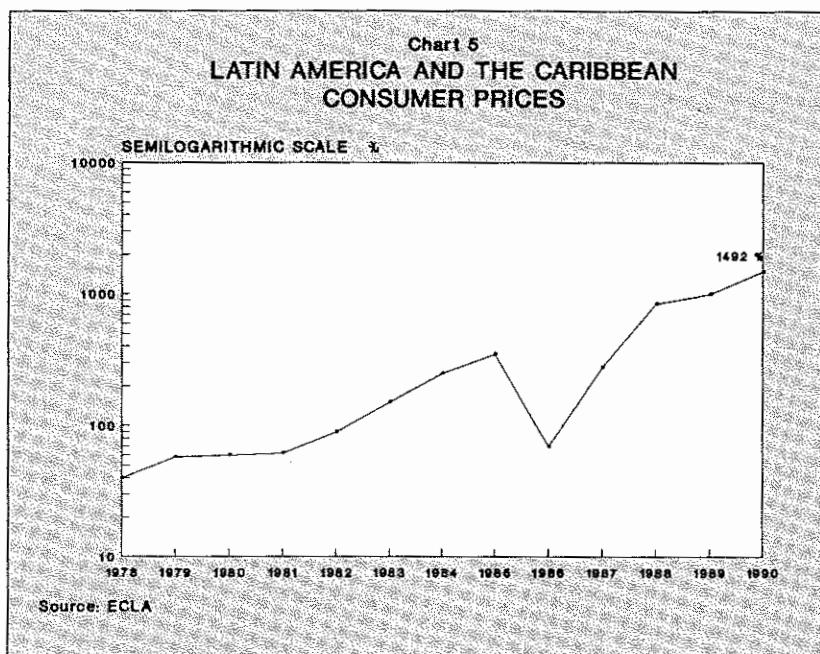
As for the exogenous factors, which in principle are beyond the control of the subsector's companies but exert a considerable impact on their performance, there are those that entail the economic, monetary, and tariff-setting policies of the Region's countries.

The decline in forecast demand growth, as a result of the economic recession of the economies of Latin America and the Caribbean in the past decade, substantially reduced the level of earnings from energy sales by the sector's companies, although on the other hand it had the favorable effect of postponing in time the investments required for new generation projects.

As a result of the adjustment programs implemented in the Region, most of the countries adopted devaluation policies, which in some cases were massive, thus increasing the cost of debt servicing and foreign currency obligations for the acquisition of equipment, in the face of which neither the governments of the countries nor the subsector itself adopted measures to mitigate or compensate their effects on the companies' financial situation.

The rapid inflation process that has characterized the Latin American and Caribbean countries during the last two decades (see Chart 5) and the anti-inflationary measures to contain it have made it difficult to maintain a tariff policy in





keeping with the sector's requirements, especially regarding the achievement of economical costs of service delivery and the maintenance of tariffs in real terms.

The Power Subsector and Changes in the International Economy

The changes in the international economic situation have had a negative effect on the power subsector.

The substantial reduction in the amortization and grace periods of international credit, the fluctuations in the par values of the currencies, and the reduction of external financing flows are the main external factors that have contributed to deteriorate the financial situation of the sector's companies.

• Reduction of Amortization and Grace Periods. The financial conditions of the loans granted by multilateral credit agencies have

steadily deteriorated during the last two decades. Not only have the interest rates of the credits risen but also the average amortization and grace periods have been substantially reduced. For example, whereas Colombia was obtaining loans with repayment periods of almost 30 years and grace periods of 7 years, during the eighties these periods were reduced to an average of 17 and 4.5 years (see Table 2).

TABLE 2
COLOMBIA, LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
INTERESTS, AMORTIZATION AND GRACE PERIODS

	1970 COL	1980 LAC	1985 COL	1985 LAC	1988 COL	1988 LAC
INTEREST (%)	5.2	6.0	8.9	7.7	9.5	8.2
AMORTIZATION PERIOD (YEARS)	29.8	23.4	17.6	16.8	17.3	16.2
GRACE PERIOD (YEARS)	7.2	5.5	4.3	4.4	4.3	4.1

Source: World Bank, World Debt Tables, 1988-19/ Official Creditors.

TABLE 3

FOREIGN PUBLIC DEBT OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
IMPACT OF THE DEVALUATION OF THE DOLLAR ON THE DEBT BALANCE*
(millions of US\$)

	(1) BALANCE 1982	(2) FOREIGN DEBT 1987	(3) BALANCE 1983-87	(4) NETFLOW 1983-87	(5) (3)-(4)	(6) (5)/(1) %
BRAZIL	50,797	91,653	40,656	12,312	28,544	56,2%
- Public Agencies	8,508	25,201	16,693	4,196	12,497	146,9%
- Commercial Banks	40,541	63,673	23,132	7,546	15,586	38,4%
CHILE	5,243	15,536	10,293	4,893	5,400	103,0%
- Public Agencies	1,180	3,957	2,777	1,749	1,028	87,1%
- Commercial Banks	2,697	4,882	2,185	1,684	501	18,6%
COLOMBIA	5,900	13,828	7,838	3,737	4,101	68,5%
- Public Agencies	3,018	8,263	5,245	2,942	2,303	76,3%
- Commercial Banks	2,697	4,882	2,185	1,684	501	18,6%
DOMINICAN REP.	1,665	2,938	1,273	678	595	35,7%
- Public Agencies	1,332	2,120	788	639	149	11,2%
- Commercial Banks	331	747	416	-5	421	127,2%
ECUADOR	4,042	9,026	4,934	2,470	2,514	62,2%
- Public Agencies	1,595	3,160	1,465	1,308	157	9,3%
- Commercial Banks	2,066	5,468	3,402	942	2,460	119,1%
HONDURAS	1,430	2,681	1,251	843	408	28,5%
- Public Agencies	1,046	2,180	1,134	783	351	33,6%
- Commercial Banks	318	420	102	53	49	15,4%
MEXICO	51,642	82,771	31,129	10,641	20,488	39,7%
- Public Agencies	6,959	15,940	8,981	4,482	4,499	64,7%
- Commercial Banks	44,502	50,503	6,001	-10,065	16,066	36,1%
TRINIDAD AND TOBAGO	907	1,635	728	361	367	40,5%
- Public Agencies	375	384	9	-30	39	10,4%
- Commercial Banks	510	1,135	625	316	309	60,6%
VENEZUELA	12,342	25,245	12,903	-2,435	15,338	124,3%
- Public Agencies	412	1,128	716	-106	822	199,5%
- Commercial Banks	11,785	23,638	11,853	-2,120	13,973	118,6%
TOTAL REGIONAL	176,078	338,506	162,428	53,639	108,709	61,8%
- Public Agencies	39,983	97,472	57,489	25,990	31,499	78,8%
- Commercial Banks	129,969	233,128	103,159	26,002	77,157	59,4%

(*) The increase of the balance is partially explained in some countries by the conversion of private debt into public debt.

IBRD, World Debt Tables, 1988-89 Edition.

To this, one must add the fact that many of these loans, especially the large hydroelectric projects with long construction periods, as in the case of El Guavio, have incurred excess costs and additional delays, requiring that debt servicing begin before the projects started to generate revenues.

• Devaluation and Exchange Rate Fluctuations. Foreign currency indebtedness has been an important source of invest-

ment financing, but because of its implications it is also a factor that seriously affects the internal finances of the sector's companies; its effect stems from both the magnitude of the amount to be serviced and the fact that tariffs evolved insufficiently to meet such sizable requirements.

The devaluation of the U.S. dollar, in terms of other industrialized country currencies, and the changes in the par values of the cur-

rencies in which the loans were borrowed especially affected the sub-sector, since a high percentage of its foreign debt was incurred in currencies other than the U.S. dollar. As a result, the balance of the Region's foreign public debt increased by 61.8% between 1982 and 1987.

During this same period, the impact of the dollar's devaluation on the balance of Colombia's foreign public debt accounted for an increase of 68.5% (see Table 3).

TABLE 4
LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN - IBRD CREDITS

	1984	1987	Increase
ARGENTINA	91.6	132.6	44.8%
BRAZIL	86.9	149.3	71.8%
CHILE	92.7	138.8	49.7%
COLOMBIA	86.9	152.5	75.5%
DOMINICAN REPUBLIC	79.4	144.6	82.1%
ECUADOR	83.1	139.8	68.2%
HONDURAS	86.4	156.4	81.0%
MEXICO	86.7	147.4	70.0%
TRINIDAD AND TOBAGO	87.7	165.4	88.6%
VENEZUELA	106.9	153.9	44.0%
TOTAL REGIONAL	86.5	147.9	71.0%

Source: IBRD, World Debt Tables, 1988-89 Edition.

TABLE 5
POWER SECTOR OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
DEBT INDICATORS

	1983	1985	1988	AVERAGE
L A T I N A M E R I C A A N D T H E C A R I B B E A N				
FOREIGN LOAN CONTRIBUTIONS/ AMORTIZATIONS	422	305	179	231
FOREIGN LOAN CONTRIBUTIONS/ DEBT SERVICING	189	102	95	102
C O L O M B I A				
FOREIGN LOAN CONTRIBUTIONS/ AMORTIZATIONS	266.2	252.5	122.3	168.9
FOREIGN LOAN CONTRIBUTIONS/ DEBT SERVICING	157.9	137.5	76.1	97.3

Source: OLADE, calculated on the basis of 10 countries of the Region

In addition, for the same reason indicated in the preceding paragraph, the real value of World Bank loans to Latin American countries increased by an additional 71% in only three years (1984-1987), and for Colombia it rose by 75.5% compared to the original value (see Table 4).

- Decline of Capital Flows and the maintenance of the requirements of the banking creditors for the strict fulfillment of debt-servicing obligations led to the net negative transfer of resources from the Region and in some cases converted the power subsector into a net exporter of capital (see Table 5).

POLICY ALTERNATIVES AND PROPOSALS

Sectoral Policy

The specific policy recommendations for the power subsector can be summarized in three areas:

- **Managerial Efficiency.** The power utilities should lay greater emphasis on improving the efficiency of their financial, administrative, and technical management, for which the systematic establishment, analysis, and updating of managerial indicators are indispensable. Recovery of holdings, the control of technical and nontechnical losses, and in general the reduction of operating costs should be the focus of continuous effort and attention by the managerial areas of the companies.

- **Strengthening Planning.** The subsector's planning should emphasize the links between the power subsector itself, the energy sector as a whole, and macroeconomic policy, so that the projects' feasibility can be assessed in the light of the sector's financial constraints and the prevailing economic conditions of the Region.

Inasmuch as in the last decades power generation expansion

plans were defined using limited models that, in some cases, implied excessive power generation capacity installations that were not in keeping with the real energy demand requirements, it is now necessary to elaborate more flexible models of planning in order to adapt them to the risks of uncertainty, financial constraints, and those aspects related to energy conservation, efficient use of energy, and environmental problems.

Moreover, a sufficient assessment of the investment alternatives should be ensured in order to obtain an adequate balance in the allocation of generation resources, with respect to investments for the remodelling of plants, transmission lines, and distribution networks.

• Demand Management and Efficient Use of Energy. The Region's countries, in general, have paid little attention to demand management measures and the promotion of the efficient use of energy as possibilities directly within their reach to reduce generation expansion needs and, therefore, investment requirements. The potential in this field is substantial, and the costs amount to only a fraction of the generation option.

Demand management and the load management during peak hours offer an attractive opportunity to reduce the investment needs for additional power generation capacity. According to Agency for International Development (AID) studies, it would be feasible to reduce peak loads by 20% with costs that could be recovered within less than a year. It is deemed that for developing countries it is technically possible to increase the efficient use of energy by 30% under favorable financial conditions.

Given its importance, OLADE has proposed as the central topic for discussion at the XXII Meeting of Ministers, to be held in the city of Caracas this coming

October, "energy efficiency as the point of departure for changing the Region's current energy development model", in which the regional potential in this field will be examined and specific action goals will be determined.

Domestic Economic Policy

Although government policies have been based on a short-term strategy of financial adjustments and administrative actions, the power subsector's management could be substantially improved if explicit and clear policy measures are adopted that permit subsector actions to be inserted within a medium-term and long-term macroeconomic and financial strategy.

• Tariff-Setting Policy. No doubt the greatest impact on the financial situation of the companies is related to the setting and controlling of tariff levels.

Although the sector's finances during the eighties were affected by the reduced growth of energy sales, the imbalance between the sale tariffs to end-users and production costs aggravated the financial deterioration of the companies.

As a consequence, within the economic policy of countries, the establishment of a tariff structure in keeping with the needs of a greater internal generation of resources should be fostered so the subsector can adequately meet the investment needs of the system's operation and expansion plans.

• Exchange Rate Policy. The adoption of protection mechanisms for the power utilities' finances are deemed advisable in order to reduce the impact of the permanent monetary devaluation and the risks associated to par value fluctuations. Regarding this, it would be worth while to study the possibility of designing measures for the power subsector that would be similar to

the ones adopted in the past for highly indebted private sector enterprises as a result of the massive devaluations implemented for macroeconomic reasons.

• National Capitalization and Savings Policies. Within the regional context, Colombia has experienced a virtually unique situation, which has enabled it to channel national savings resources and domestic market capital to cope with the financing of investments in the power subsector.

It would be advisable to study the possibility of adopting similar mechanisms in other countries of the Region, as well as carefully analyzing the feasibility of creating schemes for channeling institutional savings at the regional or subregional level to finance power projects, especially those aimed at power system interconnections and the development of shared water basins.

• Privatization Policy. In some countries of the Region, the possibility of private capital participation has been envisaged to resolve the financial problems faced by the system's expansion. Regarding this, it should be mentioned that this is a novel, little explored area, which would require a review of legal aspects, the coordination of the power system's operation, and market exploitation. Nevertheless, the participation of private investment as a complement to public investment, especially in the construction of power generation facilities, and the establishment of economic incentives for co-generation and self-production in the industrial sector, as a first phase in the process of privatization, could complement the investments required for expanding the power systems.

In Latin America and the Caribbean, the case of Chile should be mentioned, as the only country in the area in which a thorough process of privatizing the power subsector

The consolidation of the integration process among the countries of the Region through concrete actions that promote cooperation in the energy field is a mandate that has been repeatedly entrusted to OLADE, at the express request of the Ministers of Energy of the member countries

was undertaken. Although the achievements of the Chilean experience cannot be totally transferred to the Region, they do provide two important lessons that deserve to be taken into account: the first, the program's success was due, to a large extent, to the overall approach of the economic reforms, inasmuch as the privatization of the power subsector was not an isolated event, but rather one component of a new overall economic scheme with the greater participation of market forces; the second, this greater participation of the private sector was based on this economic scheme and not on the solution of the subsector's financial problems, since privatization required the prior reorganization of the companies on a sound financial basis.

External Financing Policy

Although international events are certainly beyond the control of the companies and the countries' domestic policies, it is obvious that they exert a substantial impact on the subsector's performance; it is therefore necessary to design strategies to mitigate their medium-term and short-term negative effects.

• **Amortization and Grace Periods.** The proposal to international credit agencies on the advisability of adjusting new loans to the projects' economic life is a priority issue, inasmuch as the reduction of paying-off and grace periods continues to be a factor that adds on to the sector's financial burden.

• **Devaluation and Exchange Rate Risks.** Faced with the phenomenon of currency devaluations and the fluctuation of par values which so deeply affect the debt directly incurred in terms of dollars, as well as the debt incurred in terms of other foreign currencies with multilateral agencies, the countries of the Region are no longer capable of absorbing the high increases they have experienced in the last few years and, as a consequence, it is advisable to insist to the multilateral banks on the establishment of compensatory mechanisms aimed at sharing the exchange rate risk.

• **Debt Rescheduling and Capital Transfers.** On account of liquidity problems and the insolvency of most of the power subsector's companies, a clear strategy toward financial groups should be adopted, aimed mainly at reducing and rescheduling the debt and obtaining

new credit flows in order to prevent the subsector from becoming a net exporter of capital, thus limiting its investment capacity and development possibilities.

OLADE AND REGIONAL COOPERATION IN THE POWER SUBSECTOR

The consolidation of the integration process among the countries of the Region through concrete actions that promote cooperation in the energy field is a mandate that has been repeatedly entrusted to OLADE, at the express request of the Ministers of Energy of the member countries.

The interconnection of the power systems at the regional and binational level, the development of shared water basins, the exchange of experiences between institutions and experts of the power subsector of the Region's countries, among others, constitute a basic element for strengthening cooperation in the power subsector.

The decision to implement the interconnection projects of the power systems of Venezuela and Colombia and, in the future, the interconnection of Colombia with

Ecuador, as well as the electric interconnection plans of the countries of the River Plate Basin and the strengthening of the electric integration of Central America, is the best example of cooperation between the companies of the power subsector, and above and beyond their technical or economic advantages, they reiterate the will to regional integration as a fundamental political objective, which for the nineties can no longer be deferred.

The Permanent Secretariat of OLADE, aware of this situation and the role it has been entrusted to play in the process of regional integration, has been coordinating a series of efforts to enable a better analysis of the sector's problems and the proposal of joint actions for their solution. Regarding this, it is worth while indicating, as an example, the elaboration of the "Latin American and Caribbean Manual for Controlling Power Losses", which is an important contribution for approaching technically and systematically the problem of power losses by the Region's sectoral entities.

With the financial support of the IDB, beginning in January 1991,

the project for Improving Power Planning Systems was initiated, which will help to strengthen the planning capacity in the member countries of OLADE by incorporating analytical methodologies that minimize the risks related to uncertainty and which take into account financial constraints and energy conservation and environmental aspects.

The studies on "Foreign Debt of the Energy Sector" and "Financing Alternatives of the Energy Sector in Latin America and the Caribbean" also represent important efforts undertaken by OLADE with the support of member countries, which contribute facts for formulating judgments and policy strategies for solving some of the most crucial problems being faced by the countries, such as their foreign debt and power subsector financing. This latter issue, as well as the energy-economic relations, will be the focus of a broad analysis in the Seminar being organized by OLADE and the World Bank in Mexico City next September and which will be attended by delegates from 27 countries of Latin America and the Caribbean.

REFERENCES

- WORLD BANK, Colombia: The Power Sector and the World Bank, 1970-1987. World Bank Operations Evaluations Department, Washington, June 1990.
- WORLD BANK, A Review of World Bank Lending for Electric Power. Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper No. 2, Washington, March 1988.
- WORLD BANK, World Debt Tables 1989-1990, External Debt of Developing Countries. Washington, December 1989.
- ECLA, Balance Preliminar de la Economía de América Latina y El Caribe 1990 [Preliminary Balance of the Economy of Latin America and the Caribbean 1990]. United Nations, December 1990.
- OLADE, The Foreign Debt of the Energy Sector of Latin America and the Caribbean: Evaluation, Outlook and Options. Quito, November 1988.
- OLADE, Financing Alternatives of the Energy Sector of Latin America and the Caribbean. Quito, November 1989.
- OLADE, Energy-Economic Statistics and Indicators of Latin America and the Caribbean (preliminary version). Quito, February 1991.
- OLADE/WORLD BANK, Situation and Perspectives of the Power Sector: Problems and Options (paper being elaborated). Quito, February 1991.
- USAID, Power Shortages in Developing Countries: Magnitude, Impacts, Solutions, and the Role of the Private Sector. Washington, March 1988.

IDB-OLADE PROJECT TO IMPROVE ELECTRIC POWER PLANNING TOOLS IN THE REGION



A Seminar on Electric Power Generation Planning was held in Quito, Ecuador on September 23-25, 1991 as part of the Project financed by the Inter-American Development Bank (IDB) and OLADE to improve the power generation planning tools used in the countries of Latin America and the Caribbean.

Representatives from 21 countries of the Region and 9 international agencies and institutions that have pioneered the development of power planning methodologies attended the event.

The Seminar's objectives were:

- To assess the methodologies, practices, and tools used in the countries of the Region to plan the expansion of their electric power generation systems.
- To present the latest breakthroughs in power generation planning.
- To analyze the models to be developed by the IDB-OLADE Project.

Método Simplificado para Determinar el Costo de Falla en el Sistema Eléctrico Costarricense

Fernando Montoya*

1. INTRODUCCIÓN

Una interrupción inesperada o falla en el suministro eléctrico provoca una pérdida para los consumidores, medida en términos de pérdida de bienes y servicios y pérdida en la satisfacción que produce el uso de la electricidad en las diferentes actividades cotidianas.

Existen dos líneas de pensamiento sobre cómo estimar los costos de falla. Una de ellas considera que debe estimarse en función del precio que los consumidores estarían dispuestos a pagar para evitar la interrupción del servicio. La otra línea de pensamiento considera que los costos de falla deben estimarse en función del efecto que produce la interrupción del suministro en la producción de bienes y servicios.

La estimación de los costos de falla, de acuerdo con los precios que los consumidores están dispuestos a pagar, forma parte de un criterio más general en la optimización de precios para las empresas de servicio bajo condiciones de incertidumbre. Con este enfoque, la variable a ser maximizada es el beneficio neto, el cual generalmente es igual al área bajo la curva de demanda de electricidad menos los costos de suministro y otros costos asociados con el racionamiento de la energía.

Para el Sistema Eléctrico de Costa Rica, el costo de falla se determina aplicando ambas metodologías en forma combinada: para el sector residencial se utiliza el concepto de la disposición a pagar y para los otros sectores (industrial y comercial) se utiliza la metodología de la pérdida de valor agregado

disponible si ocurre una falla. Así, se miden los costos de falla por la reducción esperada en el beneficio neto, o sea, la cantidad de electricidad despojada que estarían dispuestos a pagar los consumidores menos los costos salvados por no suplirla, los cuales son prácticamente nulos en sistemas altamente hidráulicos si se toma en cuenta que, por lo general, son fallas de corta duración. Esto supone que la electricidad satisface directamente a los consumidores.

Desde el otro punto de vista, en que la electricidad es tratada como un bien intermedio que se utiliza para producir bienes finales, la medición de la falla se realiza en términos de los efectos que provoca en la producción de bienes y servicios de los diferentes sectores de la economía.

La producción es un proceso en el cual se combinan factores de capital y mano de obra con otros insumos, tales como materias primas y productos intermedios, para producir un flujo de bienes finales a lo largo del tiempo. Bajo condiciones aproximadas de competencia perfecta, el beneficio social neto de una unidad marginal producida es igual a su valor final (salida), menos el valor de los insumos usados para producirla (entrada), esto debido a que una falla del suministro eléctrico interrumpe el proceso productivo y se

* Jefe del Programa de Electricidad de OLADE

reduce entonces el beneficio neto de toda la actividad. Con estas condiciones se producen costos directos de falla, bien sea por la pérdida de insumos, la pérdida de bienes intermedios o la pérdida de bienes finales. El efecto del desperdicio conduce a un costo de oportunidad igual al valor de los bienes no producidos como resultado de la falla, menos los costos de producción ahorrados como consecuencia de la interrupción del suministro de electricidad, lo cual es equivalente a la pérdida de valor agregado.

Para el Sistema Eléctrico de Costa Rica, el costo de falla se determina aplicando ambas metodologías en forma combinada: para el sector residencial se utiliza el concepto de la disposición a pagar y para los otros sectores (industrial y comercial) se utiliza la metodología de la pérdida de valor agregado.

El resultado final se obtiene ponderando ambos valores de acuerdo con la participación de cada sector en la demanda total.

2. SECTOR RESIDENCIAL

Para medir el efecto del costo de falla en los consumidores residenciales, se parte de la premisa de que este costo es equivalente al costo

de las facilidades en términos de inversión que deben realizarse para evitar las fallas. Así, la contribución de un proyecto para reducir la probabilidad de salida forzada es igual a la demanda con proyecto (DC) menos la demanda sin proyecto (DS) en condiciones de contingencia.

DS es igual a cero si la falla induce a una salida total del sistema. Si el proyecto se lleva a cabo, se puede atender la demanda DC a un precio PC; si no se realiza, ante una falla sólo podría atenderse la demanda DS (DC mayor que DS), presentándose un déficit DC-DS al precio PC. Sin embargo, los consumidores estarían dispuestos a pagar un precio que va desde PC hasta PS (PS mayor que PC) para recibir el servicio, lo cual equivale al costo en que incurrirán para evitar la falla o el valor económico que le atribuyen a la pérdida del servicio. Esto dependerá, por supuesto, de la hora del día en que ocurra la falla, de la duración de la misma y, según estudios realizados, del nivel de ingreso de los consumidores. La pérdida total es igual al área bajo la curva de demanda comprendida entre DC y DS, según se puede observar en el gráfico a continuación, la cual es igual a la suma de las ventas de energía (V) más el excedente del consumidor (E).

Si la demanda se aproxima a una recta y por ende se supone que la elasticidad es constante, se tiene que:

$$(1) \quad V = PC(DC - DS)$$

$$(2) \quad E = \frac{(PS - PC)(DC - DS)}{2}$$

La disposición a pagar (DAP) es igual a la suma de (1) más (2), por tanto:

$$DAP = \frac{PS + PC}{2}(DC - DS)$$

De la ecuación anterior se deduce que el costo unitario de falla (PF) para el sector residencial es igual a $(PS + PC)/2$. Los valores de PC y PS, a precios de 1989, son:

$$PC = 3,32 \text{ colones/KWh}^1$$

$$PS = k \times PC$$

donde k se obtiene a partir de un modelo de demanda, mediante el cual se determina el incremento en el precio PC (igual a k) que hace nula la cantidad demandada de electricidad. Para este caso particular, $k = 5,5$

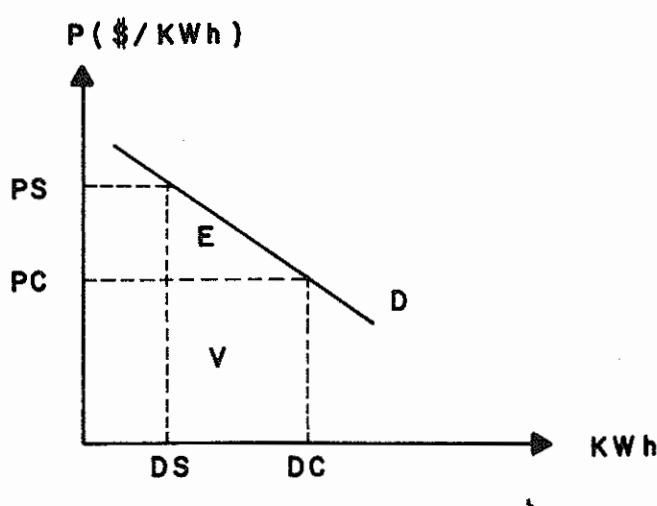
$$PS = 5,5 \times 3,3$$

$$PF = (18,3 + 3,3)/2$$

$$PF = 10,8$$

3. SECTORES INDUSTRIA, COMERCIO Y SERVICIOS

Tomando en cuenta únicamente los sectores sobre los cuales un corte en el suministro eléctrico tiene un impacto importante, se calcula el costo de falla bajo el supuesto de que la interrupción del



COSTO UNITARIO DE FALLA

	Sector Residencial				Industria, Comercio, Serv.			Total	
	PC	PS	PF	%	PC	PF	%	PC	PF
(1)	3,3	18,3	10,8	48%	5,7	149,3	52%	4,5	86,3
(2)	0,04	0,22	0,13	48%	0,07	1,83	52%	0,055	1,06
(3)	0,038	0,21	0,124	48%	0,066	1,68	52%	0,051	0,98

(1) Colones por KWh

(2) US\$ por KWh, para una tasa de cambio de 81,5 colones por US\$, promedio de 1989

(3) A precios de frontera en US\$

servicio implica una pérdida equivalente al valor agregado (VA) no producido. En tal sentido, aunque la pérdida no sea total, esta aproximación tiende a compensar el hecho de que no se estarían tomando en consideración otros sectores ni los efectos indirectos de la falla (instalación de plantas de emergencia, por ejemplo).

Para este caso concreto, se obtuvo el costo unitario de falla relacionando el valor agregado del año 1989 con el respectivo consumo de electricidad durante ese mismo año, de acuerdo con el detalle que se da a continuación:

Actividad	Valor Agregado*
	(Millones de colones de 1989)
Industria	84.868
Construcción	14.350
Comercio	84.868
Servicios	50.789
Total valor agregado	234.875

Consumo electricidad en GWh**	1.573
Relación VA/Consumo (colones/KWh)	149,3
Precio promedio de venta (colones/KWh)	5,7

Fuentes:

- * Banco Central de Costa Rica, Boletín Estadístico 1990, marzo de 1991
- ** Instituto Costarricense de Electricidad, Mercado Eléctrico, agosto de 1990

4. COSTO DE FALLA PONDERADO

Con el fin de reflejar el peso relativo de cada sector, se pondera la participación de cada uno de ellos en la demanda total. Además, para ajustar los precios en términos económicos se introducen factores de precios frontera. En este caso, se utilizó 0,92 para el sector residencial y 0,95 para otros sectores.

El resultado final se presenta en el cuadro adjunto.

5. CONCLUSIONES

La metodología planteada en este artículo permite determinar, en una forma rápida y simple, el costo de falla que se produce como consecuencia de una interrupción inesperada en el suministro eléctrico de un país. Hay que tomar el resultado como una aproximación global, teniendo presente que el costo de la energía no servida en un sistema eléctrico depende de la profundidad y duración de la falla y de la capacidad de pago de los consumidores. No obstante, el resultado es de mucha utilidad para la planificación de los sistemas eléctricos, ya que se podrían establecer escalones intermedios de costos, utilizando el precio de venta (PC) como límite inferior y el costo de falla (PF) como límite superior, para reflejar los distintos costos de la energía no servida.

NOTA

1. PC corresponde al precio promedio de venta del sector residencial para 1989, tomado del "Diagnóstico, Segundo Plan Nacional de Energía", octubre de 1990.

Simplified Method to Determine Outage Costs in the Costa Rican Electricity System

Fernando Montoya*

1. INTRODUCTION

An unexpected outage of electricity supply produces a loss for the consumers, measured in terms of loss of goods and services and loss of satisfaction produced by the use of electricity in various daily activities.

There are two lines of thought on how to estimate the cost of power failures. One of them believes that they should be estimated in terms of the price the consumers would be willing to pay to avoid service interruption. The other line of thought believes that the power outage costs should be estimated in terms of the effect that the service interruption exerts on the production of goods and services.

The estimate of outage costs, on the basis of prices consumers are willing to pay, is part of the more general criterion in price optimization for utilities under conditions of uncertainty. With this approach, the variable to be maximized is the net profit, which is generally equal to the area below the electric power demand curve less the supply costs and other costs related to the rationing of available energy if the outage occurs. Thus, the power failure costs are measured by the expected reduction in the net profit,

For the Electricity System of Costa Rica, the outage cost is determined by applying both methodologies in a combined way: for the residential sector, the willingness-to-pay concept is used and, for the other sectors (industrial and commercial), the loss-of-value-added methodology is used

that is to say, the quantity of electricity removed that the consumers would be willing to pay less the costs saved for not providing it, which are virtually nonexistent in predominantly hydroelectric systems if one bears in mind that these are generally of a short duration. This assumes that electricity directly meets the needs of consumers.

From the other point of view, in which electricity is treated like an intermediate good that is used to produce final goods, the measurement of the outage is done in terms of the effects it exerts on the production of goods and services in the different sectors of the economy.

Production is a process in which capital factors and labor are combined with other inputs, such as raw materials and intermediate products, in order to produce a flow of final goods over time. Under approximate conditions of perfect competition, the net social benefit of a produced marginal unit is equal to the final value (output), less the value of the inputs used to produce it (input), since a power supply failure interrupts the productive process, thus reducing the net profit of the entire activity. Under these conditions, direct outage costs are created, either because of the loss of inputs or the loss of intermediate goods, or the

* Head of the Electric Power Program of OLADE

loss of final goods. The waste effect leads to an opportunity cost that is equal to the value of the goods that were not produced because of the failure, less the production costs saved as a result of the interruption of electricity supply, which is equivalent to the loss of added value.

For the Electricity System of Costa Rica, the outage cost is determined by applying both methodologies in a combined way: for the residential sector, the willingness-to-pay concept is used and, for the other sectors (industrial and commercial), the loss-of-value-added methodology is used.

The final outcome is obtained by weighting both values in keeping with the share of each sector in total demand.

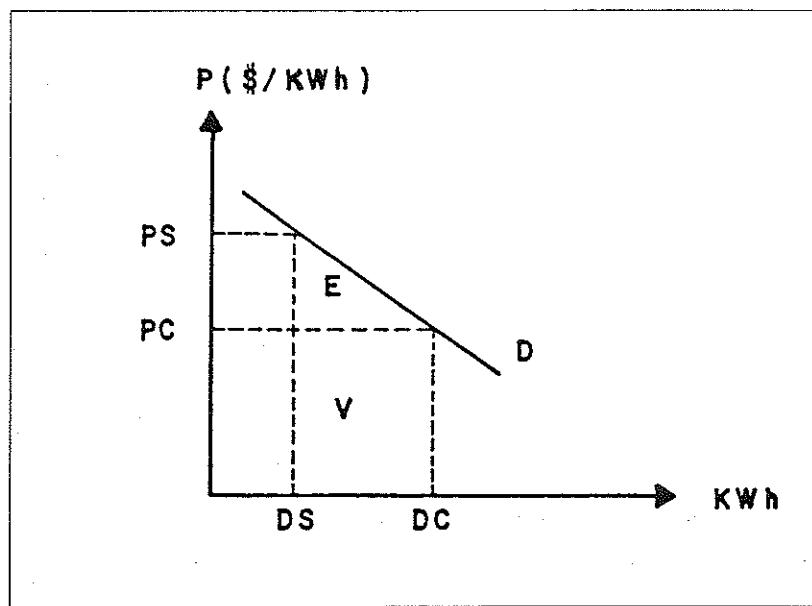
2. RESIDENTIAL SECTOR

In order to measure the effect of the outage cost on residential consumers, the premise that this cost is equivalent to the investment cost of the facilities that need to be installed to avoid outages is used. Thus, a project's contribution to reduce the probability of forced outage is equal to the demand with

project (DC) less the demand without project (DS) under contingency conditions.

DS amounts to zero if the failure induces a total outage of the system. If the project is implemented, the DC demand can be met at a price PC; if it is not implemented, during a failure only the DS demand can be met (DC greater than DS), thus presenting a DC-DS deficit at price PC. Nevertheless, the consumers would be willing to pay a price that ranges from PC to PS (PS greater than PC) to receive the service, which is equivalent to the cost that they will incur to avoid the outage or the economic value that they attribute to the loss of service. This will depend, of course, on the hour of the day when the failure occurs, on the duration of this failure, and on the consumers' income levels, according to studies. Total loss is equal to the area below the demand curve, comprising between DC and DS, as displayed in the following chart, which is equal to the sum of energy sales (V) plus consumer surplus (E).

If demand resembles a straight line and if it is assumed that elasticity is constant, then the following holds true:



- (1) $V = PC (DC - DS)$
- (2) $E = \frac{(PS - PC)(DC - DS)}{2}$

The willingness to pay (DAP) is equal to the sum of (1) plus (2). Therefore:

$$DAP = \frac{(PS + PC)(DC - DS)}{2}$$

From the above equation, we can deduce that the unit cost of failure, or price of failure (PF), for the residential sector is equal to $(PS + PC)/2$. The values of PC and PS, at 1989 prices, are:

$$PC = 3.32 \text{ colones/KWh}^1$$

$$PS = k \times PC$$

where k is obtained from a demand model by which the increase in the PC price (equal to k) is determined which makes the quantity of electricity demanded null. For this particular case, $k = 5.5$

$$PS = 5.5 \times 3.3$$

$$PF = (18.3 + 3.3)/2$$

$$PF = 10.8$$

3. INDUSTRY, BUSINESS, AND SERVICES SECTORS

Bearing in mind only those sectors on which a failure in power supply exerts a substantial impact, the cost of the failure is calculated on the assumption that service interruption implies a loss equivalent to the nonproduced added value (VA). In view of this, although the loss is not total, this approximation tends to compensate the fact that other sectors as well as the indirect effects of the failure (installation of emergency

UNIT COST OF FAILURE									
	Residential Sector				Industry, Comm., Serv.			Total	
	PC	PS	PF	%	PC	PF	%	PC	PF
(1)	3.3	18.3	10.8	48%	5.7	149.3	52%	4.5	86.3
(2)	0.04	0.22	0.33	48%	0.07	1.83	52%	0.055	1.06
(3)	0.038	0.21	0.124	48%	0.066	1.68	52%	0.051	0.98

(1) Colones per KWh
(2) US\$ per KWh, with an exchange rate of 81.5 colones per US\$1, 1989 average
(3) Border prices in US\$

stations, for example) are not being considered.

For this specific case, the failure's unit cost was obtained associating the added value of 1989 to the respective electricity consumption during this same year, according to the table indicated below:

Activity	Added Value*
	(Million colones of 1989)
Industry	84,868
Construction	14,350
Commerce	84,868
Services	<u>50,789</u>
Total added value	234,875
Electricity consumption in GWh**	1,573
Ratio VA/Consumption (colones/KWh)	149.3
Average sale price (colones/KWh)	5.7

Sources:

- * Central Bank of Costa Rica, Boletín Estadístico 1990 [Statistical Bulletin 1990], March 1991
- ** Costa Rican Electricity Institute, Mercado Eléctrico [Electric Market], August 1990.

4. WEIGHTED OUTAGE COST

In order to reflect the relative weight of each sector, the share of each sector in total demand is weighted. Moreover, in order to adjust the prices in economic terms, borderline price factors are introduced. In this case, 0.92 was used for the residential sector and 0.95 for other sectors.

The final outcome is presented in the attached table.

5. CONCLUSIONS

The methodology proposed in this article enables us to determine, quickly and simply, the cost of a failure stemming from an unexpected interruption in the country's electric power supply. The result should be viewed as an overall estimate, bearing in mind that the cost of undelivered energy in an electric power system depends on the scale and duration of the failure and the consumers' capacity to pay. Nevertheless, the result is highly useful for planning power systems, since intermediate cost steps could be established, using the sale price (PC) as the lower limit and the cost of failure (PF) as the upper limit to reflect the distinct undelivered energy costs.

NOTE

1. PC pertains to average sale price of residential sector for 1989, taken from the document Diagnóstico, Segundo Plan Nacional de Energía [Assessment: Second National Energy Plan], October 1990.

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 adoptadas 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 sujetas 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 Monte-Carlo.
- 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 trimestres para una condición hidrológica). En otras palabras, dentro del año se hace una operación determinista para cada condición hidrológica.

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 hidrología. 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 Cobrechuiqui. 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 subperiodos
- Curva duración continua en cada subperiodo
- 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.

-
- | | | |
|---|---|--|
| <p>a. Demanda</p> <ul style="list-style-type: none">- Horizonte anual- Período: un período anual o doce períodos mensuales- Curva de duración de la demanda en bloques- Demanda determinista- Uno o dos nudos <p>b. Centrales térmicas</p> <ul style="list-style-type: none">- Representación individual de cada unidad- Mantenimiento debe ser predefinido.- Indisponibilidad forzada realizando una enumeración completa de caso o el método de Monte-carlo <p>c. Centrales hidroeléctricas</p> <ul style="list-style-type: none">- Representan solamente unidades de pasada- Una condición hidrológica | <p>d. Sistema de transmisión</p> <ul style="list-style-type: none">- Considera transmisión entre dos nudos, limitada a un valor máximo.- Calcula pérdidas de transmisión en función de la potencia transmitida. | <p>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.</p> <p>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.</p> |
|---|---|--|

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

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) Thermolectric 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) Thermolectric 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 (Chapiquina 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 Cobrechuiqui 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 (Chapiquía 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 Cobrechuiqui 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) Thermolectric 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) Thermolectric 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.

El Sector Eléctrico Mexicano: Antecedentes, Situación Actual y Perspectivas*

José Luis Aburto Avila y Arturo Gómez Mariles**

El sector eléctrico en México está integrado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), organismo público descentralizado, y por su filial, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CFLC), que presta el servicio público en la Ciudad de México y áreas circunvecinas.

El sector tiene instalada una capacidad de 25.890 MW, distribuida de la siguiente manera: termoeléctricas a base de hidrocarburos 60%, hidroeléctricas 30%, nucleoeléctricas 3%, carboeléctricas 4% y geotermoelectricas 3%.

En 1990, se vendieron 94.000 GWh y los usuarios de energía eléctrica en el país sumaron 16,7 millones.

Estos órdenes de magnitud colocan a la CFE y su filial la CLFC entre las 10 empresas eléctricas integradas más grandes del mundo.

El sector eléctrico mexicano fue nacionalizado en 1960 y durante un largo período, que abarcó los 10 primeros años, disfrutó de una saludable situación financiera propiciada por un ambiente de baja inflación, tarifas razonables en relación con los costos y tasas de interés bajas. Lo anterior permitió financiar las inversiones con una adecuada proporción de recursos

propios, aportaciones del gobierno y préstamos externos.

En el período 1962-1972, el sector obtuvo cinco importantes préstamos del Banco Mundial, que lo convirtieron en el cliente más importante de América Latina.

Durante los años de 1972 a 1983, la situación financiera del sector se deterioró sensiblemente, debido al aumento generalizado de precios que no estuvo correspondido por un incremento proporcional de las tarifas de energía eléctrica, al aumento en las tasas de interés y a la falta de recursos del gobierno para aportar una parte razonable a las inversiones necesarias para satisfacer el incremento de la demanda, que durante esos años fue del 9% anual, en promedio.

Lo anterior ocasionó que las inversiones se finanziaran casi íntegramente con créditos externos, no siempre favorables. Incluso durante los años de 1978 a 1982, una parte de estos créditos se usó para sufragar parcialmente los gastos de operación. Todo esto generó una pesada carga financiera. Los pasivos totales del sector llegaron a representar el 80% de sus activos totales en el año de 1983.

En los mismos cinco años

(1978-1982), las inversiones crecieron más que el número de usuarios y las ventas de energía eléctrica. Esto fue con el propósito de corregir la insuficiencia de oferta, que en el año de 1980 condujo a restricciones en el servicio, y para atender el alto crecimiento de la demanda esperada a partir de ese año. Sin embargo, desde 1983, las inversiones del sector han crecido menos que los consumidores y las ventas. En el año 1989, las inversiones, en términos reales, fueron menores que las de 1977. En cambio, los consumidores y las ventas habían crecido en el 100% respecto al mismo año base. Esta reducción en las inversiones obedece a la incapacidad del sector para generar sus propios recursos y a la prioridad que se ha dado al saneamiento de las finanzas públicas por encima de la atención a los requerimientos.

Durante el período 1978-1982, la inversión fue financiada íntegramente con endeudamiento. A partir de 1983, se empezó a financiar principalmente con transferencias del gobierno y no fue sino hasta 1988 que el sector empezó a generar una muy pequeña porción de recursos propios.

* Documento presentado el 6 de septiembre de 1991 en el Seminario "Un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe" patrocinado por el Banco Mundial y OLADE y realizado en Cocoyoc, México.

** Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal de México

Con tal motivo, el sector ha emprendido una serie de medidas especiales para reducir la demanda y aumentar la oferta de energía, entre las cuales se destacan las siguientes: incrementos a las tarifas; ahorro y uso racional de la energía; fomento para la cogeneración y el autoabastecimiento; importaciones de energía eléctrica; rehabilitación y modernización de unidades generadoras termoeléctricas; reforzamiento de enlaces de la red troncal de transmisión; uso más intensivo de los ciclos combinados.

En cuanto a la rehabilitación de las unidades generadoras termoeléctricas, a partir de 1984 se ha logrado una recuperación de más de 1.000 MW. En varias industrias, especialmente la cementera, se han observado importantes ahorros de energía; la autogeneración ha crecido en más del 50% desde 1989 y ya se entregan excedentes a la red. Actualmente, se importan 80 MW y hay planes para aumentar esta cantidad a 200 ó 300 MW en los próximos años.

MEDIDAS CORRECTIVAS

Con el fin de devolver la salud financiera al sector, el Gobierno mexicano decidió tomar una serie de medidas que se describen a continuación:

Asunción de la Deuda

Si todos los precios de la energía eléctrica se hubieran incrementado durante el período 1972-1985 en la misma proporción que la inflación registrada, el sector eléctrico habría percibido US\$10,6 mil millones de 1986 adicionales a sus ingresos.

Por esta razón, en 1986, el Gobierno tomó la decisión de asumir la cantidad de US\$8.578 millones de 1986 de la deuda total de sector, que resultó menor a los subsidios otorga-

dos a los consumidores durante el período 1972-1985. Con esto, el pasivo pasó a representar solamente el 10% del activo total, lo cual aligeró el servicio de la deuda y permitió generar recursos propios.

A cambio de ello, el sector asumió una serie de compromisos en materia de productividad, los cuales se explican en otro apartado. Asimismo, se estableció la necesidad de aumentar los precios de la electricidad, en términos reales, hasta alcanzar una relación igual a uno con respecto a los costos. Estos aumentos deben tomar en cuenta también las correcciones a los precios internos de los combustibles, realizados por el propio Gobierno, a través de Petróleos Mexicanos.

Finalmente, para garantizar la capacidad de autofinanciamiento, el sector está comprometido a obtener una rentabilidad sobre los activos fijos en operación, que no será menor al 4% en 1992, hasta llegar al 7% en 1996.

Correcciones a los Precios Internos de los Combustibles

Al igual que los precios de la electricidad, el Gobierno mantuvo bajos precios de los combustibles en general y de los combustibles industriales en particular.

Para citar un ejemplo, en el período 1980-1990, la relación de precio interno a precio internacional del fuel-oil (energético mediante el cual se generan cerca de dos terceras partes de la energía eléctrica en México) presentó valores en el rango de 0,08 a 0,70. Aún aceptando diferencias de calidad, los contrastes son marcados.

Estos subsidios, junto con otros generados en el propio sector eléctrico, a su vez fueron transferidos íntegramente a los usuarios de energía eléctrica.

Mediante correcciones importantes a los precios de los combus-

tibles, iniciadas en 1983, los subsidios al diesel terminaron en 1986, los del gas natural en 1988 y los de fuel-oil en este año.

En 1991, el Gobierno decidió que para el fuel-oil y el gas natural, los precios serían fijados por el mercado internacional. Dado que actualmente México es deficitario en ambos productos, para el fuel oil el precio interno es igual al precio spot en Texas, corregido por calidad y tomando en cuenta los costos de transporte. Para el gas natural el precio es igual al de importación por la frontera norte, más costos de importación y transporte. A estos precios, adicionalmente, se les cargan el IVA y márgenes de comercialización.

Incrementos a las Tarifas Eléctricas

En 1962, se establecieron las tarifas de aplicación nacional, fecha en que se consolidó la nacionalización de las empresas eléctricas que operaban en el país.

Durante el período de 1962 a 1970, tales tarifas permanecieron fijas y, a pesar de que la inflación fue baja, el precio real de la energía eléctrica se redujo a una tasa promedio anual de 3,3%.

En esta época, hubo campañas de promoción al consumo de energía eléctrica y se electrificaron comunidades de tamaño intermedio. El número de usuarios se incrementó a razón del 10% anual promedio y las ventas al 12%.

El período 1971-1980 se caracterizó por un crecimiento más moderado del número de consumidores y de las ventas, que fue de 6,3% y 9,2% anual promedio, respectivamente.

En este período, se establecieron varios aumentos a las tarifas, los cuales con excepción del observado en 1977 (aplicado a fines de 1976) fueron menores a la inflación registrada. Por lo tanto, los precios

de la energía eléctrica descendieron a razón de 4,5 % anual promedio, en términos reales. En 1980, el precio real del KWh era el 63% de su valor en 1970.

En el período, se hicieron algunos cambios estructurales: se simplificaron los cargos fijos para las tarifas residencial y de alta tensión; se revisó la ayuda indiscriminada a los usuarios residenciales en zonas muy cálidas y se eliminó la tarifa para reventa, sustituyéndola por la de alta tensión de uso general. Asimismo, se estableció una tarifa especial en alta tensión para usuarios con subestación propia.

Al final de este período, todas las tarifas estaban subsidiadas; las que acusaban mayores desajustes respecto a los costos de suministro eran las de: bombeo para riego agrícola; tortillerías y molinos de nixtamal; servicio residencial; alumbrado público y la de minería.

A partir de 1983, el Gobierno mexicano decidió adoptar una nueva política tarifaria que tiene los siguientes objetivos principales:

1. Eliminar los subsidios o, en su defecto, implantar políticas de precios que vayan acabando con éstos.
2. Eliminar paulatinamente del catálogo de tarifas aquellas que no están basadas en criterios de costo de suministro. Típicamente estas tarifas agrupan a los usuarios por su actividad más que por las características de su consumo de energía.
3. Determinar los costos marginales (de equilibrio o largo plazo) de suministro.
4. Introducir en forma gradual y ordenada, comenzando por los usuarios más grandes, tarifas que reflejen los costos marginales de suministro.

El consumo de energía eléctrica por los grandes usuarios concentra una alta proporción del total consumido en el país. Los 250

*E*l consumo de energía eléctrica por los grandes usuarios concentra una alta proporción del total consumido en el país. Los 250 usuarios de alta y muy alta tensión consumen alrededor del 25% de la energía y los 900 usuarios de tarifa de media tensión, con demanda máxima mensual mayor o igual a 1 MW, consumen otro 10%.

usuarios de alta y muy alta tensión consumen alrededor del 25% de la energía y los 900 usuarios de tarifa de media tensión, con demanda máxima mensual mayor o igual a 1 MW, consumen otro 10%.

Para esta población se han hecho preparativos para introducir tarifas basadas en costos marginales. Dadas las características del sector eléctrico mexicano, estas tarifas distinguen regiones, períodos horarios y, en algunas regiones, períodos estacionales.

A partir de 1988, se estableció, con carácter optativo una tarifa horaria para usuarios de alta o muy alta tensión. Actualmente participan en esta modalidad tarifaria 62 usuarios, y se ha logrado una reducción de la demanda de punta de un poco más de 500 MW.

Al resto de los cerca de 60.000 usuarios de media tensión, que consumen aproximadamente el 20% del total de la energía, más adelante se les podrá ofrecer la opción de operar bajo el régimen de

tarifa horaria o bajo el esquema tradicional. El programa dependerá en parte, de la disponibilidad de equipos de medición.

Para los consumidores de tensiones inferiores, existen problemas técnicos (principalmente relacionados con la medición), para la introducción de tarifas basadas en costos marginales. Por el momento, las tarifas para estos consumidores se basan en costos contables y lo que se pretende es eliminar los subsidios.

En 1984, desapareció la tarifa especial para minería y en 1990 la de molinos de nixtamal y tortillerías.

En 1988, se eliminaron los subsidios a los servicios industriales y en 1989 a los servicios comerciales. Lo mismo ocurrió con el alumbrado público en 1989.

También en 1989, se eliminó el subsidio a los altos consumos de servicio residencial, cuando se les triplicó el cargo por energía. Sin embargo, en el sector residencial, es mucho lo que falta por hacer y se ha decidido adoptar una política a

mediano plazo que, en forma gradual y sostenida, corrija al menos parcialmente las distorsiones.

La tarifa de bombeo para riego agrícola aumentó 148% el año pasado y desde enero de 1991 está sometida a un esquema gradualista de incrementos del 3% mensual. El programa podría tener una duración de tres o cuatro años, dependiendo de la evolución de los índices de costo de suministro.

También hay una tarifa de bombeo de aguas potables o negras, para la que no existe justificación desde un punto de vista técnico, ya que los cargos se establecen por el uso que se da a la energía. Esta tarifa también deberá eliminarse y los usuarios serán incorporados a otras tarifas, de acuerdo a las características de sus consumos.

En general, existe consenso sobre la conveniencia de aplicar consistentemente criterios económicos para la fijación de precios y tarifas. Aún así en 1990, los subsidios directos canalizados a los usuarios tuvieron un monto de 3,1 billones de pesos, siendo los servicios deficitarios: residencial, bombeo agrícola y pequeños usuarios de otras tarifas.

Cambio a la Política de Endeudamiento

Al deteriorarse la situación financiera, el sector eléctrico dejó de ser sujeto de los préstamos otorgados por los organismos financieros internacionales. Esto ocurrió a partir de 1972 y sólo se reanudaron en 1989.

En virtud de lo anterior, el sector tuvo acceso únicamente a créditos caros y con plazos inconvenientes. Paralelamente, y según se comentó al principio, el sector dependía casi íntegramente de los préstamos para financiar sus inversiones, ya que no generaba recursos propios.

Con las decisiones tomadas por el Gobierno de asumir la deuda del sector y de incrementar las tarifas para generar recursos propios, el sector volvió a ser sujeto de créditos con tasas de interés y plazos de amortización más convenientes.

En esta nueva etapa, se han obtenido dos préstamos del Banco Mundial; uno para la construcción de los Proyectos Hidroeléctricos de Aguamilpa (960 MW) y Zimapán (280 MW) y otro para la rehabilitación de centrales generadoras, así como para la ampliación de redes de transmisión y distribución. Adicionalmente obtuvo un préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo como cofinanciamiento al segundo préstamo del Banco Mundial, sumando en total US\$1.240 millones.

También ha contratado la construcción de cuatro importantes proyectos termoeléctricos que incrementarán la capacidad instalada en 2,420 MW, con financiamiento al 100% de grupos inversionistas que incluyen a los propios contratistas y proveedores. La operación se lleva a cabo de la siguiente manera:

La CFE invita a concursar a un mínimo de cinco grupos compuestos por fabricantes de equipos electromecánicos, constructores y agentes financieros, a quienes les entregan las especificaciones del proyecto a realizar, así como las características del sitio en donde será construido.

Las propuestas de los concursantes se presentan en sobre cerrado e incluyen las características de los equipos, el costo del proyecto, así como el financiamiento y los planes de pago. La apertura de sobres se realiza en un acto al que asisten los concursantes y los representantes de las autoridades competentes.

Una vez que se selecciona al concursante que presentó la mejor propuesta, la CFE celebra un contrato

de arrendamiento del proyecto a realizar, en el que se pactan como rentas, las amortizaciones al capital y el pago de intereses. A la terminación del contrato de arrendamiento, el bien objeto del mismo pasa a ser propiedad de la CFE a título gratuito.

El adjudicatario asume la responsabilidad de la ejecución total del proyecto desde la ingeniería hasta la entrega del mismo en servicio.

Durante el período de construcción, la CFE tiene derecho a supervisar los trabajos y a recibirlas a su satisfacción al quedar terminados.

Durante los próximos años se tienen expectativas de ampliar los préstamos del Banco Mundial y el BID para continuar los programas de transmisión y distribución, así como el del rehabilitación de centrales generadoras.

Asimismo, se tiene considerado construir otros proyectos termoeléctricos con financiamiento total de proveedores y contratistas.

Respecto al costo de las inversiones programadas para el período 1991-1999, se tiene el compromiso de financiarlas con un máximo de 50% de préstamos y de 10% de transferencias del Gobierno y el resto con recursos propios generados por el sector.

Compromisos del Sector en Materia de Productividad

Al ser asumida su deuda por el Gobierno Federal, el sector eléctrico se comprometió a mejorar los siguientes aspectos: productividad de la fuerza de trabajo, disponibilidad de centrales generadoras, eficiencia térmica y pérdidas de energía.

Productividad de la Fuerza de Trabajo

Hasta 1976, el crecimiento de la fuerza de trabajo era mayor que el de los consumidores. A partir de 1977, se estableció un programa de

productividad de la mano de obra, que ha hecho posible, a lo largo de estos 14 años, ir aumentando el número de usuarios tendidos por trabajador. En 1977, era de 140 y en 1990 llegó a 193, o sea un incremento de 38%.

A partir de 1987, el control se lleva separadamente para cada uno de los procesos de generación, transmisión y distribución.

Disponibilidad de las Centrales Termoeléctricas

El grado de utilización de la capacidad instalada repercute sensiblemente en el costo de la energía eléctrica, por lo que se ha puesto especial atención en elevar los niveles de disponibilidad de las centrales generadoras.

En el caso de las termoeléctricas se logró pasar de una disponibilidad de 64,7% en 1981 a 78,3% en 1990.

Eficiencia Térmica

La eficiencia de conversión de las centrales termoeléctricas ha mejorado en los últimos años debido al retiro de unidades de bajo rendimiento, a la incorporación de nuevas centrales de mayor tamaño, a los programas de mantenimiento y a la puesta a punto de las unidades generadoras.

Todo ello ha hecho posible elevar a 33,57% la eficiencia térmica en 1990. En 1974, era de 28,10%.

Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía eran de 12,5% en 1980-1982. En el año 1985, aumentaron hasta 13,47% y en 1989 alcanzaron el 14,02%. En 1990, bajaron a 13,61%. Todos estos valores son muy altos si se comparan con los que registran los países industrializados y se requieren grandes inversiones para abatirlos.

En vista de ello, se están solicitando préstamos al Banco Mundial y al BID, que permitan atacar el problema con la intensidad y magnitud requeridas.

Reorganización del Sector Eléctrico

Durante los años 1989 y 1990, el sector eléctrico modificó su estructura de organización con dos propósitos fundamentales: facilitar la medición de los resultados de los procesos operativos (generación, transmisión, distribución) y descentralizar a las áreas operativas algunas funciones de servicio, sobre todo las de adquisición de materiales y equipos y administración de personal.

Para cumplir el primer propósito, se crearon dos subdirecciones: la de Producción, que es la encargada de generar y transmitir la energía y entregarla en bloque, en las subestaciones de subtransmisión de las Gerencias Regionales que forman la Subdirección de Distribución y que se encargan de distribuir y comercializar la energía eléctrica en todo el territorio nacional.

La idea es que se asigne un precio de transferencia de la energía entregada por la Subdirección de Producción a la de Distribución.

El resultado de la Subdirección de Producción se define como la diferencia entre el precio de la energía entregada a distribución y sus costos de generación-transmisión. El de la Subdirección de Distribución se determina restando a los ingresos por la energía vendida a los consumidores el costo de la energía comprada, más los costos de distribución-comercialización.

PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO

El sector eléctrico tendrá que duplicar su capacidad instalada, durante los próximos 10 años, para

poder satisfacer la creciente demanda.

El reto fundamental consiste en tener acceso a recursos financieros suficientes (propios y ajenos) para estar en posibilidad de realizar los programas de inversión necesarios. Estos programas son cuantiosos pues, además de construir otro sector eléctrico como el actual, implican la corrección de rezagos por la subinversión acumulada, la intensificación de los programas de diversificación de energéticos para disminuir la dependencia de los hidrocarburos y la incorporación de criterios de protección ambiental que implicarán mayores costos unitarios de inversión y de operación.

Por ello, el sector eléctrico deberá perfeccionar sus métodos de administración de proyectos de construcción, para reducir costos y tiempos; continuar con los programas de mantenimiento y rehabilitación de las instalaciones actuales; mantener la política actual de incrementos reales de precios y disminución de subsidios para alcanzar las metas de rentabilidad y autofinanciamiento comprometidas; y llevar a cabo programas de productividad más agresivos, que lo coloquen a la altura de las mejores empresas de servicio público y que le permitan tener acceso a los mercados de capitales en condiciones ventajosas.

AGRADECIMIENTOS

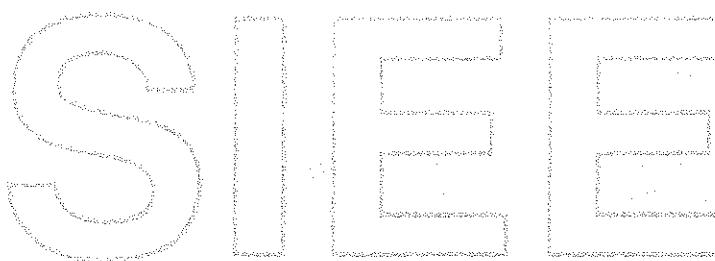
Los autores agradecen la ayuda proporcionada por Raúl Hudlet Yáñez, Jorge Alberto Aguilar L., Jorge García Peña, Heber Cinco Ley, Leonor Ugalde, Rosa María Sánchez y Celia Osorno C. en la preparación de esta presentación.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) pone a su disposición el Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), desarrollado con el apoyo técnico y financiero de la Comisión de Comunidades Europeas (CCE).

La base de datos del SIEE contiene información sobre:

- Precios de Energéticos
- Reservas de Fuentes Energéticas e Inventario de Recursos
- Mercado Petrolero
- Oferta de Energéticos
- Consumo desagregado por energético y por sectores económicos
- Balance de Energía
- Refinerías y Centrales Eléctricas
- Estadísticas Financieras del Sector Energético
- Estadísticas Demográficas y Económicas
- Indicadores Económico-Energéticos

Este Sistema se encuentra disponible para consulta en los Ministerios de Energía de cada uno de los Países Miembros y en la sede de OLADE en Quito, Ecuador, y puede ser obtenido por las Empresas Energéticas oficiales a través del Ministerio de Energía del país, y por las Empresas Privadas a través de Petroleum Intelligence Weekly, PIW, 575 Broadway, New York, NY 10012 U.S.A. Teléfono (212) 941-5500, Fax (212) 941-5508.



The Mexican Electric Power Sector: Background, Present Situation, and Outlook*

José Luis Aburto-Avila and Arturo Gómez-Mariles**

The electric power sector in Mexico is composed of the Federal Electricity Commission (CFE), a decentralized public institution, and its subsidiary, the Central Light and Power Company (CLFC), which provides public service to Mexico City and surrounding areas.

The sector has an installed capacity of 25,890 MW, distributed in the following manner: oil-fired thermoelectric plants 60%, hydropower stations 30%, nuclear power plants 3%, coal-fired power plants 4%, and geothermal power plants 3%.

In 1990, 94,000 GWh were sold to 16.7 million consumers.

These high figures place the CFE and its subsidiary, the CLFC, among the 10 largest integrated electric power utilities in the world.

The Mexican electric power sector was nationalized in 1960, and for a long 10-year period it enjoyed a sound financial situation favored by low inflation, reasonable tariffs compared to costs, and low interest rates. This made it possible to finance investments with an adequate share of its own resources, government contributions, and foreign loans.

In the 1962-1972 period, the sector obtained five important loans from the World Bank, making it the

Bank's largest Latin American client.

During 1972 and 1983, the sector's financial situation deteriorated substantially due to the general rise of prices which was not accompanied by a proportional increase in electricity tariffs, as well as the increase in interest rates and the lack of government resources to contribute a reasonable share of the investments needed to meet increased demand, which during these years amounted to an average of 9% per year.

This resulted in investments being financed almost entirely with foreign credits, which were not always favorable. Even during 1978 and 1982, part of these credits were used to partially cover operating expenses. All of this generated a heavy financial burden. The total liabilities of the sector accounted for 80% of its total assets in 1983.

During this same five-year period (1978-1982), investments grew faster than the number of electricity consumers and sales. This was done in order to correct the shortage of supply, which caused restrictions in the service in 1980, and in response to the high increase in demand expected to begin that year. Nevertheless,

beginning in 1983, sector investments grew less rapidly than the number of consumers and sales. In 1989, real figures for investments were less than those of 1977. On the other hand, consumers and sales had increased by 100% in terms of the same base year. This reduction in investments was due to the sector's inability to generate its own resources and to the priority given to the reactivation of public financing over and above attention to sectoral requirements.

During the 1978-1982 period, investment was totally financed through loans. From 1983 onward, it began to be financed principally through government transfers, and it was not until 1988 that the sector began to generate a very small share of its own resources.

For this reason, the sector has initiated a series of special measures to reduce demand and increase supply of energy, among which the following are important: tariff increases; savings and rational use of energy; promotion of co-generation and self-supply; electric power imports; rehabilitation and modernization of thermoelectric generating units; strengthening the links in the main transmission network; more intensive use of combined cycles.

* Paper presented on September 6, 1991 at the Seminar on Policy Challenge for the Nineties: Overcoming the Power Sector Crisis of Latin America and the Caribbean cosponsored by the World Bank and OLADE and held in Cocoyoc, Mexico.

** Secretariat of Energy, Mines, and Semi-public Industry of Mexico

Regarding the rehabilitation of thermoelectric generating units, more than 1,000 MW has been recovered since 1984. In several industries, especially the cement industry, important energy savings have been observed. Self-generation has increased by more than 50% since 1989, and surpluses are already being supplied to the network. At present, 80 MW are imported, and this amount is scheduled to increase to 200 or 300 MW in coming years.

CORRECTIVE MEASURES

In order to put the sector back on a sound financial footing, the Mexican Government decided to adopt a series of measures. These are described as follows:

Taking on the Debt

If all the prices of electric power had increased during the 1972-1985 period in the same proportion as the recorded inflation, the electric power sector would have received an additional US\$10.6 billion dollars to its 1986 earnings.

For this reason, in 1986 the government decided to take on the amount of US\$8,578,000,000 dollars (in terms of 1986 currency) of the sector's total debt, an amount which is less than the subsidies granted to consumers during the 1972-1985 period. Due to this, liabilities came to account for only 10% of total assets, thus alleviating debt servicing and making it possible to generate its own resources.

In exchange for this, the sector assumed a set of productivity commitments, which are explained in another section. Also, it was apparent that it was necessary to increase electricity prices in real terms until a ratio of one with respect to costs was achieved. These increases must also take into account

the corrections of domestic fuel prices made by the government itself through the Mexican state oil company, Petróleos Mexicanos.

Finally, in order to ensure the capacity for self-financing, the sector is committed to obtaining a profit on fixed operating assets, at no less than 4% in 1992 and increasing up to 7% in 1996.

Corrections in Domestic Fuel Prices

As with the prices of electricity, the government maintained low fuel prices in general, especially industrial fuel.

For example, in the 1980-1990 period, the ratio of domestic fuel prices to international fuel prices (an energy resource used to generate nearly two-thirds of the electric power in Mexico) displayed amounts ranging from 0.08 to 0.70. Even considering differences in quality, the contrasts are striking.

These subsidies, along with others generated in the electric power sector itself, were then transferred in their entirety to the electricity consumers.

As a result of important corrections in fuel prices initiated in 1983, the subsidies for diesel came to an end in 1986, while those for natural gas ended in 1988 and those for fuel oil ended this year.

In 1991, the government decided that the prices of fuel oil and natural gas would be set by the international market. Since Mexico has a shortage of both products at present, the domestic price of fuel oil is the same as the spot price in Texas, adjusted for quality and taking into account transportation costs. For natural gas, the price is the same as that for import from the northern border, plus import and transportation costs. The value-added tax and marketing margins are also added to these prices.

Increases in Electricity Tariffs

Nation-wide tariffs were established in 1962, at which time the nationalization of the electric enterprises operating in the country was consolidated.

During the 1962-1970 period, these tariffs remained fixed and in spite of the low inflation rate, the real price of electric power decreased by an annual average rate of 3.3%.

During this time there were campaigns to promote electric power consumption and medium-sized communities were electrified. The number of users increased at an average rate of 10% annually and sales increased 12%.

The 1971-1980 period was characterized by a more moderate growth in the number of consumers and sales, by 6.3% and 9.2%, respectively.

During this period, several tariff increases were established which, with the exception observed in 1977 (applied at the end of 1976), were lower than the recorded inflation. Therefore, electricity prices dropped at an annual average rate of 4.5% in real terms. In 1980 the real KWh price was 63% of its 1970 value.

During the period, several structural changes were made: fixed residential tariffs and high-voltage tariffs were simplified; the indiscriminate help provided to residential consumers in hot climates was revised and the tariff for resale was eliminated, substituting it with a tariff for general use of high voltage. Also, a special high-voltage tariff for users having their own substations was established.

At the end of this period, all tariffs were subsidized. Those showing the greatest imbalances with respect to supply costs were those for pumping irrigation water, nixtamal mills and tortilla factories, resi-

dential service, public lighting and mining.

Beginning in 1983, the Mexican government decided to adopt a new tariff policy with the following main objectives:

1. Eliminate subsidies or, when this is not feasible, introduce pricing policies to gradually eliminate them.
2. Gradually eliminate from the tariff list those tariffs not based on the criteria of the cost of supply. These tariffs usually group users by activity more than by energy consumption characteristics.
3. Determine supply marginal costs (equilibrium or long term).
4. Gradually and in an organized fashion, introduce tariffs that reflect marginal costs of supply, starting with the largest consumers.

The use of electric power by the largest consumers concentrates a high share of the country's total consumption. The 250 users of high and very high voltages consume approximately 25% of the energy, and the 900 users in the medium-voltage tariff bracket with a maximum monthly demand of 1 MW or more consume another 10%.

For this population, plans have been made to introduce tariffs based on marginal costs. In view of the characteristics of the Mexican electric power sector, these tariffs indicate regions, hourly periods, and in some regions seasonal periods.

At the beginning of 1988 an optional kind of hourly tariff for users of high or very high voltages was established. At present, 62 users participate in this tariff system, and it has been possible to reduce the peak demand at slightly more than 500 MW.

For the remaining 60,000 or so medium-voltage users who consume about 20% of total energy, in the future it will be possible to offer them the option of operating under

The use of electric power by the largest consumers concentrates a high share of the country's total consumption. The 250 users of high and very high voltages consume approximately 25% of the energy, and the 900 users in the medium-voltage tariff bracket with a maximum monthly demand of 1 MW or more consume another 10%

the hourly tariff system or the traditional system. The program will depend to some extent on the availability of metering equipment.

For the consumers of lower voltages, there exist technical problems (mainly related to metering) related to the introduction of tariffs based on marginal costs. At present, the tariffs for these consumers are based on accounting costs in an attempt to eliminate subsidies.

The special tariff for mining was suspended in 1984, and the special tariff for nixtamal mills and tortilla factories was suspended in 1990.

In 1988 subsidies for industrial services were eliminated, and in 1989 subsidies for commercial services and public lighting were eliminated.

In 1989 the subsidy for high-consumption residential service was also eliminated when the fees for energy tripled. However, much remains to be done in the residential sector, and it has been decided to

adopt a medium-term policy to gradually and steadily correct at least some of the distortions.

The tariff for pumping irrigation water increased by 148% last year, and since January 1991 it has been subjected to a plan of gradual 3% monthly increases. The program could last for three or four years, depending on the development of the supply cost indexes.

There also exists a tariff for pumping potable or sewage water. From a technical viewpoint there is no justification for this, because these fees are determined by what the energy is used for. This tariff should also be eliminated, and the users should be included in other tariffs according to their consumption characteristics.

Generally, there is consensus regarding the advantages of consistently applying economic criteria for fixing prices and tariffs. In spite of this, direct subsidies channeled to the users in 1990 amounted to 3.1 trillion pesos. Services showing a

deficit were residential, irrigation pumping, and small consumers with other tariffs.

Change in Debt Policy

With the deterioration of the financial situation, the electric power sector no longer received loans from international financing institutions. This happened at the beginning of 1972 and not until 1989 was there a change in this situation.

Because of this, the sector had access only to expensive credits under unsuitable terms. At the same time, as already explained, the sector depended almost entirely on loans for financing its investments, because it was not generating its own resources.

With the decisions made by the government to assume the debt of the sector and raise tariffs to generate its own resources, the sector once again began receiving credits under advantageous terms and interest rates.

In this new stage, two loans have been obtained from the World Bank. One is for the construction of the hydropower projects of Aguamilpa (960 MW) and Zimapán (280 MW), and the other is for the rehabilitation of generation plants and also for extending transmission and distribution networks. Another loan from the Inter-American Development Bank was also granted to co-finance the second loan from the World Bank, amounting to a total of US\$1.24 billion.

The construction of four important thermoelectric projects which will increase the installed capacity to 2,420 MW has also been contracted. This is totally financed by investing groups which include the contractors and suppliers themselves. The operation is carried out in the following manner:

The CFE invites a minimum

of five groups of manufacturers of electrical mechanical equipment, builders, and financing agents to offer a bid. These groups are given the project's specifications and the characteristics of the site where it is to be built.

The proposals of the bidders are presented in sealed envelopes and include the characteristics of the equipment, project cost, as well as financing and payment plans. The envelopes are opened in a meeting in the presence of the bidders and representatives of competent authorities.

Once the bidder who presents the best proposal has been chosen, the CFE signs a lease contract of the proposed project to agree on income, capital amortizations, and interest payments. Upon expiration of the lease contract, the end product becomes the property of the CFE free of charge.

The contractor assumes entire responsibility for the project's implementation from engineering to the moment it is delivered and enters into operation.

The CFE has the right to supervise the work during the construction period and accept it as satisfactory when it is finished.

There are future plans for extending the loans from the World Bank and the IDB in order to continue programs of transmission and distribution along with the rehabilitation of generation plants.

There are also plans to build other thermoelectric projects financed entirely by suppliers and contractors.

Regarding the cost of the programmed investments for the 1991-99 period, there is a commitment for financing them with a maximum of 50% loans and 10% government transfers, the remainder coming from resources generated by the sector itself.

Sector's Productivity Commitments

When the Federal Government took over the electric power sector's debt, the sector agreed to improve the productivity of its labor force, availability of generation plants, thermal efficiency, and power losses.

Productivity of the Labor Force

Until 1976, the growth of the labor force was greater than that of the consumers. Starting in 1977, a program for labor productivity was established. This program has made it possible during these last 14 years to increase the number of users served per worker. In 1977, this number was 140 and in 1990 it reached 193, making an increase of 38%.

Since 1987, each process of generation, transmission, and distribution has been controlled separately.

Availability of Thermoelectric Plants

The degree of utilization of installed capacity perceptibly affects the cost of electric power. Therefore, special attention has been given to increasing the availability levels of the generation plants.

In the case of the thermoelectric units, it was possible to increase from an availability of 64.7% in 1981 to 78.3% in 1990.

Thermal Efficiency

The conversion efficiency of the thermoelectric plants has improved during recent years because poorly performing units have been withdrawn, new and larger plants have been incorporated, maintenance programs have been implemented, and the generation units have been overhauled.

This has made it possible to increase thermal efficiency to 33.57% in 1990. In 1974, it was 28.10%.

Power Losses

Power losses amounted to 12.5% in 1980-1982.

In 1985, they increased to 13.47%, and in 1989 they reached 14.02%. In 1990, they dropped to 13.61%. All these figures are very high, compared with those registered by industrialized countries, and large investments are needed to bring them down.

For this reason loans are being requested from the World Bank and the IDB in order to tackle the problem with the necessary intensity and in suitable proportions.

Reorganization of the Electric Power Sector

During 1989 and 1990, the electric power sector modified its organizational structure aimed at achieving two essential purposes: to facilitate the measurement of the results of operating processes (generation, transmission, distribution) and to decentralize some service functions out to the operational areas, especially the purchase of materials and equipment and staff administration.

In order to fulfill the first objective, two Subdivisions were created. The Production Subdivision is in charge of generating and transmitting energy and furnishing it in block form to the subtransmission substations of the Regional Managerial Offices that make up the Distribution Subdivision and are in charge of distributing and marketing electric power nationwide.

The idea is to allocate a transfer price for the energy delivered by the Production Subdivision to Distribution.

The output of the Production Subdivision is defined as the difference between the price of energy delivered to distribution and its generation/transmission costs. The output of the Distribution Subdivision is determined by subtracting the cost of purchased energy plus the costs of distribution/marketing from the earnings gained from energy sold to consumers.

PERSPECTIVES OF THE ELECTRIC POWER SECTOR

The electric power sector will have to duplicate its installed capacity during the next 10 years in order to meet increasing demand.

The basic challenge consists of finding sufficient financial resources (of its own and external) in order to implement the needed investment programs. These pro-

grams are numerous, because in addition to building another electric sector similar to the present one, they involve correcting the results of accumulated underinvestment, the intensification of energy diversification programs to decrease dependence on hydrocarbons and to incorporate environmental protection criteria which would imply greater investment and operating unit costs.

For this, the electric power sector should perfect its methods for managing construction projects in order to reduce costs and time, continue with the maintenance and rehabilitation of present installations, maintain the present policy of real increases of prices and decrease subsidies in order to attain the profitability and self-financing goals that were agreed upon, and implement more aggressive productivity programs to place it alongside the best public service enterprises and enable it to gain access to capital markets under advantageous conditions.

ACKNOWLEDGMENTS

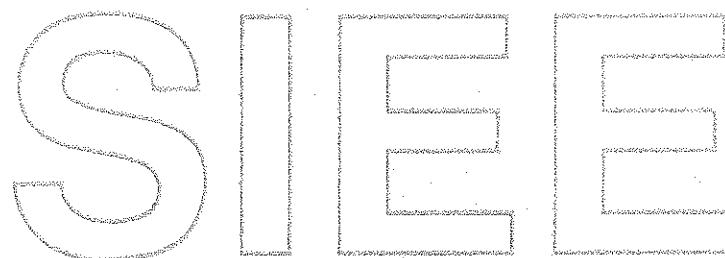
The authors would like to thank Raúl Hudlet Yáñez, Jorge Alberto Aguilar L., Jorge García Peña, Heber Cinco Ley, Leonor Ugalde, Rosa María Sánchez, and Celia Osorno C. for their assistance in preparing this presentation.

The Latin American Energy Organization (OLADE) is making available the Energy-Economic Information System (SIEE), which has been developed with the technical and financial support of the Commission of the European Communities (CEC).

The SIEE data base contains information on:

- Energy prices
- Reserves of energy sources and inventory of resources
- Oil market
- Supply of energy products
- Consumption disaggregated by energy product and economic sector
- Energy balances
- Refineries and power stations
- Financial statistics of the energy sector
- Demographic and economic statistics
- Energy - economic indicators

This System is available for consultation in the Ministries of Energy of each member country of OLADE and at the headquarters of the Secretariat in Quito, Ecuador, and can be obtained by official energy companies through the Ministry of Energy of each country and by private enterprises through Petroleum Intelligence Weekly (PIW), 575 Broadway, New York, NY 10012 U.S.A. Telephone (212) 941-5500, and fax (212) 941-5508.



Planificación de Expansión en Venezuela Utilizando Programas Existentes

Rafael Campo, Manuel Tinoco*,

Jesús Blondel, Valdemar Andrade, Fernando Rodríguez**

1. INTRODUCCION

Este artículo describe una metodología provisional de planificación para el sistema eléctrico de Venezuela, basada en herramientas existentes y forma parte de un estudio de planificación de expansión de generación que lleva a cabo el Comité de Planificación (véase la Sección 2), con el objeto de producir un informe a fines de 1991. El sistema venezolano se caracteriza por ser mayormente hidráulico, con un proyecto (Guri) de regulación plurianual, que en el momento genera más del 65% de la demanda energética nacional. Programas de planificación tradicionalmente utilizados, tales como WASP III,(1) están diseñados para sistemas mayormente térmicos y son inadecuados para representar sistemas predominantemente hidráulicos con embalses de regulación apreciable. Estos programas, sin embargo, pueden ser complementados por un simulador óptimo de la operación del sistema hidrotérmico. Al efecto se modificó un prototipo desarrollado localmente, para representar en forma adecuada la cadena del bajo Caroní, donde se encuentra la mayor parte de la generación hidráulica nacional, incluidos Guri y los proyectos

prioritarios candidatos. La metodología se complementa con la utilización de un programa de planificación multiárea (WIGPLAN, véase (4)), lo que permite conservar la identidad de las áreas (o compañías) que conforman el sistema nacional y representar las líneas de interconexión entre ellas.

Se proporcionan una descripción de los programas utilizados y de la metodología de planificación propuesta y una discusión sobre los criterios de confiabilidad y la metodología que se adoptó para hacer análisis bajo riesgo en presencia de incertidumbres, particularmente en el crecimiento de la demanda.

2. SISTEMA DE POTENCIA DE VENEZUELA

En 1988, la capacidad instalada en Venezuela era de 17.755 MW, distribuidos de la siguiente manera:

Plantas Hidráulicas:	10.000 MW
Plantas de Vapor:	4.770 MW
Turbinas de Gas:	2.854 MW
Plantas Diesel:	131 MW

Actualmente existen en Venezuela cuatro compañías de electricidad públicas (CADAFAE, EDEL-

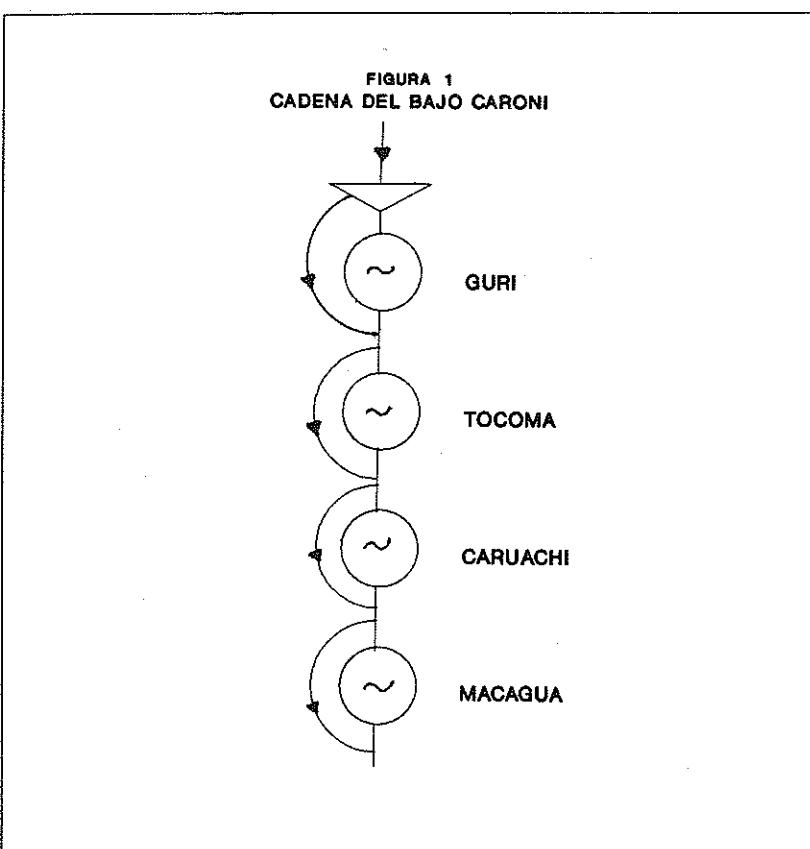
CA, ENELVEN y ENELBAR) y siete privadas, de las cuales la más importante es ELECAR (Electricidad de Caracas). La casi totalidad de la generación está concentrada en cuatro compañías: EDELCA, CADAFAE, ELECAR y ENELVEN. La coordinación de la operación la hace OPSIS (Oficina de Operación de Sistemas Interconectados), entidad que además coordina la elaboración de planes de expansión, a través de un Comité de Planificación, integrado por representantes de las cuatro compañías anteriores y de OPSIS.

La generación hidráulica está concentrada mayormente en el Rfo Caroní y pertenece a EDELCA. CADAFAE tiene desarrollos hidráulicos de cierta importancia, particularmente al occidente del país. La generación de ELECAR y la de ENELVEN son térmicas.

Las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) son relativamente largas y de densidad de carga relativamente baja. Existe concentración de generación en el oriente del país (donde se encuentra Guri) y hay necesidad de transferir grandes bloques de energía a las zonas central y occidental. Esto vuelve críticos los problemas de confiabilidad.

* Consultores del Departamento Técnico de OLADE

** Ingenieros de Planificación de EDELCA (Electrificación del Caroní)



3. BREVE DESCRIPCION DE LOS PROGRAMAS UTILIZADOS

3.1 Programa PLITER (Planificación Hidrotérmica)

PLITER realiza un despacho óptimo (de mínimo costo) del sistema hidrotérmico, teniendo en cuenta la aleatoriedad de los aportes hidráulicos. Para el efecto utiliza la Programación Dinámica Estocástica (PDE). Su horizonte de tiempo es plurianual y su período de resolución mensual. Utiliza como variables de estado el contenido de Guri (el cual se discretiza) y la tendencia hidrológica, representada por el aporte a Guri en el período (mes) anterior. La demanda se representa por medio de una Curva de Duración de Carga (CDC) mensual en forma de escalones. Los embalses aguas abajo de Guri se representan como filo de agua, ya que su período de regulación

es inferior al período de resolución de PLITER (un mes). Las políticas de operación de las plantas hidráulicas de CADAFE (que son pequeñas en capacidad instalada y de baja regulación comparadas con Guri) se determinan fuera de PLITER y se introducen como un dato de entrada.

Dentro de PLITER el despacho hidráulico se hace "recortando la punta", teniendo en cuenta para cada volumen de agua que se decide turbinar en Guri la energía que se puede producir allí y aguas abajo, la cual depende de la capacidad instalada y, por tanto, de la fecha de entrada al sistema de las unidades hidráulicas de Macagua (en construcción), Caruachi y Tocoma. Estos dos últimos son proyectos candidatos (Figura 1). También se tiene en cuenta el hecho de que los alivios de los reservorios son canalizados aguas abajo.

La curva de duración de carga que queda luego del "recorte de la

punta" hidráulico, se despacha por medio del sistema térmico, el cual se representa en forma agregada, por medio de una curva creciente y convexa de costos de generación horaria versus MW. El racionamiento se representa por medio de una unidad térmica de capacidad ilimitada y de costo de "operación" mayor que el de la unidad más costosa, cuyo valor unitario (US\$/KWh) aumenta con la profundidad del racionamiento. A la capacidad de las unidades se les aplican factores que tienen en cuenta salidas forzadas y mantenimientos.

Es importante enfatizar que PLITER es un programa de gestión que, por lo tanto, no optimiza el plan de expansión. Para un plan de expansión dado, indica la mejor manera de usar los recursos de generación del sistema.

PLITER incluye una fase de simulación en la que se utilizan la política óptima producida por la programación dinámica y secuencias hidrológicas sintéticas (que reproducen las propiedades estadísticas de los aportes) para obtener estadísticas mensuales de variables importantes, tales como generación hidráulica promedio y "firme" con cualquier probabilidad de excedencia, racionamiento esperado, costos promedios de despacho, generación esperada por planta hidráulica y consumo esperado de combustible.

También pueden obtenerse valores marginales promedios del agua, para cualquier contenido del embalse e hidrología del mes anterior (aproximando derivadas por incrementos).

El algoritmo de programación dinámica estocástica que se emplea en PLITER (hacia atrás) requiere conocer los costos terminales al final del período de optimización, en función de las variables de estado. Estos pueden encontrarse partiendo de un período igual al doble del utilizado en planificación, asumiendo

costos terminales nulos al final de este período extendido y haciendo uso de los valores que se obtengan al final del período de planificación, como parte de la optimización.

3.2 Programa WASP

En esta sección se hace referencia a la última versión del programa, WASP III.

WASP produce un plan de expansión óptimo (y varios subóptimos), en base a parámetros de entrada. Consta de seis módulos, a saber:

- (a) LOADSY. Produce una representación de la demanda en forma de Curva de Duración de Carga (CDC), la cual convierte en coeficientes de una serie de Fourier.
- (b) FIXSYS. Describe el sistema de potencia existente.
- (c) VARSYS. Describe las alternativas de expansión.
- (d) CONGEN. Genera para cada período del horizonte de WASP un conjunto de configuraciones factibles del sistema de potencia. Una configuración factible se define como una mezcla de recursos de generación que se obtiene con base en el sistema de potencia existente y los proyectos candidatos y que satisface ciertos criterios de confiabilidad, tales como reserva y, opcionalmente, probabilidad de pérdida de carga (LOLP), calculada en forma aproximada.

- (e) MERSIM. Para cada configuración generada por CONGEN, simula un despacho óptimo y, como resultado del mismo, encuentra costos de operación e índices de confiabilidad, tales como LOLP y Energía No Servida (ENS). El despacho térmico de MERSIM es detallado, pues representa en forma precisa la aleatoriedad de la salida forzada de unidades, por medio de convoluciones, las cuales se calculan con relativa rapidez gracias a la repre-

sentación de la curva de duración de carga por medio de series de Fourier. Al igual que PLITER, WASP representa el racionamiento por una planta térmica de alto costo. Para plantas hidráulicas, la energía producida por período y por hidrocondición (WASP permite definir hasta cinco) y la capacidad asociada con esta energía son datos de entrada. WASP agrega las plantas hidráulicas en dos (de alta y de baja regulación) y las despacha "recortando la punta" en la curva de duración de carga.

Durante el despacho, WASP intenta hacer uso de toda la energía hidráulica, para evitar alivios, lo cual puede ocasionar el desplazamiento (descarga) de unidades térmicas ya despachadas bajo la CDC, en orden creciente de costos (o en cualquier otro orden definido por el usuario).

WASP reconoce cuatro tipos de plantas hidráulicas, de acuerdo con su regulación: filo de agua, de regulación diaria, semanal y estacional. El tipo de regulación de una planta lo determina WASP con base en ciertos parámetros de entrada (por ejemplo, el volumen de regulación). Cada tipo de planta se despacha tratando de simular la forma en que se operaría. En todo caso, WASP no guarda energía de un período (mes) al siguiente para ninguna planta. El despacho óptimo del sistema hidráulico, por consiguiente, debe obtenerse fuera de WASP, particularmente para embalses de regulación superior a un mes (o al período de WASP que se utilice).

WASP simula un mantenimiento óptimo, que intenta nivelar reservas. Nótese que MERSIM es el módulo que toma mayor tiempo de computación. Una forma de disminuir este tiempo es controlando el número de configuraciones factibles que

produce CONGEN, mediante las denominadas restricciones de "túneles", que determinan el máximo y el mínimo número de unidades que pueden entrar en cada año, para cada proyecto (o tipo de proyecto) candidato.

- (f) DYNPRO. Produce un plan de expansión óptimo (y, opcionalmente, varios subóptimos), haciendo uso de programación dinámica.

WASP incluye otros módulos, tales como REMERSIM (que simula un plan de expansión) y REPROBAT (para producir reportes). Es un paquete de uso generalizado, con el que existe amplia experiencia en todo el mundo.

Es importante hacer notar que la secuencia en la cual deben entrar los proyectos hidroeléctricos candidatos en cada una de las dos series que admite WASP, es un dato de entrada. El programa no puede cambiar esta secuencia aunque sí puede optimizar el tiempo de instalación de los proyectos en la serie. Esta no es una limitante seria para el caso venezolano, puesto que la secuencia de instalación de los proyectos hidráticos está más o menos determinada en el bajo y el alto Caroní, donde se encuentra la mayoría de los proyectos hidráulicos candidatos.

3.3 Programa WIGPLAN

Este programa también produce un plan de expansión óptimo. A diferencia de WASP, permite identificar hasta tres áreas y representar el flujo de interconexión entre ellas. El despacho térmico lo hace empleando "cumulantes", lo que lo hace más rápido, y las plantas hidráulicas con regulación las despacha "recortando la punta", en forma más simplificada que WASP. Para el caso venezolano, es particularmente útil la capacidad multiárea de WIGPLAN.

4. METODOLOGIA DE PLANIFICACION UTILIZADA

Como se observa de la breve descripción proporcionada en el numeral anterior sobre los programas de que se dispone para planificación de expansión a mediano plazo, éstos son complementarios, pues ninguno posee todas las características necesarias para ser utilizado por sí sólo. Se propone entonces el siguiente algoritmo que hace uso de PLITER, WASP y WIGPLAN.

4.1 Para el horizonte del plan de expansión, obtener un despacho óptimo del sistema hidráulico con PLITER, sin la inclusión de nuevos proyectos. Hacer uso de energías y capacidades (correspondientes hasta las cinco hidrocondiciones que admite WASP, convenientemente seleccionadas) para usarlas como dato de entrada a WASP (véase el literal 4.9). En una primera aproximación pueden utilizarse valores promedios.

4.2 Obtener un plan de expansión óptimo con WASP, utilizando como políticas de operación

de Guri las obtenidas en el literal 4.1. La energía y capacidad para los proyectos del bajo Caroní (Macagua, Caruachi y Tocoma) se pueden conseguir mes a mes siguiendo el procedimiento indicado en el literal 4.9, con caudales turbinados (más alivios, si existen) de Guri que corresponden a las energías y capacidades utilizadas en 4.1.

4.3 Con el plan de expansión obtenido en 4.2, hacer uso de PLITER para obtener un nuevo despacho del sistema hidráulico (véase el literal 4.9).

4.4 Dado el despacho de 4.3, obtener con WASP un nuevo plan de expansión.

4.5 Repetir 4.3 y 4.4, hasta que el plan de expansión no varía. Como chequeo, se pueden comparar costos de operación de WASP y de PLITER. Esta comparación se puede utilizar para afinar los datos de entrada comunes a ambos programas, tales como la modelación hidráulica, el mantenimiento, las CDCs, las reservas (incluyendo reservas rodantes), etc. Nótese que, puesto que la representación del sistema hidrotérmico es diferente

en ambos programas, a igual que el despacho, no se pueden pretender igualar los costos de operación.

4.6 Hacer análisis de confiabilidad de energía y potencia con la secuencia óptima de expansión (véase Sección 5). Ajustar el plan si es necesario, en forma tal que satisfaga los criterios de confiabilidad que se adopten.

4.7 Con el plan de expansión ajustado en el literal 4.6, correr WIGPLAN. Emplear las mismas energías y potencias hidráulicas de WASP (para base y para punta, véase el literal 4.9). Las "áreas" en WIGPLAN corresponden a compañías en el sistema venezolano, que deben mantener una confiabilidad adecuada. Verificar que no se viola la capacidad de interconexión entre las compañías y que existen reserva y confiabilidad adecuadas por área (compañía). Si esto no ocurre, se puede tomar una de las siguientes acciones:

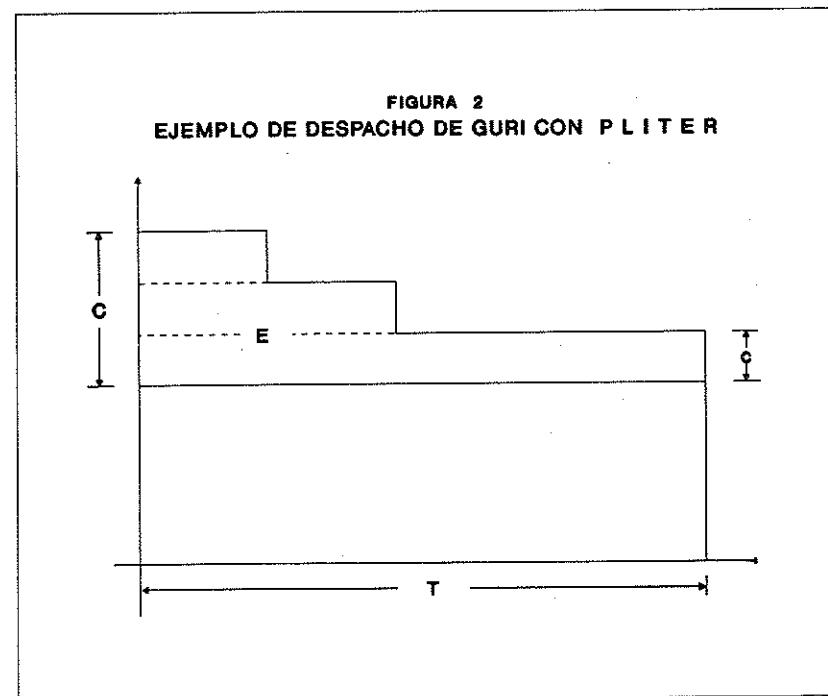
- Aumentar la capacidad de la transmisión.
- Modificar la expansión de generación (cambiar, por ejemplo, sitios de plantas). En este caso, puede utilizarse WASP para obtener nuevas secuencias óptimas de expansión.
- Una combinación de (a) y de (b).

Nota: Es posible que por medio de redespachos se puedan corregir algunas de las violaciones, tanto de capacidad de transmisión como de confiabilidad inadecuada en alguna de las áreas.

4.8 Hacer análisis de riesgo en presencia de incertidumbres en variables "críticas", particularmente crecimiento de la demanda (véase la Sección 7).

4.9 Interfase PLITER-WASP y WASP-WIGPLAN

Se indica para cada proyecto la forma como los resultados de salida de PLITER (capacidad y energía hidráulica por proyecto y por



período) se pueden introducir a WASP, para cada una de las hidrocondiciones que permite WASP. Estas hidrocondiciones se definen convenientemente junto con sus probabilidades de ocurrencia sobre los resultados de la fase de simulación de PLITER. En una primera aproximación pueden utilizarse valores promedios.

- (a) Los proyectos hidráulicos de CADAFE, que son pequeños en comparación con los del Caroní, se despachan en base cuando son filo de agua o en punta cuando tienen alguna capacidad de regulación.
- (b) El procedimiento para Guri se ilustra por medio de un ejemplo. Supongamos que la política óptima de operación para Guri, tal como se obtiene de PLITER, produce los resultados indicados en la Figura 2.

La entrada a WASP es entonces la indicada en la Figura 3, donde EP es la energía en punta, EB la energía en base, c la capacidad en base y C - c, la capacidad en punta. C es la capacidad instalada en Guri. Los parámetros de Guri se definen en tal forma que WASP lo considere de regulación estacional.

Puesto que Guri tiene regulación plurianual, hay necesidad de definir varios proyectos anuales equivalentes, haciendo uso de FIXSYS.

Esta metodología de enlace PLITER-WASP es similar a la que sugiere el manual de VALORAGUA (2) para el enlace entre el VALORAGUA y WASP, aunque debe notarse que allí se habla únicamente de utilizar valores promedios, lo que puede no ser satisfactorio para algunos sistemas de potencia, en particular, cuando existe mucha dispersión en los resultados de la simulación del programa de despacho hidrotérmico.

- (c) Proyectos Aguas Abajo de Guri. Se trata de garantizar que WASP despache estos proyectos de la misma forma como lo hace PLITER. Al efecto, se definen sus parámetros de regulación de forma tal que ésta aparezca estacional para el WASP.

La entrada hidráulica (energía y potencia) a WIGPLAN puede definirse con base en la forma como WASP despacha los agregados de proyectos hidráulicos, en base y en punta. La entrada a WIGPLAN sería entonces la salida de WASP.

4.10 Chequeo de Optimidad y Algoritmo Alterno

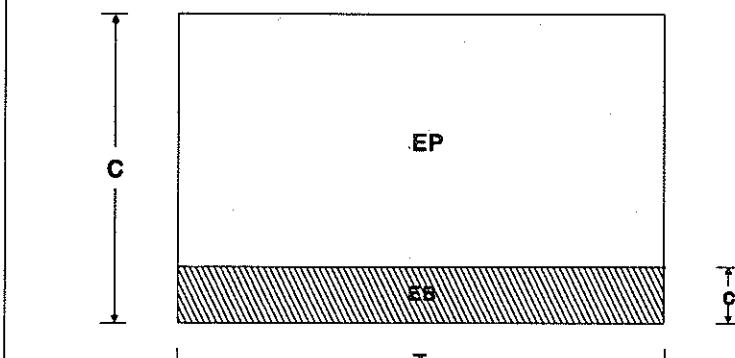
Como chequeo de que el anterior algoritmo produce la secuencia óptima de expansión, puede utilizarse como plan inicial uno en el que los proyectos hidráulicos candidatos se introducen con sus energías "firmes". Este plan inicial tiende a favorecer una expansión térmica, pues subestima la contribución del componente hidráulico, a diferencia del plan inicial indicado en el literal 3.1 que maximiza el componente hidráulico, para los primeros años y las primeras iteraciones. Las

secuencias óptimas que se producen después de que se obtiene convergencia con ambos planes iniciales deben coincidir para garantizar optimalidad.

Nótese que el procedimiento descrito anteriormente puede adaptarse para reproducir la metodología del programa DYPREX que se utiliza en Colombia, el cual está basado en un trabajo de Kuiper y Ortolano (véase (3)). Se utiliza WASP para producir configuraciones y secuencias candidatas, junto con una simulación de operación óptima de Guri, a nivel anual, para obtener costos óptimos de operación de configuraciones en la trayectoria "óptima" bajo análisis. A igual que en el DYPREX, no se pueden modelar efectos interanuales. El algoritmo procedería como se indica a continuación:

- (a) Con políticas iniciales apropiadas de operación, obtener con WASP un plan óptimo de expansión. Colocar etiquetas sobre las configuraciones que se encuentran en la secuencia óptima.
- (b) Para las configuraciones que se encuentran en la secuencia

**FIGURA 3
EJEMPLO DE ENTRADA A W A S P**



óptima y que tienen etiqueta, obtener la gestión óptima de Guri, con la ayuda del simulador y quitarles luego la etiqueta. Esto cambia sus costos de operación. Se converge al plan óptimo cuando todas las configuraciones en la secuencia óptima carecen de etiqueta.

- (c) Con los nuevos costos de operación obtenidos en el subpárrafo (b), obtener un nuevo plan óptimo. Ir al subpárrafo (b).

El anterior procedimiento requiere cambios en las entradas al programa DYNPRO de WASP, con el fin de reflejar los nuevos costos de gestión, luego de cada iteración. Para asegurar convergencia al plan óptimo, se recomienda que las políticas hidráulicas iniciales sobreestimen la contribución del componente hidráulico y que para las configuraciones iniciales se disminuyan un poco los costos de los combustibles. Así se garantiza la no optimalidad de planes que no incluyen las configuraciones que forman parte de los planes que considera el algoritmo de optimización. Este algoritmo puede ser particularmente útil cuando se quieren considerar simultáneamente más de dos secuencias de proyectos hidráulicos, lo que excede la capacidad de WASP. Una vez más, tiene el inconveniente de que no permite modelar efectos interanuales. El simulador que se emplee para Guri en conexión con este procedimiento debería entonces tratar a Guri como si su capacidad de regulación fuera únicamente anual.

5. COMENTARIOS SOBRE CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

Los criterios de confiabilidad que comúnmente se emplean, LOLP, ENS, reserva, etc., son generalmente más o menos arbitrarios y nacen más por razones históricas que como

consecuencia de un estudio detallado. En todo caso, tienen obvias implicaciones económicas, ya que el plan de expansión resulta más costoso en tanto sea más confiable. En general, para sistemas predominantemente hidráulicos, la satisfacción del criterio de confiabilidad en energía implica la satisfacción del criterio de confiabilidad de potencia, ya que a primera vista estos sistemas aparecen sobreequipados en capacidad, hasta cuando se considera la confiabilidad de energía, que está íntimamente relacionada con la aleatoriedad hidráulica. El sistema venezolano no es una excepción: con base en un 30% de reserva en WASP, se obtiene una confiabilidad de energía de un 3% y de potencia bastante mejor que el .55% (LOLP de dos días por año, que se ha utilizado tradicionalmente).

El nivel de confiabilidad de energía de un plan de expansión se obtiene haciendo uso de la fase de simulación de PLITER y se define mes a mes como la relación (en porcentaje) entre el número de secuencias hidrológicas sintéticas para las cuales se presenta racionamiento y el número total de secuencias. El nivel de confiabilidad de potencia del mismo plan de expansión se puede obtener con la ayuda de WASP (haciendo uso de los resultados de PLITER, véase el literal 4.9) y corresponde a la probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Este procedimiento se basa en una mejor representación de la aleatoriedad y del despacho hidráulicos en PLITER, que determinan la confiabilidad energética y de un mejor modelaje de la salida forzada de las unidades térmicas y del despacho térmico en WASP, que son determinantes en la obtención de la confiabilidad de potencia.

El costo de la energía no servida proporciona el significado económico de la confiabilidad. Es muy difícil a priori decir que el

criterio óptimo de confiabilidad para un sistema de potencia debe tener tal o cual valor. En todo caso es deseable analizar las implicaciones económicas de uno o de otro criterio, antes de optar por un valor determinado observando, por ejemplo, cómo varía el costo del plan de expansión (incluido el costo de la energía no servida), con la confiabilidad. El nivel óptimo de confiabilidad es el que corresponde al costo mínimo total: inversión, mas operación y mantenimiento, mas energía no servida.

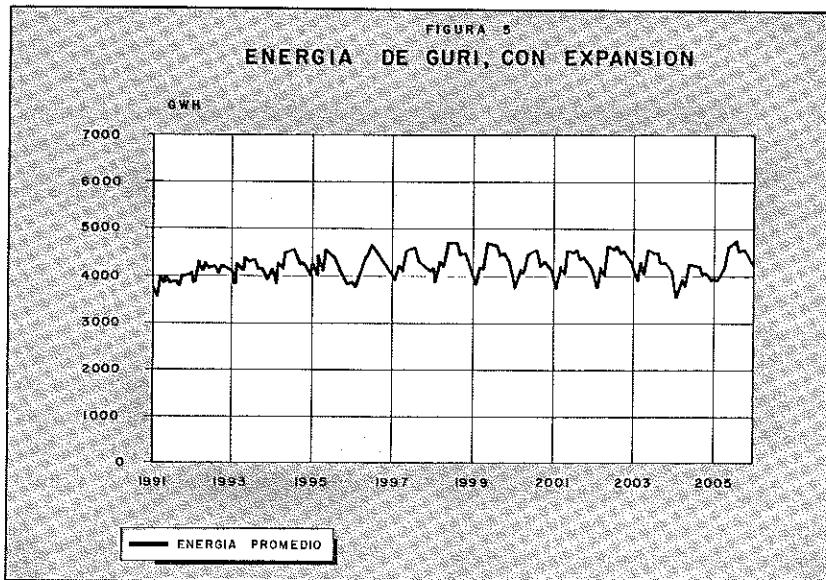
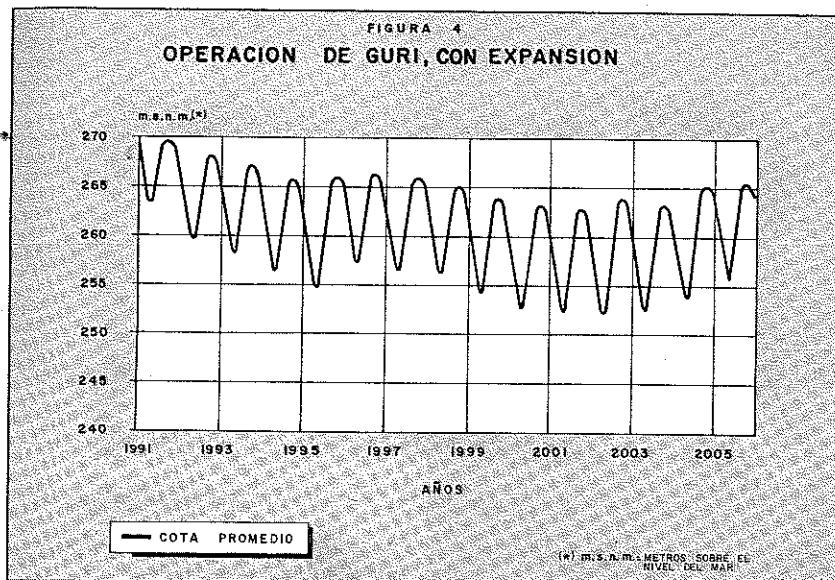
6. EJEMPLOS DE RESULTADOS

Las figuras 4, 5 y 6 ilustran resultados del programa PLITER relativos a la operación de Guri, que corresponde al plan óptimo de expansión. Un análisis preliminar de estos resultados puede dar alguna idea de la forma como la operación de Guri se adapta al crecimiento de la demanda y a la fecha de entrada de proyectos en la secuencia de expansión. Así, por ejemplo (Figura 5), la energía que produce Guri aumenta luego del año 1993, cuando el crecimiento de la demanda aumenta las exigencias sobre la producción energética de esta planta. Al mismo tiempo (Figura 6), luego de 1993 se incrementa la generación del sistema térmico. La entrada de un proyecto (Macagua) a partir de 1994 (Figura 4) detiene la tendencia decreciente en el contenido del embalse de Guri, como resultado de su aumento de generación.

Los anteriores análisis confirman una coherencia entre la operación de Guri (producidos por PLITER) y las decisiones de expansión (producidos por WASP).

7. ANALISIS BAJO RIESGO EN PRESENCIA DE INCERTIDUMBRES

El procedimiento de obtención de la secuencia óptima de



expansión que se indicó en la Sección 3 es determinístico en variables tales como la demanda y los costos de combustibles, que se sabe son aleatorias. Planificar para un escenario en estas condiciones implica un riesgo ocasionado por la posibilidad de que se dé un escenario alterno. En esta sección describimos una metodología para minimizar el riesgo que se utiliza en países como Chile y una adaptación de esta metodología al sistema venezolano.

El procedimiento busca minimizar el costo de tomar una decisión equivocada, lo que puede traducirse en un sobreequipamiento o un subequipamiento del sistema. Lo ilustraremos con un ejemplo.

La principal variable aleatoria es la demanda, para la cual suponemos dos escenarios: Medio (M) y Alto (A). Sea C_i el costo del plan i bajo el escenario e . Supongamos cuatro planes: 1, 2, 3 y 4. Como primer paso se construye la siguiente matriz de costos:

$$\begin{array}{cccc} C_{1,M} & C_{2,M} & C_{3,M} & C_{4,M} \\ C_{1,A} & C_{2,A} & C_{3,A} & C_{4,A} \end{array}$$

Si el plan i es el de mínimo costo bajo cualquier escenario, es un plan "sólido" (o "robusto"). Puede ocurrir, sin embargo, que no existan planes sólidos. En este caso identificamos para cada escenario el mínimo costo. Supongamos que el plan 2 es el óptimo bajo el escenario Medio y el 3 bajo el Alto. Se establece entonces la siguiente matriz de error:



ESCENARIO/ERROR

M	$C_{1,M} - C_{2,M}$	0	$C_{3,M} - C_{2,M}$	$C_{4,M} - C_{2,M}$
A	$C_{1,A} - C_{3,M}$	$C_{2,A} - C_{3,A}$	0	$C_{4,A} - C_{3,A}$

La alternativa de menor riesgo es la que minimiza el error. Nótese que $(C_{3,M} - C_{2,M})$ representa el costo de sobreequipamiento (se planifica para el escenario Alto y ocurre el Medio) y $(C_{2,A} - C_{3,A})$ el de subequipamiento (se planifica para el escenario Medio y ocurre el Alto).

Dado que la decisión de planificación más importante en éste momento tiene que ver con iniciar la construcción del proyecto Caruachi (el primer proyecto de envergadura que aparece en el plan de expansión), se puede emplear la anterior metodología conjuntamente con planes de expansión que impliquen sensibilidades con respecto a la decisión de cuándo Caruachi debe aparecer en el plan de expansión.

Esta metodología de análisis de riesgo no asigna probabilidades de ocurrencia a los escenarios y se dice que corresponde al criterio de Savage. Si se asignan probabilidades, se

denomina de Laplace. Chile utiliza el criterio de Savage.

8. CONCLUSIONES

La experiencia de este trabajo indica que, con un uso adecuado de herramientas complementarias existentes, puede ensamblarse una metodología adecuada de planificación. Como ventajas pueden mencionarse rapidez de implantación, mayor aceptación por parte de personal técnico y directivo, bajo costo, oportunidad de evaluar mejor las necesidades de nuevos desarrollos metodológicos y de software e implantación modular de estos desarrollos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento al ingeniero Juan Altamari, Gerente del Departamento

de Planificación de EDELCA, quien propuso el proyecto que dió lugar a este trabajo y lo apoyó en forma constante. El ingeniero Wladislav Kryzanowskyj, Gerente de la División de Sistemas Eléctricos de EDELCA, y la ingeniera Carolina Maggi, de la misma División, estuvieron a cargo de la gerencia del proyecto.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Oak Ridge National Laboratory, 1974, "Wien Automatic System Planning Computer Code", Rep. ORNL-4925.
2. Valoragua User's Guide [Manual para el Usuario de Valoragua].
3. Kuiper, John, y L. Ortalano, "A Dynamic Programming-Simulation Strategy for the Capacity Expansion of Hydroelectric Power Systems" [Una Estrategia de Simulación-Programación Dinámica para la Expansión de la Capacidad de los Sistemas Hidroeléctricos], Water Resources Research, diciembre de 1973, página 1497.
4. WIGPLAN User's Guide [Manual para el Usuario de WIGPLAN].

Expansion Planning in Venezuela Using Existing Programs

Rafael Campo, Manuel Tinoco*,
Jesús Blondel, Valdemar Andrade, Fernando Rodríguez**

1. INTRODUCTION

This article describes a provisional planning methodology for the Venezuelan electric system based on existing tools, and is part of a generation expansion planning study that is being carried out by the Planning Committee (see Section 2), with the objective of producing a report by the end of 1991. The Venezuelan system is mainly a hydraulic one, with a multi-annual regulation plant (Guri) that, at this time, generates over 65% of the national energy demand. The planning programs traditionally used, such as WASP III (1), have been designed for mainly thermal systems and are inadequate in representing predominantly hydro systems with reservoirs that have a considerable regulation. These programs, however, can be complemented with an optimal simulator for the operation of the hydrothermal system. For this, a locally developed prototype was modified to adequately represent the lower Caroní river chain, where the majority of the national hydraulic power generation is located, including Guri and the main candidate projects. The methodology is com-

plemented with the use of a multi-area planning program (WIGPLAN, see (4)), which allows the identity of the areas (or companies) that form the national system to be preserved and the representation of interconnection lines between them.

A description of the programs used and the proposed planning methodology are presented, as well as a discussion on the reliability criteria and the methodology adopted for risk analyses in the presence of uncertainties, particularly with regard to the increase of demand:

2 VENEZUELAN POWER SYSTEM

In 1988, the installed capacity in Venezuela was 17,755 MW, distributed in the following way:

Hydraulic Plants:	10,000 MW
Steam Plants:	4,770 MW
Gas Turbines:	2,854 MW
Diesel Plants:	131 MW

At the moment, four public electric utilities (CADAFAE, EDELCA, ENELVEN and ENELBAR) and seven private companies—of which ELECAR (Electricidad de

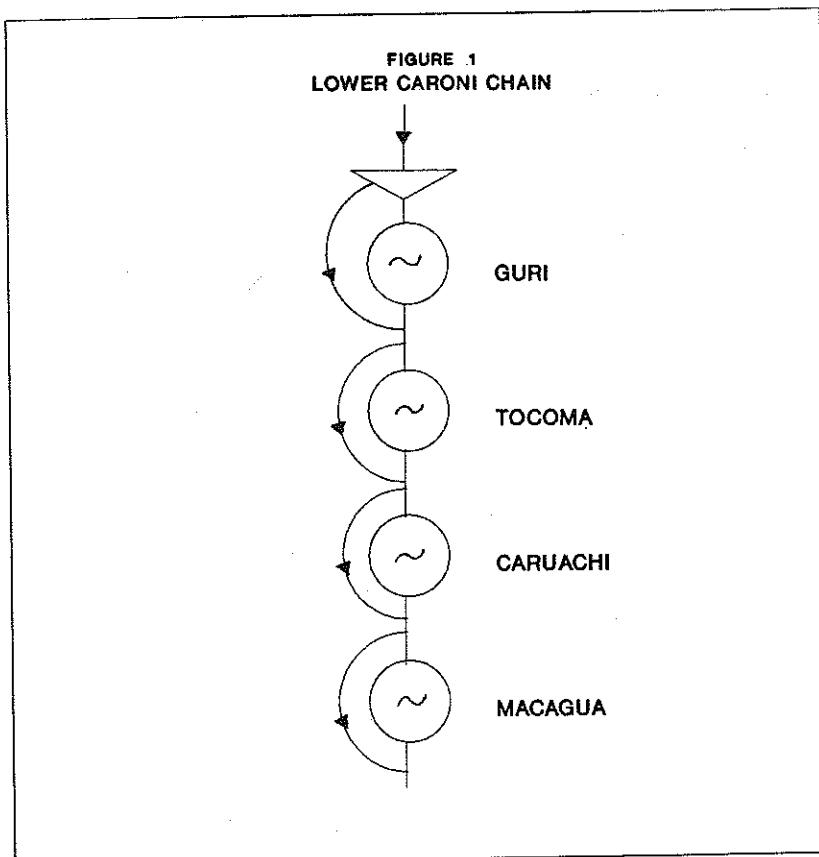
Caracas) is the most important one—exist in Venezuela. Almost all the power generation is concentrated in four companies: EDELCA, CADAFAE, ELECAR and ENELVEN. The coordination of the operation is carried out by OPSIS (Interconnected Systems Operation Office), an institute which in addition coordinates the preparation of expansion plans through a Planning Committee formed by representatives of these four companies and of OPSIS.

Hydraulic power generation is concentrated mainly on the Caroní river and belongs to EDELCA. CADAFAE has hydraulic developments of some importance, particularly in the western part of the country. The power generation produced by ELECAR and ENELVEN is mainly thermal.

The transmission lines of the National Interconnected System (NIS) are relatively long and with a relatively low load density. Power generation is concentrated in the eastern part of the country (where Guri is located) and large blocks of energy need to be transferred to the central and western zones. This means that reliability problems are critical.

* OLADE Technical Department Consultants.

** Planning Engineers EDELCA (Electrificación del Caroní).



3. BRIEF DESCRIPTION OF THE PROGRAMS USED

3.1 PLITER Program (Hydrothermal Dispatch)

PLITER produces an optimal (minimum cost) dispatch of the hydrothermal system, taking into account the randomness of the hydraulic inflows. For this, it uses Stochastic Dynamic Programming (SDP). Its time horizon is multi-annual, with a monthly resolution period. It uses as state variables the contents of the Guri reservoir (which are discretized) and the hydrologic tendencies, represented by the Caroní contribution for the previous period (month). The demand is represented by a monthly Load Duration Curve (LDC) in the form of a staircase. The Guri downstream reservoirs are represented as run-of-the-river, since their regulation peri-

od is lower than the PLITER resolution period (one month). The operational policies of CADAFE hydraulic plants (which are small in terms of installed capacity and of low regulation, in comparison to Guri) are established outside PLITER and are introduced as input data.

Within PLITER, hydro dispatch is carried out by "peak-shaving," bearing in mind, for each water volume that is run through Guri, the energy that can be produced there and downstream, which depends on the installed capacity and, therefore, on the entry date to the power system of the hydro units of Macagua (under construction), Caruachi and Tocoma. These last two are candidate projects (see Figure 1). The fact that the spilling of the reservoirs is channeled downstream is also taken into account.

The load duration curve that remains after the hydro "peak-shav-

ing", is dispatched by the thermal system, which is represented in an aggregated way by an increasing, convex curve of hourly generation costs versus MW. Rationing is represented by a thermal unit of unlimited capacity and with a "operating" cost that is higher than that of the most expensive thermal unit, whose unit value (US\$/KWh) increases according to the depth of rationing. Factors that take into account forced output and maintenance are applied to the nominal capacity of the units.

It should be emphasized that PLITER is a dispatch program and therefore does not optimize the expansion plan. For any given expansion plan, it indicates the best way to use the generation resources of the system.

PLITER includes a simulation phase that uses the optimal policies produced by the dynamic programming algorithm and synthetic hydrological sequences (that reproduce the statistical properties of the inflows), to obtain monthly statistics of important variables, such as the "mean" hydroenergy, as well as "firm" hydro generation corresponding to any probability of occurrence, expected rationing, average dispatch costs, expected generation per hydro plant and expected fuel consumption.

Average marginal water values can also be obtained for any reservoir content and hydrology of the previous month (estimating derivatives by increments).

The stochastic dynamic programming algorithm used in PLITER (backwards) requires knowing the costs at the end of the optimization period, in terms of the state variables. These costs can be found starting with a period of length equal to twice the one used in planning, assuming null final costs for this extended period and using in the optimization the values obtained at the end of the planning period.

3.2 WASP Program

In this section reference is made to the last version of the WASP program, WASP III.

WASP produces an optimal expansion plan (and several sub-optimal ones) based on input parameters. It consists of 6 modules:

- (a) LOADSY, that produces a representation of the demand in the form of a Load Duration Curve (LDC) which it converts then in the coefficients of a Fourier series.
- (b) FIXSYS, that describes the existing power system.
- (c) VARSYS, that describes the expansion alternatives.
- (d) CONGEN. For each period of the WASP horizon, CONGEN generates a series of feasible configurations for the power system. A feasible configuration is defined as the combination of power generation resources obtained based on the existing power system and the candidate projects, that satisfies certain reliability criteria, such as minimum reserve and, optionally, the loss of load probability, LOLP, calculated in an approximate way.
- (e) MERSIM. For each configuration generated by CONGEN, MERSIM simulates an optimal dispatch and, as a result, finds operation costs and reliability indeces, such as LOLP and the Expected Unserved Energy (EUE). The WASP thermal dispatch is detailed since it represents in a precise way the randomness of the forced output of the units through convolutions, which are calculated relatively fast thanks to the representation of the load duration curve by a Fourier series. As with PLITER, WASP represents rationing by a high cost thermal plant. For hydraulic plants, the energy

produced per period and per water condition (WASP allows up to 5) and the capacity associated with this energy are input data. WASP aggregates all hydraulic plants in two (high and low regulation) and dispatches them by "peak-shaving" under the load duration curve.

During dispatch, WASP attempts to use the entire hydro energy in order to avoid any spilling. This could cause the unloading of thermal units that have already been dispatched under the LDC. Thermal plants are dispatched in a merit order that might depend on costs.

WASP recognizes four types of hydraulic plants, according to their regulation: run-of-the-river, daily, weekly and seasonal regulation. WASP establishes the type of regulation of a plant based on certain input parameters (for example, the regulation volume). Each type of plant is dispatched trying to simulate the way in which it would be operated. In any case, WASP does not hold energy for any plant from one period (month) to the next. Consequently, the optimal dispatch of the hydro system should be obtained outside WASP, particularly for reservoirs with regulation period above one month (or the WASP period being used).

WASP simulates an optimal maintenance that attempts to levelize reserves. It should be noted that MERSIM is the module that requires the longest computer processing time. This time can be reduced by controlling the number of feasible configurations produced by CONGEN, through the so called "tunnel" constraints, which establish the maximum and minimum number of units that can be entered in one year for each candidate project (or type of project).

- (f) DYNPRO produces an optimal expansion plan (and, optionally, several sub-optimal ones), using dynamic programming.

WASP includes other modules, such as REMERSIM (that simulates an expansion plan) and REPROBAT (that produces reports). It is a package for general use that is widely used throughout the world.

It should be noted that the order in which candidate hydroelectric projects should be entered in each of the two sequences allowed by WASP constitutes an input datum. The program cannot change this order, though it can optimize the installation time of the projects in the sequence. This does not represent a serious limitation for the Venezuelan case, since the sequence of the installation of hydro projects is more or less established in the lower and higher Cárdenas, where most of the candidate hydraulic projects are located.

3.3 WIGPLAN Program

This program also produces an optimal expansion plan. Unlike WASP, it allows up to three areas to be identified and represents the inter-connecting flow between them. Thermal dispatch takes place using "cummulants", which makes it faster, and the hydro plants with regulation are dispatched by "peak-shaving" in a more simplified way than WASP does. For the Venezuelan case, the WIGPLAN multi-area capacity is particularly useful.

4. PROPOSED PLANNING METHODOLOGY

As can be seen from the brief description above on the programs available in Venezuela for expansion planning on a medium term basis, these are complementary, since none

of them has all the characteristics needed to be used by itself. Therefore, we propose the following algorithm, using PLITER, WASP and WIGPLAN.

4.1 For the expansion plan horizon, obtain an optimal dispatch of the hydro system using PLITER, without the inclusion of new projects. Make use of energies and capacities (corresponding to up to the 5 hydroconditions admitted by WASP, conveniently selected), as input data for WASP (see 4.9). For a first estimate, average values for hydro energy and capacity can be used.

4.2 Obtain an optimal expansion plan with WASP, using for Guri the operation policies obtained in 4.1. The energy and capacity for the lower Caroní projects (Macagua, Caruachi and Tocoma) can be obtained for each month following the procedure indicated in 4.9, with the Guri turbined flows (plus spilling if it occurs) that correspond to the energies and capacities used in 4.1.

4.3 With the expansion plan obtained in 4.2, make use

of PLITER to obtain a new dispatch of the hydro system (see 4.9).

4.4 Based on the dispatch of 4.3, obtain a new expansion plan with WASP.

4.5 Repeat 4.3 and 4.4 until the expansion plan no longer changes. As a verification, the operation costs as given by WASP and PLITER can be compared. This comparison can be used to refine the entry data that are common to both programs, such as hydraulic modelling, maintenance, LDCs, reserves (including spinning reserves), etc. It should be noted that since the representation of the hydraulic system is different in both programs, as well as the dispatch it cannot be expected that the operation costs will be the same.

4.6 Carry out an analysis of energy and power reliability with the optimal expansion sequence (see Section 5). Adjust the plan if necessary, in such a way that it satisfies the reliability criteria that were adopted.

4.7 With the expansion plan that was adjusted in 4.6, run WIGPLAN. Use the same hydro

energy and power of WASP (for both base and peak: see 4.9). The "areas" in the WIGPLAN correspond to companies in the Venezuelan system that must maintain an adequate reliability level. Verify that the interconnecting capacity between the companies is not violated and that adequate reserves and reliability exist per area (company). If this does not occur, one of the following actions can be taken:

- (a) Increase the transmission capacity.
- (b) Modify the generation expansion (change, for example, sites of the plants). In this case, WASP can be used to obtain new optimal expansion sequences.
- (c) A combination of (a) and (b).

Note: it is possible that through re-dispatches some of the violations can be corrected, both of exceeding transmission capacity as well as of inadequate reliability in some of the areas.

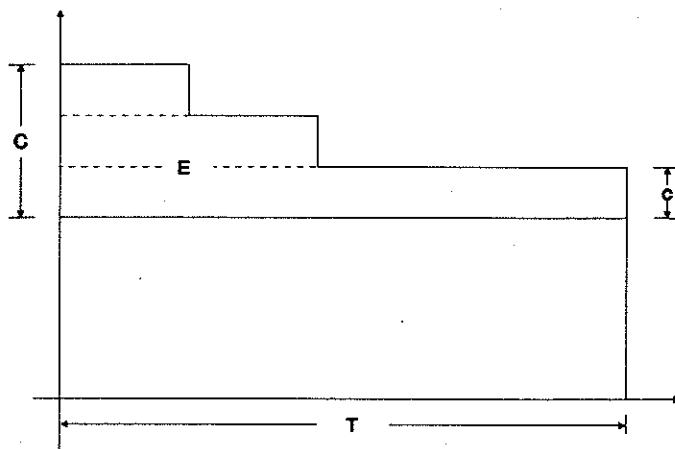
4.8 Carry out a risk analysis in the presence of uncertainties with regards to "critical" variables, particularly in terms of the increase of demand (see Section 7).

4.9 Interface PLITER-WASP and WASP-WIGPLAN

The way in which the output results of PLITER (hydro capacity and energy per project, per period) can be introduced to WASP are indicated for each project, for each one of the hydro conditions allowed by WASP. These hydro conditions are conveniently defined, together with their probabilities of occurrence, based on the results of the PLITER simulation phase. Average values for hydro capacity and energy can be used as a first estimate.

- (a) The CADAFE hydro projects, which are small in comparison to the Caroní ones, are dispatched in the base when they are run-of-the-river, or in the peak when they have some regulation capacity.

FIGURE 2
EXAMPLE OF GURI DISPATCH WITH PLITER



- (b) The procedure for Guri is illustrated with an example. Suppose that the optimal operation policy for Guri, as obtained by PLITER, produces the results that appear in Figure 2.

The input to WASP is then indicated in Figure 3, where EP is peaking energy, EB the base energy, c the base capacity and C - c the peak capacity. C is the installed capacity in Guri. The Guri parameters are defined in such a way that WASP will take it as a plant with seasonal regulation. Since Guri has a multi-annual regulation, several equivalent annual projects need to be introduced using FIXSYS. This PLITER-WASP interface methodology is similar to that suggested by the VALORAGUA (2) manual for the interface between VALORAGUA and WASP, though it should be noted that the VALORAGUA User's Guide only indicates the use of average values, which might not be satisfactory for some power systems, particularly when there is a high variability in the results of the simulation of the hydrothermal dispatch program.

(c) Guri Downstream Projects

It is attempted to guarantee for WASP to dispatch these projects in the same way as PLITER does. For this, their regulation parameters are defined in such a way that they appear to be seasonal to WASP.

Input hydro energy and capacity to WIGPLAN can be determined on the basis of the way in which WASP dispatches aggregates of hydro plants, both in base and at peak. The input to WIGPLAN would then be the output of WASP.

4.10 Optimality Checking and Alternative Algorithm

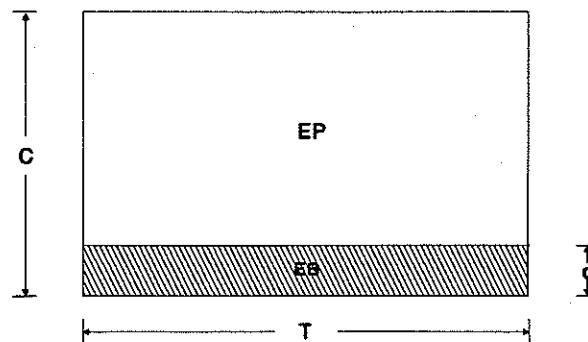
In order to verify that the previous algorithm does indeed produce the optimal expansion sequence, an alternative initial plan can be used where the candidate hydro projects are introduced with their "firm" energies. This initial plan tends to favor a thermal expansion, since it underestimates the contribution of the hydro component, as opposed to the initial plan indicated in 3.1 which maximizes the hydro component for the first few years and for the first iterations. The optimal sequences produced after obtaining convergence of both initial plans should coincide in order to guarantee optimality.

It should be noted that the previously described procedure can be adapted to reproduce the methodology of the DYPREX program used in Colombia, which is based on work carried out by Kuiper and Ortolano (3). WASP is used to produce configurations and candidate sequences. Another program is used to simulate

the optimal operation of Guri on an annual basis, to obtain operation costs of the configurations of the "optimal" sequence under analysis. As with DYPREX, interannual effects cannot be modelled. The algorithm would be the following:

- Using estimated initial operation policies, obtain with WASP an optimal expansion plan. Place labels on the configurations on the optimal sequence.
- For configurations on the optimal sequence that have been labelled, obtain the optimal operation of Guri with the help of the simulator and later remove the label of these configurations. This process changes their operation costs. Convergence to the optimal plan is obtained when all the configurations on the optimal sequence no longer have a label.
- With the new operation costs determined in (b), obtain a new optimal plan. Go to (b).

FIGURE 3
EXAMPLE OF INPUT TO WASP



The previous procedure requires changes in the inputs to WASP's DYNPRO program in order to reflect the new operation costs after each iteration. In order to ensure convergence to the optimal plan, it is recommended that for the initial configurations, hydro policies overestimate somewhat the contribution of the hydro component and that fuel costs be somewhat reduced. Thus, non-optimality can be guaranteed of plans that do not include configurations that belong to plans already considered by the optimization algorithm. This algorithm can be particularly useful when one wants to simultaneously analyze more than two sequences of hydro projects, something that surpasses the capacity of WASP. Once more, the drawback is that it does not allow interannual effects to be modelled. The simulator used for Guri in this procedure should then treat Guri as if it had only annual regulation capacity.

5. COMMENTS REGARDING RELIABILITY CRITERIA

The reliability criteria most often used—LOLP, EUE, reserve margin, etc.—are generally more or less arbitrary and have originated more due to historical reasons than as a consequence of detailed studies. In any case, they have obvious economic implications, since the expansion plan becomes more expensive the more reliable it is. In general, for predominantly hydro systems, the fulfillment of the energy reliability criteria involves satisfying the capacity reliability criteria since, at first sight, these systems appear to be over-equipped in terms of capacity until energy reliability is considered, which is closely related to hydro randomness. The Venezuelan case is no exception: based on 30% of reserve margin in WASP, 3% is obtained for energy reliability, as well as better than .55% for capacity reliability.

This value corresponds to an LOLP of 2 days per year, which has been traditionally used.

The energy reliability level in an expansion plan can be obtained using the simulation phase of PLITER. For each month, the relation (in percentage) between the number of synthetic hydrological sequences for which rationing is observed and the total number of sequences is determined. The capacity reliability level for the same expansion plan can be obtained with the help of WASP (using the results of PLITER, see Section 4.9) and corresponds to the loss of load probability (LOLP). This procedure is based on a better representation of the hydraulic randomness and of the hydro dispatch in PLITER, which establishes the energy reliability and a better modelling of the forced outage of the thermal units and of the thermal dispatch made by WASP, which determines capacity reliability.

The economic significance of reliability is given by the cost of unserved energy. It is difficult to establish beforehand any given appropriate value for the reliability of a power system. In any case, it is recommended that the economic implications of any given criterion be analyzed before choosing a particular value, observing for example how the cost of the expansion plan (including the cost of unserved energy) varies with reliability. The optimal reliability level corresponds to the total minimum cost: investment plus operation and maintenance, plus cost of unserved energy.

6. EXAMPLES OF RESULTS

Figures 4, 5, and 6 illustrate the results of the PLITER program with respect to the operation of Guri, which pertains to the optimal expansion plan. A preliminary analysis of these results can provide an idea of how the operation of Guri adapts

itself to demand growth and the start-up of projects in the expansion sequence. For example (Figure 5), the power produced by Guri increases after the year 1993, when demand growth increases the demand on the power production of this plant. At the same time (Figure 6), after 1993, thermal system generation increases.

The commissioning of a project (Macagua) beginning in 1994 (Figure 4) halts the downward trend in the contents of Guri's reservoir, as a result of generation increase.

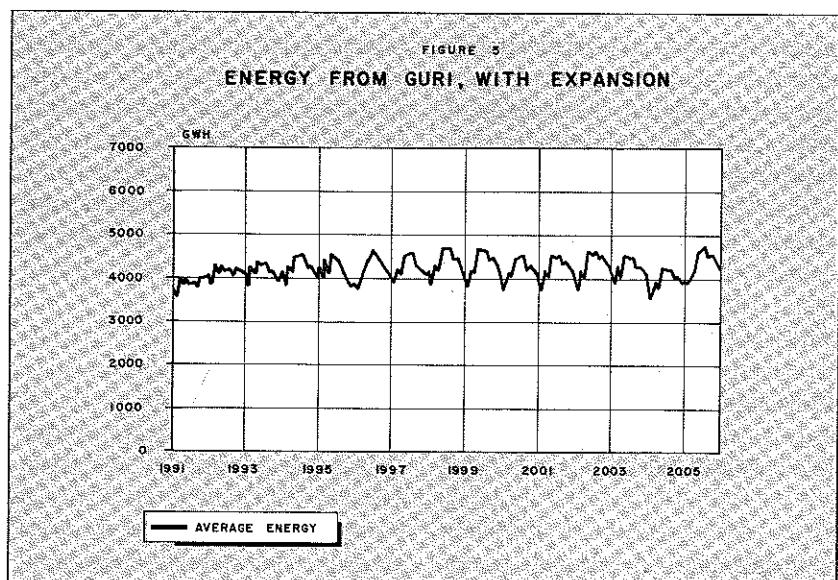
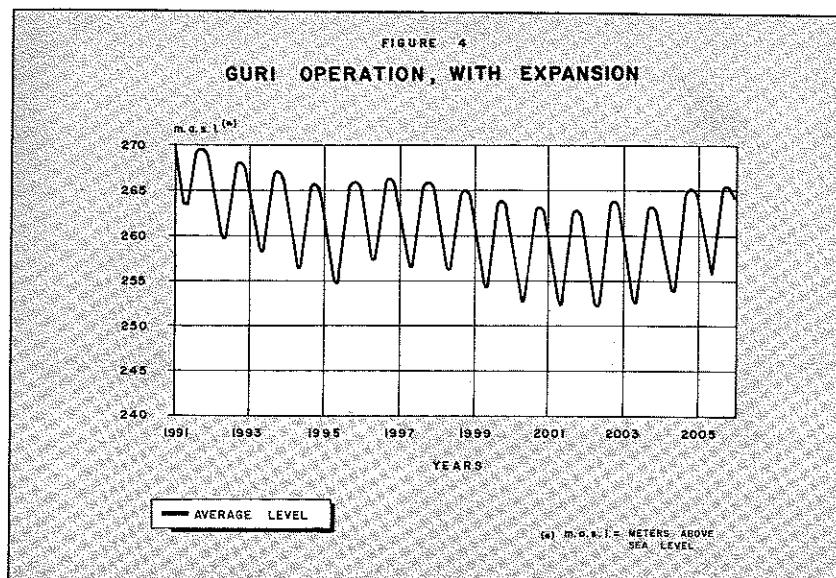
The preceding analyses confirm the coherence between the operation of Guri (produced by PLITER) and expansion decisions (produced by WASP).

7. RISK ANALYSIS IN THE PRESENCE OF UNCERTAINTIES

The procedure to obtain the optimal expansion sequence indicated in section 3 is deterministic for variables such as demand and cost of fuels which, as is known, are random. Planning for a scenario under these conditions involves a risk caused by the possibility that an alternative scenario takes place. In this section we describe a methodology to minimize this risk that has been used in countries such as Chile, and an adaptation of this methodology to the Venezuelan system.

The procedure to be described attempts to reduce the risk of making a wrong decision that could be translated into the over or under-equipping of the system. We will illustrate it with an example.

The main random variable is demand, for which we assume two scenarios: Medium (M) and High (A). C_{ie} would be the cost of plan i under scenario e. Suppose that there are four plans: 1, 2, 3 and 4. As a first step, the following cost matrix is established:



$$\begin{matrix} C_{1,M} & C_{2,M} & C_{3,M} & C_{4,M} \\ C_{1,A} & C_{2,A} & C_{3,A} & C_{4,A} \end{matrix}$$

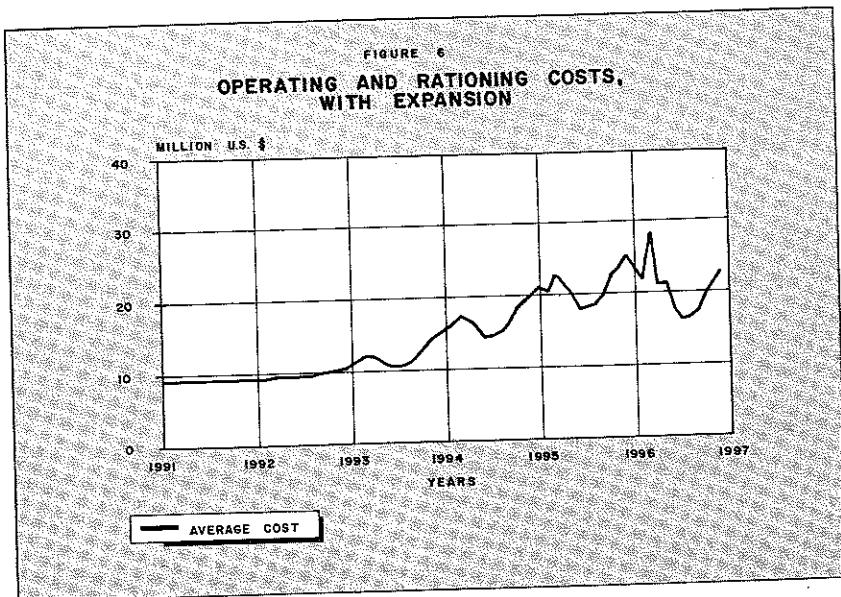
If plan i is the one with the lowest cost in any scenario, it is a "robust" plan. There might not be, however, any robust plan. In this case we would identify the minimum cost for each scenario. Suppose that plan 2 is the optimal one under the Medium scenario and plan 3 the optimal one under the High scenario. The following error matrix is then established:

SCENARIO/ERROR					
M	$C_{1,M} - C_{2,M}$	0	$C_{3,M} - C_{2,M}$	$C_{4,M} - C_{2,M}$	
A	$C_{1,A} - C_{3,M}$	$C_{2,A} - C_{3,A}$	0	$C_{4,A} - C_{3,A}$	

The alternative with the lowest risk is then the one that minimizes errors. It should be noted that ($C_{3,M} - C_{2,M}$) represents the cost of over-equipping (plans are made for the High scenario and the Medium scenario occurs) and ($C_{2,A} - C_{3,A}$) the cost of under-equipping (plans are

made for the Medium scenario and the High one occurs).

Since the most important planning decision at this moment has to do with beginning the construction of the Caruachi project (the first major project that appears in the expansion plan), the previous



methodology can be used along with expansion plans that involve sensitivity with regard to the decision of when Caruachi should appear in the expansion plan.

This risk analysis methodology does not assign probabilities of occurrence to the scenarios. It is said that it corresponds to the Savage criterion. If probabilities are assigned, it is known as the Laplace criterion. Chile uses the Savage criterion.

8. CONCLUSIONS

The experience in this study indicates that with adequate use of existing complementary tools, an ade-

quate planning methodology can be put together. The advantages that could be mentioned are quick implementation, easier acceptance on the part of the technical and executive staffs, low cost, opportunity to better evaluate the needs for new methodologies and software and modular implementation of these methodologies.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors want to express their appreciation to Mr. Juan Altimari, Director of the EDELCA Planning Department, who proposed the project that made this study possible and who continuously supported

it. Mr. Wladislaw Kryzanowskyj, Manager of the EDELCA Electric Planning Systems Division and Ms. Carolina Maggi, from the same division, were in charge of managing the project.

REFERENCES

1. Oak Ridge National Laboratory, Wien Automatic System Planning Computer Code. Rep. ORNL-4925, 1974.
2. Valoragua User's Guide.
3. Kuiper, John and L. Ortolano, "A Dynamic Programming-Simulation Strategy for the Capacity Expansion of Hydroelectric Power Systems," Water Resources Research, December 1973, page 1497.
4. WIGPLAN User's Guide.

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 hidraulicidad 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 hidraulicidad.

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 hidraulicidad son desfavorables. Es el volumen de agua almacenado en el

FIGURA 1
DEMANDAS MENSUALES
POR 5 PERIODOS HORARIOS

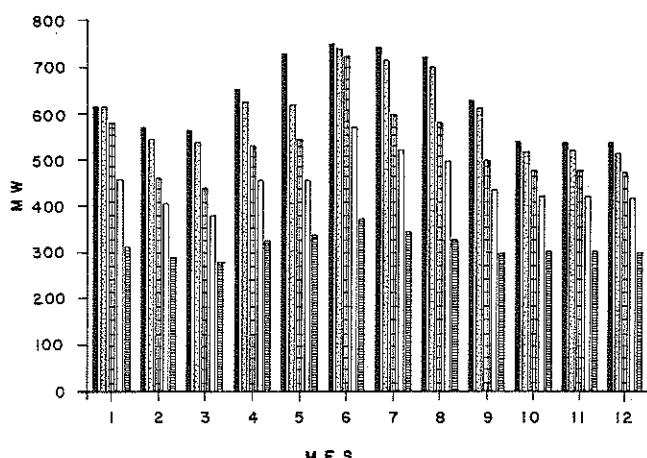
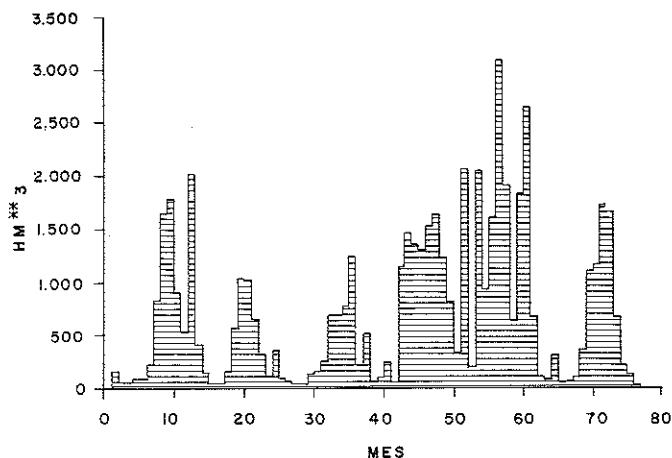


FIGURA 2
APORTES HIDRAULICOS MENSUALES
POR 6 AÑOS



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.

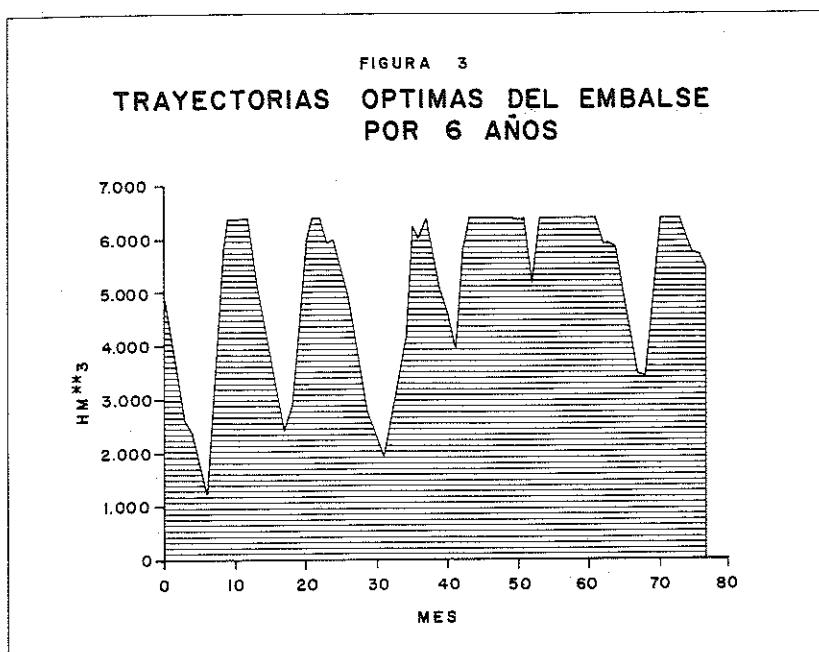
El resto de los equipos está constituido por centrales de vapor, que funcionan con fuel oil, cuya potencia total es de 300 MW, y por turbinas de gas, de una potencia total

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 un 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
Demandas 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 expectation 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

FIGURE 1
MONTHLY DEMANDS
FOR 5 HOUR PERIODS

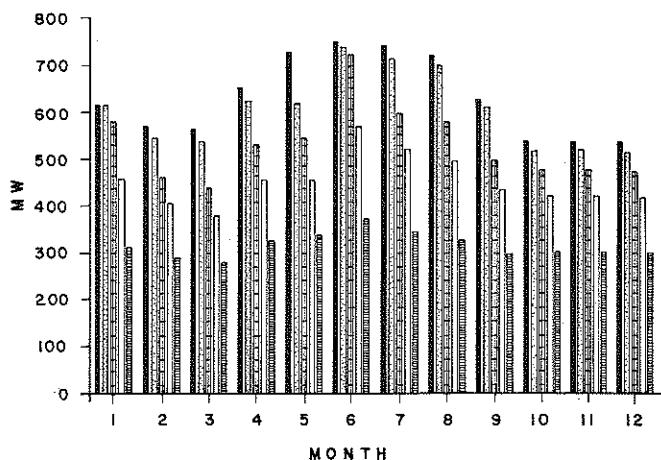
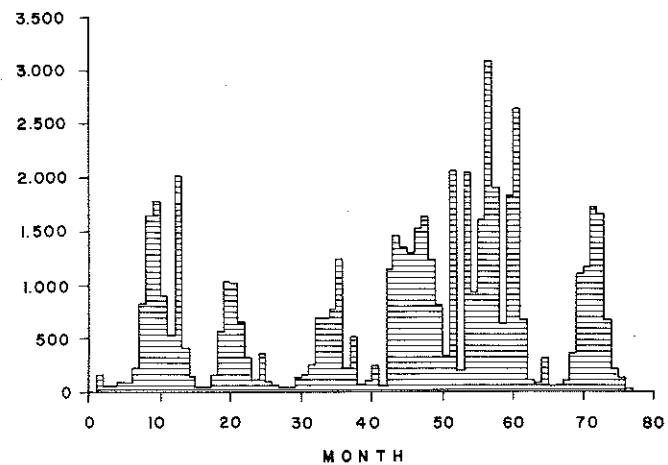


FIGURE 2
MONTHLY WATER INFLOWS
FOR 6 YEARS

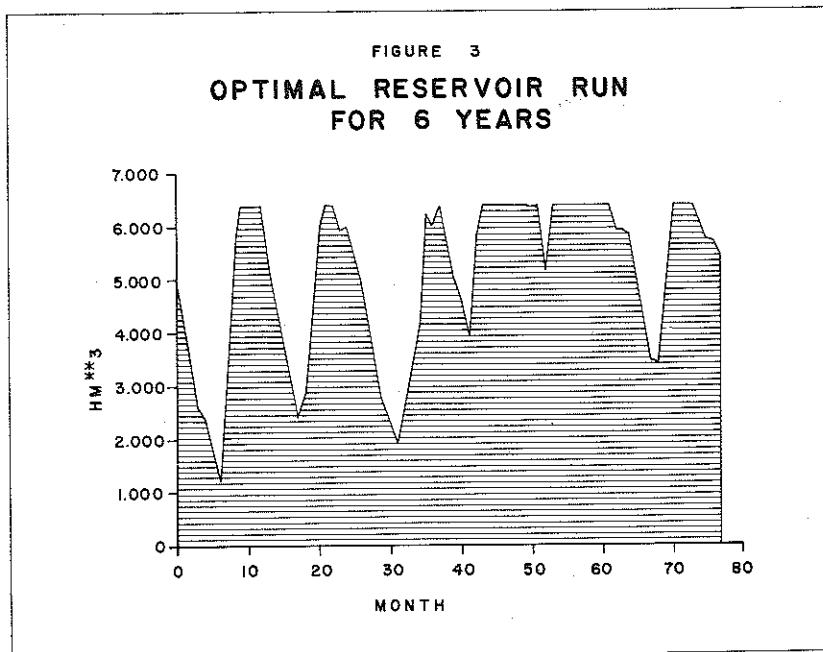


management that attempts to follow an average sequence would be far removed from optimal values. During the summer, when there are little inflows and no risk of spilling, the reservoir will fill up as much as possible and achieve a greater capacity. Since maximum demand occurs

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 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.

Expansión del Sistema de Generación Eléctrica con Costos Marginales Crecientes

Affonso M. F. Silva, Jorge Trinkenreich, João C. R. Albuquerque*

1. ASPECTOS GENERALES

El Modelo RANKING ha sido desarrollado como una herramienta de análisis para la expansión óptima de un sistema generador predominantemente hidroeléctrico, cubriendo dos aspectos esenciales de la planificación:

- Establecer la priorización técnico-económica de las plantas hidro y termoeléctricas. Esta priorización se hace según una relación costos-beneficios, que considera el costo incurrido por la incorporación de una planta (o grupo de plantas) al sistema eléctrico existente y el beneficio representado por la correspondiente ganancia de energía firme (o garantizada) añadida al sistema.
- Formular programas alternativos de generación de acuerdo con los requisitos del mercado de energía eléctrica del sistema, considerando el catálogo de proyectos y sus respectivos índices de costos-beneficios determinados por el modelo.

En realidad, el mencionado índice resulta de una relación incremental respecto al sistema de costos y de beneficios que corresponden a un aumento de producción y, por lo tanto, a una evaluación

aproximada del costo marginal de expansión del sistema de generación eléctrica.

Por esta circunstancia el resultado de la priorización es una secuencia de proyectos que llevan la expansión del sistema generador con costos marginales crecientes (en general expresados en dólares por MWh).

Debe observarse que, en la etapa de planificación en la cual se inserta el RANKING, se considera que la expansión del sistema de generación eléctrica se hace por bloques progresivos de capacidad generadora firme debido a la incorporación de plantas, sin tomar en cuenta la variación continua y la cronología del mercado eléctrico.

Se puede comprobar que esta simplificación respecto al mercado no afecta la priorización de los proyectos establecida por los respectivos costos marginales crecientes, siempre y cuando dichos proyectos sean totalmente absorbidos por el mercado eléctrico en lapsos relativamente cortos.

De este modo, obtenida la secuencia óptima de los proyectos según los costos marginales crecientes, la etapa siguiente busca determinar las fechas de entrada en operación de dichos proyectos, tomando en cuenta las proyecciones

actualizadas del mercado de energía eléctrica y analizando los efectos debidos a la incertidumbre de las principales variables involucradas.

2. BREVE DESCRIPCION DEL MODELO RANKING

Es conocido el hecho de que los beneficios varían de acuerdo con los tipos de proyectos y lo mismo sucede con los costos.

El índice adoptado considera los incrementos anuales de costos y de energía firme, debidos a la incorporación del proyecto (o grupo constituido por combinaciones permitidas de proyectos) que se va a evaluar en el sistema de generación.

Es conveniente notar que, en un sistema predominantemente hidroeléctrico, los beneficios energéticos aportados por los proyectos al sistema, por lo general, varían en función de la secuencia de su incorporación. En efecto, una nueva central hidroeléctrica introduce cambios en las reglas operativas de los embalses existentes aguas arriba y abajo; mientras, para un nuevo proyecto termoeléctrico, los costos esperados de combustibles dependen de los niveles de regulación de los caudales y, por consiguiente, de la energía secundaria existente por "afirmar", o sea, garantizar.

*Los autores son funcionarios del Área de Planificación e Ingeniería de ELETROBRAS

Respecto al incremento del costo anual debido a la adición del proyecto, hidro o termoeléctrico, se determinan diferentes franjas de costo en términos de anualidades, utilizándose una tasa de descuento prefijada y las vidas útiles de los proyectos. Los principales costos considerados son:

- **Inversiones de capital:** En la construcción de las plantas y en líneas de transmisión asociadas que conectan dichas plantas a los centros de carga. Los renglones referentes a medio ambiente se pueden desglosar de los presupuestos para efecto de análisis a través del modelo de repercusiones respecto al índice de costos-beneficios.
- **Costo de combustibles:** Para las plantas termoeléctricas, corresponde el gasto de combustibles asociado con la esperanza matemática de generación térmica. En cuanto a las plantas
- **Operación y mantenimiento:** En función del tamaño y tipo de planta.
- **Costo debido a la equiparación de los niveles de instalación de las plantas eléctricas:** Ello permite comparar plantas con diferentes factores de capacidad, añadiendo o retirando, de acuerdo con su integración al sistema, el costo tipo de unidades generadoras de punta que se han establecido anticipadamente, por ejemplo, turbinas de gas.
- **Costo debido a la variación de la reserva operacional del sistema eléctrico:** Estos toman

CUADRO 1

CUENCA/PROYECTO	POTENCIA-MW	INVERSIÓN-10 US\$ (*)
- TOCANTINS		
■ CAROLINA	1344	1876.6
■ PEIXE	1141	927.0
- S. FRANCISCO		
■ FORMOSO	300	240.1
■ QUEIMADO	113	122.2
- JEQUITINHONHA		
■ IRAPE	450	927.0
■ JEQUITINHONHA	198	211.3
■ BERILO	47	79.5
- PARANAIBA		
■ PAULISTAS	75	102.7
- RIBEIRA		
■ DESCALVADO	123	198.8
■ TIJUCO	70	107.2
- URUGUAI		
■ MACHADINHO	1200	633.5

(*) Excluyendo interés durante la construcción y transmisión asociada.

en cuenta los diferentes niveles de confiabilidad del sistema en función de la naturaleza de las plantas propuestas con diferentes tamaños y números de unidades generadoras y sus respectivos factores de disponibilidad. Por lo general, en esta etapa de planificación, en lugar de la conocida metodología Loss of Load Probability (LOLP), es decir la Probabilidad de Pérdida de Carga, se utiliza una curva empírica para los requerimientos de reserva, en función de la demanda y de la composición hidrotérmica del parque generador.

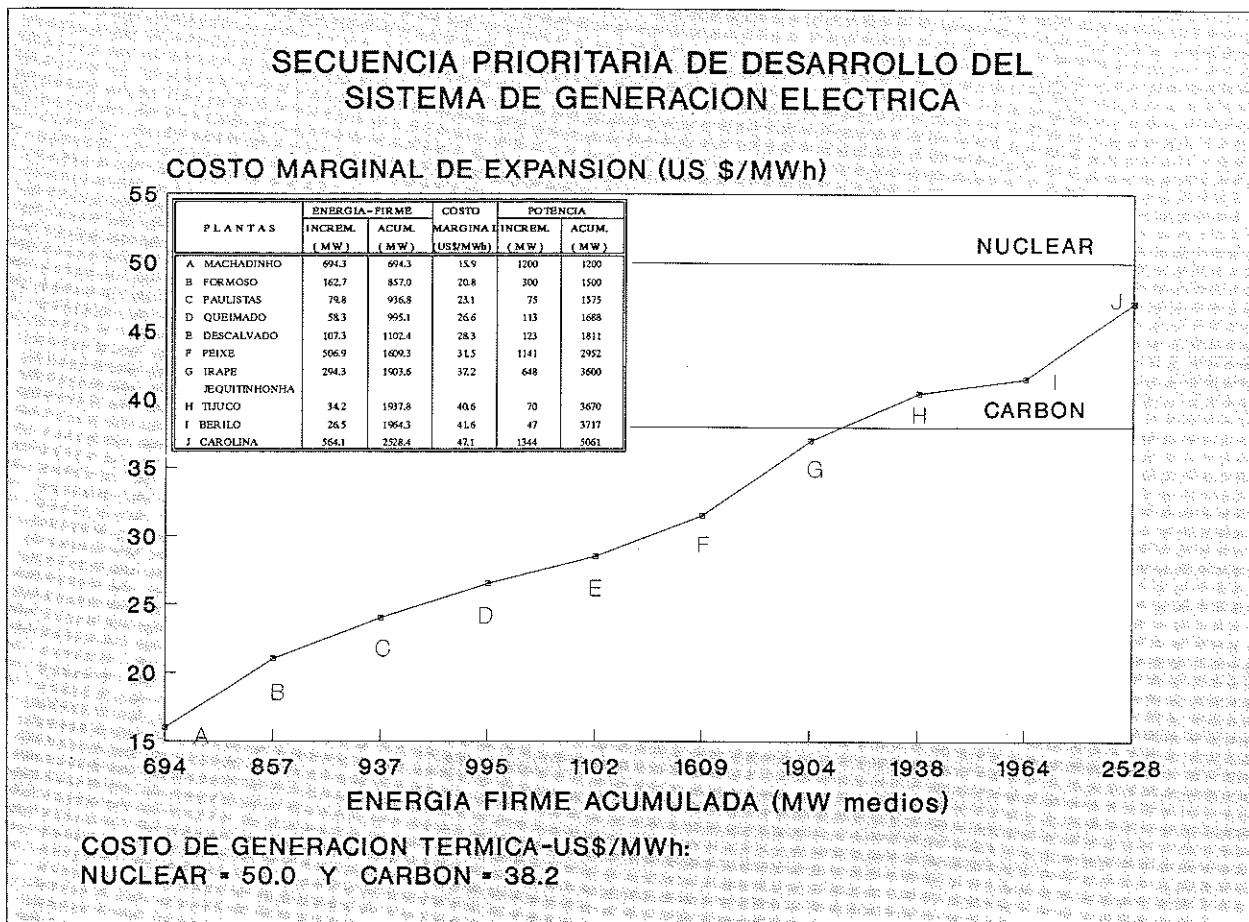
A su vez, el incremento de energía firme y las esperanzas de generaciones térmicas que se van a utilizar son determinados por las diferencias de resultados entre las simulaciones del sistema eléctrico, con o sin el proyecto (o grupo) en análisis.

La simulación del sistema eléctrico se realiza a través de un método simplificado, puesto que las plantas hidroeléctricas son representadas en forma equivalente por una sola planta con un solo embalse.

La política de operación adoptada para las diferentes clases de térmicas es establecida por curvas típicas de operación ("rule curve operation"), o a través de programación dinámica estocástica para operación óptima ("optimal operation").

En resumen, el modelo determina, para dichos fines, el período crítico, la energía firme y, a la vez, las esperanzas de generación térmica para cada clase de plantas termoeléctricas y la energía hidroeléctrica "afirmada" por la operación de complementación térmica.

Se empieza el proceso de elección de la secuencia prioritaria con la selección del proyecto (o grupo de proyectos), con el menor índice de costos-beneficios, el cual, una vez identificado, es defini-



tivamente agregado al sistema eléctrico y, entonces, el proceso se repite buscando lograr un nuevo proyecto de menor costo, y así en adelante, hasta terminar con todos los proyectos disponibles. Asimismo, se subraya el hecho de que en cada fase de selección se agota el análisis de la incorporación de todos los proyectos (o grupo de ellos) candidatos a la expansión del sistema.

El resultado final es una secuencia de proyectos hidro o termoeléctricos, en orden de prioridad, con índices de costos-beneficios crecientes, o sea, costos marginales de expansión crecientes para el sistema de generación eléctrica.

Aunque no se consideran las restricciones financieras en la evaluación de la secuencia prioritaria, ésta se acerca al punto óptimo si el tama-

ño de las plantas eléctricas es pequeño en comparación con los incrementos de carga al sistema eléctrico.

Entonces, puede decirse que dicha secuencia es la de costo mínimo en término de valor actual y constituye una primera base para la formulación de alternativas de expansión del sistema de generación.

La labor que se realiza, en una etapa posterior, es la búsqueda de la alternativa de expansión óptima acorde a las proyecciones de energía y potencia actualizadas para el mercado y así determinar la programación óptima, o sea, las fechas y los cronogramas de implementación de los proyectos ya priorizados.

Aunque se le ha dado mayor importancia al Modelo RANKING en el área de planificación, con-

vendría señalar su capacidad de apoyo a la optimización del diseño de las plantas, permitiendo conocer la variación en las prioridades de los proyectos y, por consiguiente, en los costos marginales para diferentes niveles de almacenamiento (storage use), potencia instalada y costos incurridos por inversión en obras de disminución de los impactos ambientales.

3. PRINCIPALES RESULTADOS DEL MODELO

Como resultado final, se obtiene un listado de las plantas integrantes del catálogo, según el orden de priorización, o sea, la ordenación o "RANKING" de las plantas eléctricas propuestas para la expansión del sistema eléctrico.

También se obtiene del modelo la estimación de los costos marginales crecientes de expansión del sistema generador.

En la gráfica adjunta, se puede apreciar un ejemplo de aplicación del modelo al sistema eléctrico interconectado de Brasil, en la cual se visualiza la secuencia prioritaria de los proyectos según los respectivos costos marginales crecientes para un catálogo de once proyectos hidroeléctricos propuestos. Los costos de referencia de generación térmica a base de carbón y nuclear son también indicados en la gráfica. En el cuadro 1 se presentan los datos principales de los proyectos hidroeléctricos sometidos al modelo.

4. PROCESO

- Capacidad: 300 plantas hidroeléctricas, 10 clases de plantas termoeléctricas y serie hidrológica de 50 años de caudales mensuales en los sitios de las presas.
- Tiempo: 3 minutos de CPU en la computadora IBM-4381 para el caso de 273 plantas hidroeléctricas, siendo 178 propuestas a la incorporación al sistema eléctrico y dos clases de termoeléctricas. En una microcomputadora del sistema XT/4.77 MHZ se requieren cinco minutos de procesamiento para el caso de seis plantas hidroeléctricas, siendo cinco propuestas y cuatro clases de termoeléctricas.

5. INFORMACION BASICA

Para la aplicación del modelo se requiere la siguiente información básica:

- **Datos económicos:** tasas de cambio y de interés y vida útil de las plantas e instalaciones de transmisión.
- **Datos típicos del sistema de suministro de energía eléctrica:** factor de carga medio previsto.
- **Datos hidrológicos:** registro histórico de los caudales promedios mensuales y evaporación en cada sitio de las plantas hidroeléctricas.
- **Características físicas y operativas de las plantas existentes, programadas y en estudio:** formulario específico para cada tipo de planta hidroeléctrica y termoeléctrica y guía de llenado correspondiente.
- **Costos de inversiones:** de acuerdo con los presupuestos de las plantas incluyendo o no la transmisión asociada e intereses durante el período de construcción. Además de eso, se requiere el costo típico o patrón por unidad de potencia, admitido para unidades generadoras típicas de suministro de punta y de reserva operacional.
- **Costo de combustibles:** precios de referencia para cada tipo de combustible y respectivos poderes caloríficos promedios.
- **Costos de operación & mantenimiento (O&M):** costos fijos, estimados por unidad de potencia de las plantas.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Arvanitidis, N.Y., Rosing, J., "Optimal Operation of Multi Reservoir Systems Using Composite Representation" [Operación Optima de Sistemas de Reservorios Múltiples Utilizando Representación Compuesta], IEEE Transactions, PAS, Vol. 89, febrero de 1990.
2. Scherer, C.R., *Estimating Electric Power Systems' Marginal Costs* [Estimando los Costos Marginales de los Sistemas de Energía Eléctrica], North-Holland Publishing Company, 1977.
3. Boiteux, M., *The Choice of Plant and Equipment for the Production of Electric Energy in Marginal Cost Pricing in Practice* [La Elección de Planta y Equipamiento para la Producción de Energía Eléctrica en la Fijación de Precios con Costos Marginales en la Práctica], Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1964.
4. CEPEL/ELETROBRAS, *Modelo de Programación Dinámica Estocástica para Operación de Sistemas Hidrotérmicos* [Modelo de Programación Dinámica Estocástica para la Operación de Sistemas Hidrotérmicos], Informe Técnico, CEPEL, No. 144, Rio de Janeiro, 1977.
5. Simpson, D., y J. Walker, "Extending Cost-Benefit Analysis for Energy Investment Choices" [Extender el Análisis de Costos-beneficios para las Elecciones de Inversión Energética], Energy Policy, junio de 1987.
6. Lecaillon, J., *Les Fonctions de Cout en Analyse Microéconomique* [Las Funciones de Costo en el Análisis Microeconómico], Nouvelle Edition, París, 1985.
7. Ray, A., *Cost-Benefit Analysis: Issues and Methodologies* [Análisis de Costos-beneficios: Temas y Metodologías], Banco Mundial, Washington, D.C., 1986.

Expansion of the Power Generation System with Rising Marginal Costs

Affonso M.F. Silva, Jorge Trinkenreich, João C.R. Albuquerque*

1. GENERAL ASPECTS

The RANKING model has been developed as an analytical tool for the optimal expansion of a predominantly hydropower generation system and covers two essential planning aspects:

- To establish the technical and economical priorities of hydropower and thermoelectric plants. This is carried out using a cost-benefit ratio, which takes into account the cost stemming from the incorporation of an additional power station (or group of stations) to an existing power system and the benefit gained from the corresponding firm (or guaranteed) energy added to the system.
- To formulate alternative generating programs in keeping with market needs for electrical power from the system, considering the list of projects and their respective cost-benefit indices determined by the model.

In fact, the aforementioned index results from an incremental cost-benefit ratio corresponding to an increase in production and, therefore, to an approximate evaluation of the marginal cost of expanding the power generation system.

Because of this, the result of the priority process is a series of projects implementing an expansion of the generation system with rising marginal costs (generally expressed in U.S. dollars per MWh).

At the planning stage in which RANKING is introduced, one should bear in mind that expansion of the electricity generation system is carried out by progressive blocks of firm generating capacity due to the incorporation of power stations, without taking into account the continual fluctuations and chronology of the electricity market.

It can be confirmed that this market simplification does not affect the setting of priorities for established projects owing to their respective rising marginal costs, as long as the projects are absorbed by the electricity market in relatively short time periods.

In this way, once the optimal sequence of projects is achieved according to rising marginal costs, the following stage seeks to determine the date of the project's commissioning, taking into account updated forecasts of the electrical power market, as well as analyzing the effects due to the uncertainty of the variable principles involved.

2. BRIEF DESCRIPTION OF THE RANKING MODEL

It is a known fact that benefits vary according to the type of project. The same occurs for costs.

The adopted index considers the increases both in annual costs and in firm energy, as a result of the incorporation of a project (or a group consisting of permitted combinations of projects) that is going to be added to the power generation system.

It should be noted that, in a predominantly hydropower system, the energy benefits brought to the system by the projects generally vary depending on their sequence of incorporation. Indeed, a new hydropower station introduces changes in the operating rules of already existing reservoirs upriver and downriver, whereas, for a new thermoelectric project the expected fuel costs depend on the regulation of water flows and therefore on the existing secondary energy "secured" or guaranteed.

Regarding the annual cost increase stemming from the addition of a project, whether hydro or thermoelectric, different cost ranges are decided in terms of annuities, using a prefixed discount rate and useful life of the projects. The principal costs considered are:

* The authors are from the Planning and Engineering Area of ELETROBRAS.

- **Capital investments:** In the construction of stations and associated transmission lines that connect the stations to the load centers. Environmental entries can be disaggregated from the budgets to allow analysis, through the model, of their repercussions on the cost-benefit index.
- **Fuel costs:** For thermoelectric plants, costs are the expenditures for fuels related to the mathematical expectation of thermal generation. For hydropower stations, they are a decline of cost provided by saved thermoelectric generation, that is, the mathematical expectation of thermal generation replaced by an eventual surplus of hydroelectric energy (secondary energy).
- **Operation and maintenance:** Depending on size and type of plant.
- **Cost due to the comparison of power plants' installation levels:** This allows plants with different capacity factors to be compared, adding or withdrawing according to their integration to the system the typical cost of peak generation units that have been previously established, such as gas turbines.

- **Cost due to a variation in the electrical system's operational reserve:** These take into account the differing levels of reliability of a system according to the nature of proposed stations with different sizes and numbers of generation units and respective availability factors. Generally, at this stage of planning, instead of the known methodology of Loss of Load Probability (LOLP), an empirical curve is used for reserve requirements, according to demand and the hydrothermal composition of all the existing generators.

The increase in firm energy and the expectations of thermal gen-

eration that is going to be used are determined by the differing results between the simulations of the electrical system with or without the project (or group) being analyzed.

The simulation of the electrical system is performed using a simplified method, since the hydropower stations are represented in an equivalent fashion by a single station with only one dam.

The operation policy adopted for the different categories of thermal plants is established by operation rule curves or through stochastic dynamic programming for optimal operation.

In short, the model for this purpose determines the critical period, the firm energy, and at the same time the thermal generation expectations for each category of thermoelectric plant and the "secured" hydropower by the complementary thermal operation.

The process of selecting the priority sequence begins with the selection of the project (or group of projects), with the lowest cost-benefit index, which once identified is permanently added to the power system and then the process is repeated in order to achieve a new project at a lower cost, and so on until all the available projects are concluded. Likewise, in each selection phase the incorporation of all the projects (or group of projects) applying for participation in the system's expansion is thoroughly analyzed.

The final result is a sequence of hydropower or thermoelectric projects, in order of priority, with rising cost-benefit indexes or rising marginal costs of expansion for the power generation system.

Although financial constraints are not considered in evaluating the priority sequence, the evaluation comes close to the optimal point if the size of the power plant is small compared to the load increase to the power system.

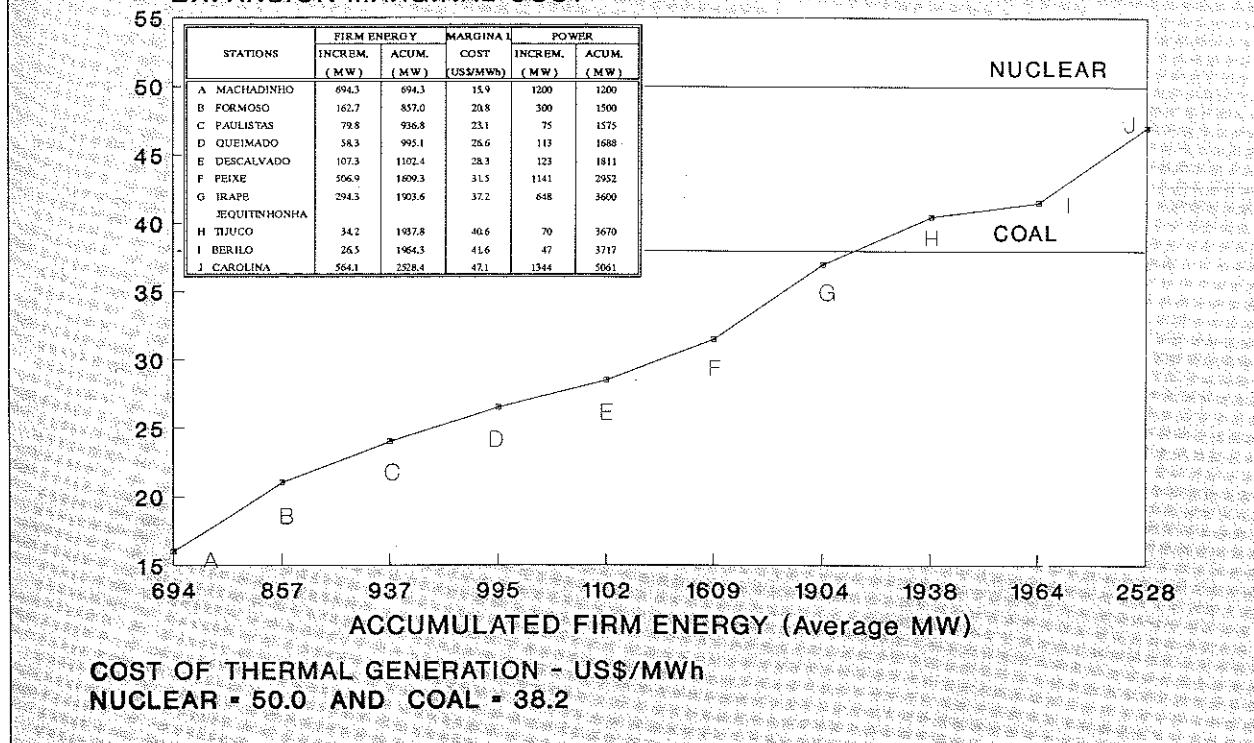
TABLE 1

BASIN/PROJECT	POWER - MW	INVESTMENT - 10 US\$ (*)
- TOCANTINS		
■ CAROLINA	1344	1876.6
■ PEIXE	1141	927.0
- S. FRANCISCO		
■ FORMOSO	300	240.1
■ QUEIMADO	113	122.2
- JEQUITINHONHA		
■ IRAPE	450	927.0
■ JEQUITINHONHA	198	211.3
■ BERILO	47	79.5
- PARANAIBA		
■ PAULISTAS	75	102.7
- RIBEIRA		
■ DESCALVADO	123	198.8
■ TIJUCO	70	107.2
- URUGUAI		
■ MACHADINHO	1200	633.5

(*) Excluding interest during the construction and related transmission.

PRIORITY SEQUENCE FOR THE DEVELOPMENT OF THE ELECTRIC POWER GENERATION SYSTEM

EXPANSION MARGINAL COST



One could then say that this sequence is the minimum cost sequence in terms of actual value and constitutes a preliminary basis for formulating expansion alternatives for the power generation system.

The work conducted at a later stage consists of searching for the optimal expansion alternative according to updated energy and power market forecasts and thus determining the optimal programming, that is, the implementation dates and schedules of the projects that have already been granted priority.

Although the RANKING model has been given greater importance in the area of planning, its capability of supporting the optimization of the plants' design

should be pointed out, thus enabling to learn about the variation in project priorities and therefore in the marginal costs for the different levels of storage use, installed power, and investment costs incurred as a result of works aimed at reducing environmental impacts.

3. MAIN MODEL RESULTS

As the final result, a list of plants is obtained integrated into a catalogue, by order of priority, that is, the ordering or RANKING of the proposed power stations for expanding the power system.

An estimation of rising marginal costs for the expansion of the generating system is also obtained from the model.

An example of the model's application to the interconnected power system of Brazil is shown on the attached chart, which shows the priority project sequence according to the respective rising marginal costs of a catalogue of eleven proposed hydropower plants. The reference costs of thermal generation on the basis of coal and nuclear power are also indicated on the chart. The main hydroelectric project data processed by the model are displayed in table 1.

4. PROCESS

- Capacity: 300 hydropower stations, 10 categories of thermoelectric plants, and a 50-year hydrological series of monthly water volumes at the dams.

- Time: 3 minutes of CPU on the IBM-4381 computer for 273 hydropower stations, including 178 proposed for incorporation to the electric power system and two categories of thermoelectric plants. Five minutes are needed to process six hydropower stations, including five proposals and four categories of thermoelectric plants, on a XT/4.77 MHz microcomputer system.

5. BASIC INFORMATION

The following basic information is required to apply the model:

- **Economic data:** exchange and interest rates and useful life of the plants and transmission installations.
- **Typical data of the electrical power supply system:** forecast of average load factor.
- **Hydrological data:** historical record of the average monthly

flows and the evaporation in every site of the hydropower stations.

Physical and operating characteristics of existing, under consideration, and planned plants: specific form for each type of hydropower and thermoelectric plant and corresponding fill-up guide.

Investment costs: In keeping with the plant budgets, including or not including the associated transmission and interests during the construction period. Besides this, one needs to know the standard or typical cost per unit of power, agreed for peak supply generation units and operational reserve.

Fuel costs: Reference prices for each type of fuel and respective average calorific power.

Operating and maintenance costs (O & M): Fixed costs, estimated per power unit of the plants.

REFERENCES

1. Arvanitidis, N.Y., and J. Rosing, "Optimal Operation of Multi-Reservoir Systems Using Composite Representation", *IEEE Transactions, PAS*, Vol. 89, February 1990.
2. Scherer, C.R., *Estimating Electric Power Systems Marginal Costs*, North-Holland Publishing Company, 1977.
3. Boiteux, M., *The Choice of Plant and Equipment for the Production of Electric Energy in Marginal Cost Pricing in Practice*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1964.
4. CEPEL/ELETROBAS, *Modelo de Programacao Dinamica Estocastica para Operacao de Sistemas Hidrotermicos*, Relatorio Tecnico, CEPEL, No. 144, Rio de Janeiro, Brasil, 1977.
5. Simpson, D., and J. Walker, "Extending Cost-Benefit Analysis for Energy Investment Choices", *Energy Policy*, June 1987.
6. Lecaillon, J., *Les Fonctions de Cout en Analyse Microeconomique*, Nouvelle Edition, Paris, France, 1985.
7. Ray, A., *Cost-Benefit Analysis: Issues and Methodologies*, World Bank, Washington, 1986.

Estructura y Nivel de Tarifas y Costos Marginales

Izaltino Camozzato*

1. INTRODUCCION

Entre los enfoques utilizados para la fijación de precios de la energía eléctrica se destaca el de la fijación de tarifas con base en los costos marginales.

El análisis marginal bastante conocido de la teoría económica y de los economistas fue aplicado al sector eléctrico como base de fijación de tarifas por Electricité de France, a quien se debe la primera aplicación práctica y organización teórica de sus principios.

El presente trabajo tiene por objetivo analizar, de forma organizada, el razonamiento marginal para la fijación de tarifas de energía eléctrica, aclarando algunos principios, explicando algunas definiciones y discutiendo algunos resultados.

2. ESTRUCTURA Y NIVEL DE TARIFAS

Cuando el concesionario de energía eléctrica solicita tarifas compatibles con su equilibrio económico y financiero, está visualizando el ingreso total de las tarifas no el precio de cada categoría de consumidores. Es el nivel de las tarifas que está en juego y no sus estructuras.

Cuando una categoría particular de consumidores pide tarifas más bajas, es su gasto el que está visualizando y no los gastos de otras categorías. Es la estructura de las tarifas que está en juego y no sus niveles.

El nivel tarifario tiene relación con el ingreso total. La cantidad global a recaudar es elemento de negociación en casi todos los países teniendo en cuenta el carácter monopolista del sistema eléctrico. Es a través de esta negociación que el poder concedente impide que el concesionario monopolista explote al consumidor y también impide que el consumidor, al pagar poco, ponga en peligro el equilibrio económico y financiero del concesionario.

La estructura tarifaria no debe ser objeto de negociación; debe ser justa, pues proyecta la relatividad de precios entre categorías de consumidores. La estructura se aproximará a lo ideal cuando pueda dar a cada categoría de consumidores la convicción de estar pagando un precio justo por los servicios que recibe y la sensación de no estar siendo perjudicado por el precio que las otras categorías pagan.

La energía eléctrica es un servicio que a lo largo de la cadena, producción, transporte, distribución se valoriza sumando sus costos. El

nivel de tensión de entrega representa una figura comercial de la energía abastecida. Así, kilovatios-hora entregados en distintos niveles de tensión son productos comerciales diferentes, con usos y costos diferentes. Por eso se debe buscar una estructura justa de las tarifas basada en los costos del suministro.

Se puede repetir los argumentos de Electricité de France:

"El costo marginal, como referencia tarifaria para los nuevos consumos y no el costo medio de las plantas ya en servicio, es lo que indica correctamente a cada usuario las consecuencias económicas de sus actos de consumidor, proponiendo un precio tal que toda decisión marginal tomada le costará aquello que costará al productor-distribuidor, es decir, a la colectividad. El indicará al consumidor de una sola vez qué economía realizará la colectividad si disminuyera su consumo, si rompiera el límite o lo anulara completamente. El mismo costo marginal se justifica como referencia para los antiguos consumidores, visto el hecho que todo el consumo puede ser considerado como suplemento,

* Izaltino Camozzato es ingeniero electricista y tiene maestrías en ingeniería eléctrica y ciencias de sistemas. Actualmente es Asesor de la Dirección Financiera de Furnas Centrais Eléctricas S.A., Brasil.

pues la decisión de renunciar puede ser tomada a cada instante; se observa que la disminución del abastecimiento a un consumidor permite atender el crecimiento del consumo de otro, cuya demanda exigiría la construcción de una nueva fuente productora.

La estructura tarifaria determinada a partir de los costos marginales será una estructura justa, estable y racional pues será "neutral", "equitativa" y "eficaz". Neutral porque conducirá a facturar cada prestación de servicio a su costo real para la colectividad; equitativa porque hará pagar a cada consumidor según el costo que provoca, eliminando por principio, toda subvención oculta, toda discriminación y todo juego de influencias; eficaz porque la tarifa resultante orienta de forma óptima la expansión del consumo, para las horas y los lugares donde el suplemento de abastecimiento es globalmente el menos oneroso para la nación."(1)

3. FIJACION DE TARIFAS CON BASE EN LOS COSTOS MARGINALES

La fijación de tarifas con base en los costos marginales tiene como objetivo principal hacer que cada consumidor pague el costo efectivo que el sistema (colectividad) incurre para su atención.

En términos de costo para el sistema se puede decir que no existen dos abastecimientos iguales de energía eléctrica. Cabe, por eso, a la teoría y práctica tarifaria definir cuales de los suministros pueden ser agregados y tratados de forma semejante.

La aplicación del principio de neutralidad tarifaria, implícito en el principal objetivo de fijación de tarifas al costo marginal implica:

- que se distingan, cuidadosamente, los períodos del año donde los costos marginales son diferentes;
- que se identifiquen los parámetros que caracterizan la curva de carga de los consumidores y que expliquen mejor la formación de los costos.

Las consideraciones anteriores demuestran que la tarifa con base en los costos marginales se origina de un balance entre sistemas de oferta y demanda y deberá tomar en cuenta las características de ambos lados. Este balance no es muy simple de realizar, pues en cuanto a empresa de electricidad se coloca en la posición de vendedora de productos (potencia por período P_i y consumo por período C_i) el comprador (consumidor) se coloca en la posición de quien está adquiriendo un "servicio" que la electricidad proporciona a través de equipos. Es evidente, por eso, que para que haya un perfecto balance entre el consumidor y productor ambos deben visualizar la energía eléctrica con la misma óptica.

Para los costos de producción de una unidad de energía son extremadamente relevantes los parámetros P_i y C_i que el usuario consumirá. El hecho de ser dos productos ligados, es decir que uno no puede existir sin el otro, vuelve el problema de cierta forma más complejo, pero no descarta la necesidad del consumidor de saber exactamente como su forma de utilizar la energía afecta a los costos de producción. Las tarifas resultantes permitirán que el consumidor visualice en la factura, los costos que él causa al sistema, pudiendo contribuir para la racionalización del consumo, con una consecuente reducción de costos para la colectividad.

Además de las preocupaciones mencionadas es necesario que la propuesta tarifaria final presente una estructura suficientemente simple, para que se asegure una evaluación del beneficio colectivo relacionada al costo de su implantación.

Estas consideraciones vuelven el problema de fijación de tarifas con base en los costos marginales en un problema de determinación de la estructura de costos marginales pero sin la construcción de un proceso completo de fijación de tarifas.

4. ESTRUCTURA HORARIO-ESTACIONAL DE COSTOS MARGINALES

4.1 Sistema Puramente Térmico

Supóngase que las curvas de carga de los diversos tipos de consumidores, tanto por clase de consumo como por nivel de tensión, son conocidas y posibles de proyectar. Con estas curvas es posible construir una única curva equivalente que se supone localizada junto al sistema de producción. La incorporación de los costos de transporte y distribución se puede hacer posteriormente, sabiendo que en una operación óptima la energía fluye de puntos donde es más barata a puntos donde es más cara.

Teniendo a la vista el carácter aleatorio de las variables involucradas el costo marginal de abastecimiento en el intervalo n representará el valor esperado que tendrá la siguiente expresión (ver Figura 1):

$$\bar{\mu}_n = (1 - p_n) \bar{\mu}_n + p_n D_n \quad (4-1-1)$$

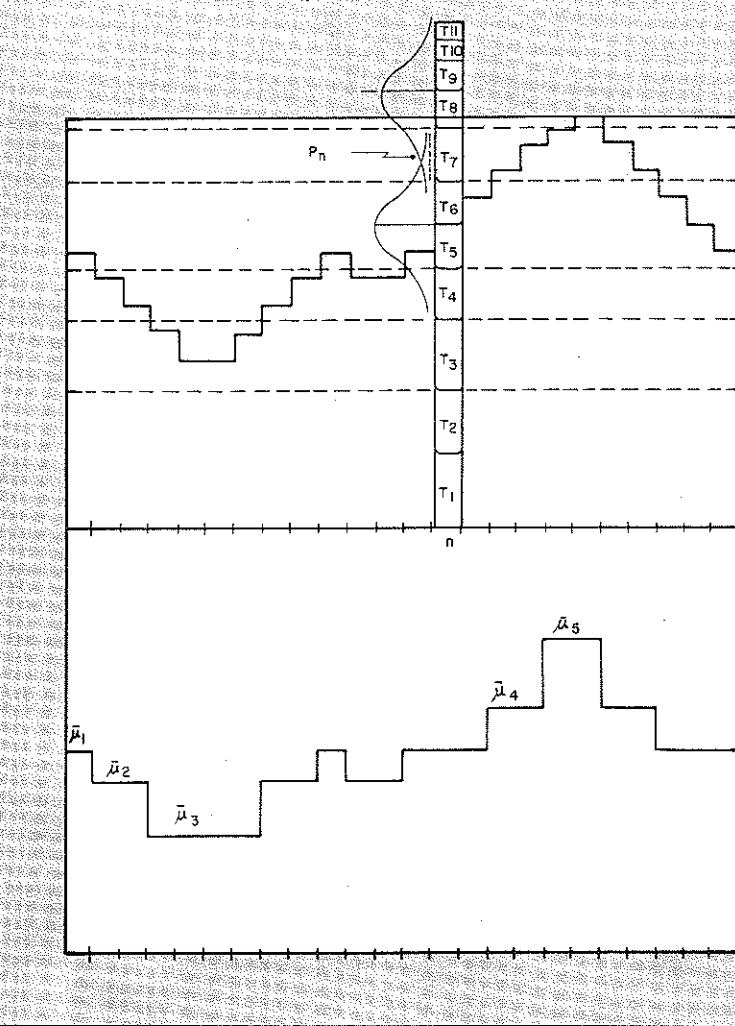
donde:

p_n = probabilidad de déficit en el intervalo n .

$\bar{\mu}_n$ = costo esperado del déficit en el intervalo n .

FIGURA I
**ESTRUCTURA DE COSTOS
MARGINALES ESPERADOS**

$$\tilde{\mu}_n = (1 - p_n) \tilde{\mu}_n + p_n D_n$$



$\tilde{\mu}_n$ = costo esperado del combustible de las plantas térmicas a ser utilizadas en n para atender el suplemento de consumo.

$\tilde{\mu}_n$ = costo marginal esperado del abastecimiento suplementario en el intervalo n .

D_n = costo marginal esperado del déficit en el intervalo n .

Si consideramos T el conjunto de intervalos n del año que p_n es significativo, entonces el costo marginal esperado anual será:

$$\sum_{n=1}^N \tilde{\mu}_n = \sum_{n=1}^N \tilde{\mu}_n + \sum_{n=1}^N p_n (D_n - \tilde{\mu}_n) \quad (4-1-2)$$

El crecimiento del consumo a lo largo del tiempo hará que el fragmento $\sum p_n (D_n - \tilde{\mu}_n)$ aumente

llegando a un punto tal que la construcción de una nueva planta se vuelve inevitable. Llamando "Ca" al costo anual de la anticipación por unidad de producción de la nueva planta (costo representado por: depreciación de la inversión, gastos

financieros calculados a una tasa de actualización y gastos de operación) el punto ideal para colocarla en operación ocurrirá cuando:

$$Ca = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{\mu}_n) \quad (4-1-3)$$

con el siguiente significado:

Costo anticipado de 1 KW garantizado

=
Beneficio neto en el sistema por el aumento de la disponibilidad

El uso adecuado de las expresiones (4-1-2) y (4-1-3) permite determinar la estructura de costos marginales para un sistema puramente térmico. Basta disponer de un modelo de gestión del parque de generación, de las previsiones de la curva de carga y de la planta alternativa a ser construida. Por la expresión (4-1-3) se tiene el punto óptimo para instalar la nueva unidad y por el modelo de gestión las variaciones de los costos marginales a lo largo del día, semana, mes y año conforme a la precisión del mismo. Si el costo del déficit no es conocido basta fijar la probabilidad de déficit aceptable y por la expresión (4-1-3) estimar implícitamente el costo del déficit.

4.2 Sistema Puramente Hidroeléctrico

En un sistema puramente térmico es palpable la asociación de costos marginales horario-estacionales con combustible de la térmicas. En los sistemas hidráulicos esto no sucede.

Conocida la curva de carga en valores probabilistas, dividida en intervalos n , y la posición del agua en los embalses ¿cómo será atendido un consumo suplementario en el intervalo n ?

La posición del agua en los embalses definirá la potencia disponible en el sistema en función del rendimiento de las máquinas, de la altura de caída y del flujo turbinado.

$$P_j = \frac{n_j n_j g H_j Q_j}{T G L} \quad (4-2-1)$$

$$P_S = \sum_{j=1}^U P_j \quad (4-2-2)$$

donde:

j = planta hidráulica j

U = número total de plantas existentes

P = potencia disponible

n_T = rendimiento medio de las turbinas

n_G = rendimiento medio de los generadores

g = aceleración de gravedad; $g = 9,81 \text{ m/seg}^2$

H_L = altura neta de caída

Q = flujo turbinado

Dos situaciones podrán ocurrir al presentarse un suplemento de consumo:

- La potencia disponible es insuficiente y existirá un déficit en el sistema.
- La potencia disponible en el sistema es suficiente y algunos metros cúbicos suplementarios de agua son turbinados para la atención del consumo adicional.

En el primer caso el costo para la colectividad será igual al costo del déficit.

En el segundo caso se gastó un poco más de agua con costo aparentemente nulo frente al carácter aparentemente gratuito de su disponibilidad. En términos energéticos, sin embargo, el agua acumulada en los embalses es la única garantía real de mantenimiento de continuidad del abastecimiento de energía eléctrica.

Así, el uso de los metros cúbicos adicionales significan en términos económicos una reducción de garantía del abastecimiento. En otras palabras la "descapitalización" de la reserva ocasiona un crecimiento en el riesgo del déficit futuro. Esto significa que el kilovatio-hora suplementario, almacenado en un sistema de energía eléctrica puramente hidráulico posee un valor económico perfectamente definido e igual al costo esperado del déficit que será capaz de economizar en el futuro.

Teniendo en cuenta el carácter aleatorio de la posición del agua en los embalses, de la afluencia a los mismos y de la curva de consumo, se puede determinar el costo marginal esperado en el intervalo n :

$$\bar{\mu}_n = (1 - p_n) \tilde{V}_n + p_n D_n \quad (4-2-3)$$

donde:

$\bar{\mu}_n$ = costo marginal esperado de atender un consumo adicional en el intervalo n .

p_n = probabilidad de déficit en el intervalo n .

D_n = costo marginal esperado del déficit en el intervalo n .

\tilde{V}_n = valor marginal esperado del agua en el intervalo n (su cálculo exige evidentemente un modelo de gestión del parque, capaz de calcular el déficit economizado en el futuro por el mantenimiento en el presente de un KWh marginal almacenado).

Es preciso reconocer que el concepto de "valor del agua" en general es mal comprendido, no por su significado económico, pero si por el hecho de precisarse cierta sofisticación en los modelos de gestión para su cálculo. Es tradicional en sistemas hidráulicos con complementación térmica, operar estas últimas antes que las reservas hidráulicas se agoten. De la misma forma las nuevas centrales son colocadas en operación cuando aún existe agua en los embalses. El mecanismo implícito de las dos decisiones arriba citadas es evidente: "El agua todavía disponible posee un valor económico mayor que el combustible de la térmica operada, en otras palabras, mayor que el costo de la planta adicional puesta en operación". Siendo natural el uso del "valor del agua" como factor implícito de las decisiones, debería ser natural también el cálculo de su valor económico explícito, lo que en general no ocurre por falta pura y simplemente de un metodología adecuada para su determinación.

Para un intervalo de tiempo que deberá ser escogido conforme las características del sistema se puede escribir, como en el caso de sistemas térmicos:

$$\sum_{n=1}^T \bar{\mu}_n = \sum_{n=1}^T \tilde{V}_n + \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-4)$$

El punto óptimo para instalar una nueva central ocurrirá cuando:

$$\text{Cap} = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-5)$$

$$\text{Cab} = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-6)$$

donde:

Cap = costo de anticipación de una planta de punta;

Cab = costo de anticipación de una planta de base;

p_n = probabilidad de déficit (para una planta de punta se refiere a horas de carga máxima y para planta de base se refiere a déficit por falta de agua en los embalses)

4.3 Sistemas Hidrotérmicos

El desarrollo metodológico de los puntos anteriores es perfectamente aplicable a sistemas de energía eléctrica con fuentes de producción hidráulica y térmica. En este caso, siempre que el valor esperado de agua fuera menor que el costo del combustible de una planta térmica, el agua estará siendo utilizada con prioridad.

Con el esquema óptimo de operación arriba mencionado, durante un intervalo n de tiempo puede ocurrir que el suplemento del consumo este siendo atendido por una planta térmica o por una planta hidráulica. Con las hidráulicas en la base ocurrirán intervalos n en que la disponibilidad p_n del sistema hidráulico no sea suficiente para atender un suplemento de consumo, entonces una térmica es operada y el costo marginal será igual al costo del combustible de esta térmica. Si las térmicas están en la base (valor del agua superior al combustible) el suplemento será atendido por una planta hidráulica y el costo marginal del abastecimiento suplementario será igual al valor del agua.

La estructura de costos marginales, por lo expuesto, es un poco más difícil de ser determinada, pero existen técnicas conocidas y probadas que permiten solucionar el problema con cierta facilidad.

5. TRANSICION DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS MARGINALES A LA ESTRUCTURA DE REFERENCIA

Los conceptos desarrollados anteriormente permiten definir la

estructura de costos marginales a nivel de producción, estableciendo la estructura hora-estacional de tarifas.

Determinando las variaciones marginales del consumo en los diversos nudos de la red eléctrica es posible encontrar el costo marginal de interconexión y distribución. Estos costos, de acuerdo con los diversos tipos de consumidores, serán asignados entre demanda y energía y en los diferentes puntos tarifarios determinados. Este paso no siempre es muy simple, pues exige el conocimiento de la curva de carga de los consumidores, de las características físicas del sistema y de la caracterización de los parámetros causantes de costos.

Experiencias obtenidas en el sistema eléctrico brasileño dieron los siguientes resultados:(2)

- a) La atención de una unidad marginal de energía en las horas pico (18-21h de los días hábiles) cuesta en valor esperado más el sistema que el suministro de la misma unidad marginal en las horas de carga media. Este hecho puede ser explicado por la necesidad de repartir grupos térmicos para pasar las horas pico, principalmente en los períodos del año en que los embalses están abatidos y con pérdida de potencia en las plantas hidráulicas.
- b) No existe diferencia del costo marginal en la atención de una unidad suplementaria de energía en las horas de carga media. Este resultado era de cierta forma esperado ya que la atención de estos períodos se realiza con la reserva hidráulica sin necesidad de fraccionar grupos térmicos adicionales.

- c) El costo marginal de producción posee una estacionalidad accentuada a lo largo del año, que acompaña la estacionalidad de las aportes hidráulicos.

Como resultado del efecto estacional y de la diferencia de costos entre generación en la punta y fuera de la punta fueron distinguidos cuatro puntos tarifarios para el sistema brasileño: **Punta, Fuera de la Punta, Período Húmedo o Período Seco.** El período de punta es definido como el que engloba las horas más cargadas de los días hábiles (18:00, 19:00, 20:00); en cuanto al período fuera de punta comprende las otras horas de los días hábiles y los fines de semana. El período húmedo comprende los meses de diciembre y enero hasta abril; el período seco, los meses de mayo a noviembre.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Electricité de France, **La Tarification de l'Electricité**, Service d'Etude et de Promotion de l'Action Commerciale, febrero de 1978.
2. Camozzato, I., "Estrutura Tarifária, Nível Tarifário e Custos Marginais de Energia Elétrica", II Seminario de América Latina y del Caribe sobre Tarifas de Energía Eléctrica, Brasilia, Brasil, julio de 1980.
3. Ministerio de Minas y Energía de Brasil, "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica" 5 volúmenes, Brasilia, agosto de 1981.
4. Camozzato, I., "A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica com Base nos Custos dos Fornecimentos" **Revista do Serviço Público**, Fundação Centro de Formação do Serviço Público, Ano 43, Vol. 114, Brasil, 1985.

Tariff Structure and Levels and Marginal Costs

Izaltino Camozzato*

1. INTRODUCTION

Pricing based on marginal costs is one of the most outstanding approaches used to set prices for electric power.

The well-known marginal cost analysis elaborated by economic theory and economists was introduced to the electric power sector as a basis for setting prices by Electricité de France, a pioneer in the practical application and theoretical organization of its principles.

The purpose of this study is to present, in an organized fashion, the marginal cost reasoning behind the pricing of electricity tariffs, clarifying certain principles, explaining some definitions, and discussing some results.

2. STRUCTURE AND TARIFF LEVEL

When a supplier of electricity requests tariffs that are compatible with its economic and financial equilibrium, it is focusing on the total earnings stemming from the tariff and not on the price of each consumer category. The tariff levels are at stake, not their structures.

When a particular category of consumers requests lower tariffs, they are focusing on their expendi-

tures and not on the expenditures of other consumer categories. The tariff structure is at stake, not the tariff levels.

The tariff level has to do with the total earnings. The overall amount of earnings collected is an element for negotiation in almost all countries, in view of the monopolistic nature of the electric power system. By means of this negotiation, the concession granter prevents the monopolistic concession holder from exploiting consumers and, at the same time, prevents consumers from threatening the economic and financial balance of the supplier by paying low prices.

The tariff structure should not be an object of negotiation; on the contrary, it should be equitable, since it deals with the price relativity between consumer categories. The structure will come close to being ideal when all consumer categories are convinced that they are paying fair prices for the services they receive and when they do not sense that the price paid by other categories is unfair to them.

Electric power is a service which throughout its entire chain (production, transportation, distribution) is valued by adding up its costs. The voltage level at which it is delivered represents a commercial figure

of the supplied power. Thus, the kilowatts per hour delivered at different voltage levels consists of different commercial products, with different uses and costs. Therefore, a fair tariff structure should be based on supply costs.

We can repeat here the arguments of Electricité de France:

"The marginal cost, as a tariff reference for new consumptions and not the average cost of plants already in service, is the one element that correctly informs users of the economic consequences of their consumption actions and proposes a price where all marginal decisions made will cost them what it costs the producer-distributor, that is, the entire community. It will indicate once and for all to consumers the savings for the community if they decrease their consumption, if they consume beyond their ceiling, or if they completely eliminate consumption."

The minimum marginal cost is justified as a reference for former consumers, in view of the fact that all consumption can be considered as additional, since the decision to give it up may be made at

* Izaltino Camozzato is an electrical engineer who holds master's degrees in electrical engineering and systems sciences. He is currently Advisor to the Financial Management of Fumas Centrais Elétricas S.A., Brazil. ¶

any time; it is apparent that a decrease in supply to one consumer allows meeting the increased consumption needs of another one, which would require the construction of a new source of generation.

A tariff structure based on marginal costs is a fair, stable, and rational structure, since it is "neutral," "equitable", and "effective". **Neutral** because it leads to billing each service provided at the real cost for the community; **equitable** because it makes each consumer pay for the cost he causes, eliminating any hidden subsidy, discrimination, or play of influences; **effective** because the resulting tariff optimally guides consumption expansion, for the hours and in the places where the supply supplement is, as a whole, least burdensome for the nation."(1)

3. PRICING BASED ON MARGINAL COSTS

The main objective of pricing based on marginal costs is to get each consumer to pay for the actual cost incurred by the system (community) to serve him.

In terms of costs for the system, it can be stated that no two electric power supplies are identical. Tariff theory and practice would therefore have to define which of the supplies can be aggregated and dealt with in a similar fashion.

Application of the tariff neutrality principle, which is implicit in the main objective of pricing based on marginal costs, involves the following:

a) A careful distinction should be made between the periods in the year where marginal costs are different.

- b) The parameters that characterize the consumer load curve and that best explain the formation of costs should be identified.

The above-mentioned considerations mean that a tariff based on marginal costs stems from the balance between supply and demand systems and should take into account the characteristics of both sides. This equilibrium is not easy to achieve, because as soon as the electric utility becomes a product seller (capacity per period P_i and consumption per period C_i), the buyer (consumer) becomes a purchaser of a "service" that electricity provides through installations. It is therefore evident that for a perfect balance between consumers and producers, both have to view electric power under the same angle.

The parameters P_i and C_i that users will consumer are extremely relevant for the production costs of a power unit. The fact that these two products are linked—that is, one cannot exist without the other—complicates the problem to a certain extent, although it does not eliminate the consumer's need to know exactly how his use of electricity affects production costs. The resulting tariffs will allow the consumer to visualize on his bill the costs that he is generating in the system, thus enabling him to contribute to rationalizing consumption, with the consequent reduction of the overall costs for the community.

In addition to the above-mentioned concerns, the final tariff proposal should have a structure that is sufficiently simple, in order to ensure that collective benefit stemming from its implementation cost can be evaluated.

These considerations reduce the problem of tariffs based on marginal costs to a problem of establishing the marginal cost structure without creating a complete pricing process.

4. HOURLY-SEASONAL MARGINAL COST STRUCTURE

4.1 Exclusively Thermal System

Let us assume that the load curves of the various types of consumers, both by consumer category and voltage level, are known and possible to forecast. With these curves, it is possible to build one equivalent curve, which is supposed to be located next to the production system. The incorporation of transportation and distribution costs can be done later, in view of the fact that, in an optimal operation, power flows from the points where it is cheaper to those where it is more expensive.

Bearing in mind the random nature of the variables involved, the marginal cost of supply during interval n will represent the expected value, which is expressed as follows (see Figure 1):

$$\tilde{\mu}_n = (1 - p_n) \tilde{\mu}_n + p_n D_n \quad (4-1-1)$$

where:

p_n = probability of shortage during interval n .

μ_n = expected cost of shortage during interval n .

$\tilde{\mu}_n$ = expected cost of fuel of the thermal plants to be used in n to cover the consumption supplement.

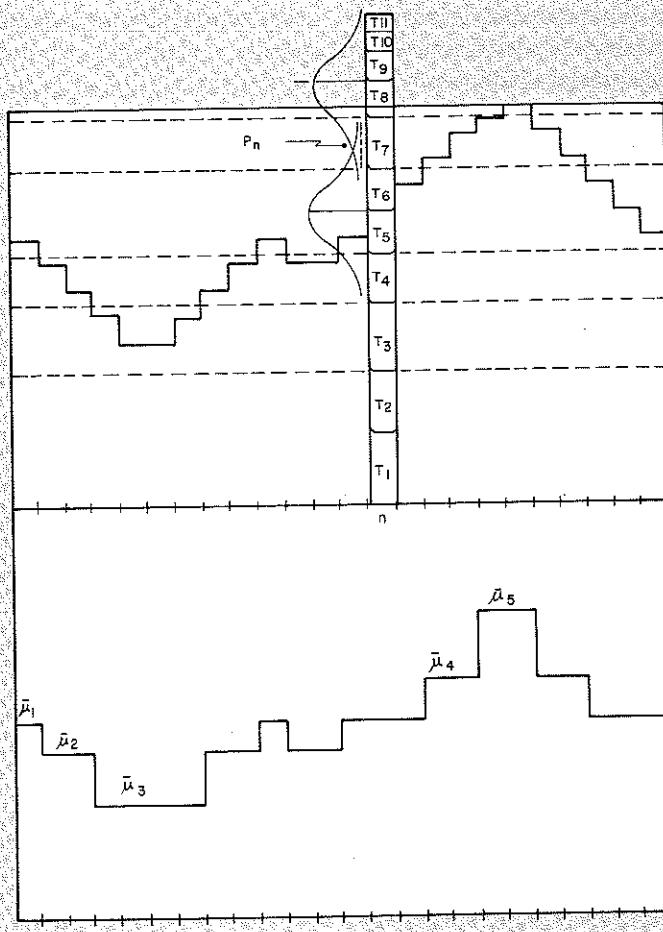
$\bar{\mu}_n$ = expected marginal cost of additional supply during interval n .

D_n = expected marginal cost of the shortage during interval n .

If we consider T to be the set of intervals n during the year that p_n is significant, then the expected annual marginal cost will be:

FIGURE I
STRUCTURE OF EXPECTED MARGINAL COSTS

$$\bar{\mu}_n = (1 - p_n) \bar{\mu}_n + p_n D_n$$



$$\sum_{n=1}^N \bar{\mu}_n = \sum_{n=1}^N \tilde{\mu}_n + \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{\mu}_n) \quad (4-1-2)$$

Consumption growth in time will make fragment $\sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{\mu}_n)$

increase, reaching a point where the construction of a new plant becomes unavoidable. By designating "Ca" as

the annual anticipation cost per production unit of the new station (this cost is represented by: Investment Depreciation, Financial Expenses calculated at a discount rate and Operating Expenditures), the ideal point to begin operating it will occur when:

$$Ca = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{\mu}_n) \quad (4-1-3)$$

with the following meaning:

Expected cost of 1 guaranteed kilowatt

=

Net benefit in the system due to increased availability

The adequate use of equations (4-1-2) and (4-1-3) allows one to establish the marginal cost structure for an exclusively thermal system. All one needs is a management model for generation facilities, the forecasts of the load curve, and the alternative plant to be constructed. Equation (4-1-3) provides the optimal point for installing a new unit, and the management model provides the marginal cost variations throughout the day, week, month, and year, depending on its precision. If the shortage cost is unknown, all one has to do is set the acceptable shortage probability and through equation (4-1-3) implicitly estimate the shortage cost.

4.2 Exclusively Hydropower System

In a purely thermal system, the association between hourly-seasonal marginal costs and the fuel used by thermal plants is evident. This, however, is not apparent with the hydro systems.

Once the load curve is identified in probabilistic values and divided in n intervals, and the water level of the reservoirs has been determined, the question is how is an additional consumption dealt with in interval n ?

The water level of the reservoirs will define the system's available capacity in accordance with the performance of the machines, the drop height, and the turbined flow.

$$P_j = \frac{n^j}{T} \cdot \frac{n^j}{G} \cdot g \cdot H^j \cdot Q^j \quad (4-2-1)$$

$$P_S = \sum_{j=1}^U P_j \quad (4-2-2)$$

where:

j = hydro plant j

U = total number of existing plants

P = available capacity

n_T = average performance of the turbines

n_G = average performance of the generators

g = gravity celerity; $g = 9.81 \text{ m/sec}^2$

H_L = net height of drop

Q = turbined flow

Two situations could occur if an additional consumption arises:

- a) The available capacity may be insufficient and there will be a shortage in the system.
- b) The available capacity in the system is sufficient and some supplementary cubic meters of water are turbined to handle the additional consumption.

In the first case, the cost for the community will be equal to the shortage cost.

In the second case, a little more water was used at apparently no cost at all, due to the evidently free character of its availability. In power terms, however, the water accumulated in the reservoirs is the only true guarantee of maintaining the continuity of electric power supply.

Thus, the use of additional cubic meters in economic terms mean a reduction of supply security. In other words, the "capital loss" of the reserve increases the risk of future shortages. This means that the supplementary kilowatt-hour stored in a purely hydraulic electric power

system has an economic value that is perfectly well defined and equal to the expected shortage cost that it will be capable of saving in the future.

Bearing in mind the random nature of the water level in the reservoirs, the inflows to these reservoirs, and the consumption curve, the expected marginal cost in interval n can be determined as follows:

$$\bar{\mu}_n = (1 - p_n) \tilde{V}_n + p_n D_n \quad (4-2-3)$$

where:

$\bar{\mu}_n$ = expected marginal cost of handling an additional consumption during interval n .

p_n = probability of shortage during interval n .

D_n = expected marginal cost of shortage during interval n .

\tilde{V}_n = expected marginal water cost during interval n (this calculation evidently requires a management model for the installations, which is capable of calculating the shortage economized in the future due to the conservation in the present of one stored marginal KWh).

It should be acknowledged that the concept of "water value" in general is poorly understood, not because of its economic value but rather because its calculation requires a certain amount of sophistication in the management models. In hydraulic systems with complementary thermal units, it is customary to start operating the latter before the hydro resources are depleted. Likewise, the new stations are put into operation while there is still water in the reservoirs. The reasoning behind both of the above-mentioned decisions is evident: "The water that is still available has a greater economic value than the fuel for the thermal plant put into operation, in other words, greater

than the cost of the additional plant put into operation." Since it is natural to use the "water value" as an implicit factor for decision making, the calculation of its explicit economic value should also be natural, although this generally does not occur simply because there is no suitable methodology for determining this value.

For a time interval that should be chosen according to the system's characteristics, one can write, as in the case of thermal systems:

$$\sum_{n=1}^T \bar{\mu}_n = \sum_{n=1}^T \tilde{V}_n + \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-4)$$

The optimal point to install a new plant occurs when:

$$Cap = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-5)$$

$$Cab = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-6)$$

where:

Cap = expected cost of a peak plant;

Cab = expected cost of a base plant;

p_n = probability of shortage (for a peak plant, it refers to maximum load hours and for a base plant it refers to a shortage due to the lack of water in the reservoirs)

4.3 Hydrothermal Systems

The methodological development of the previous items is perfectly applicable to electric power systems with hydro and thermal production sources. In this case, as long as the expected water value is lower than the fuel cost for a thermal plant, priority will be given to the use of water.

With the above-mentioned optimal operation scheme, during interval n the additional consumption could be covered by either a thermal or a hydro plant. With the hydro plants at the base, n intervals will occur in which the availability p_n of the hydro system is not sufficient to handle an additional consumption. Therefore, a thermal unit is put into operation, and the marginal cost will be equal to the fuel cost of this thermal unit. If the thermal plants are meeting base demand (water value higher than fuel), the supplement will be covered by a hydro plant and the marginal cost of the additional supply will be equal to the water value.

According to what has been presented here, the marginal cost structure is a bit more difficult to establish, although there are well-known and proven techniques that allow the problem to be resolved with a certain facility.

5. SHIFT FROM A MARGINAL COST STRUCTURE TO A REFERENCE STRUCTURE

The concepts developed above enable the marginal cost structure to be defined at the production level and to establish an hourly-seasonal structure.

Once the marginal consumption variations in the different nodes of the electric network are determined, it is possible to calculate the

marginal interconnection and distribution costs. These costs, depending on the characteristics of the various types of consumers, will be allocated between demand and power and to the different determined tariff points. This move is not always simple, since it requires knowing what the consumer load curve is, as well as the physical characteristics of the system and of the cost parameters.

Experiences obtained from the Brazilian electric system have produced the following results: (2)

- a) The service delivered by a marginal power unit during peak hours (18:00-21:00 on working days) costs, in terms of expected value, more for the system than the service of the same marginal unit during average load hours. This fact can be explained by the need to distribute thermal groups in order to cover peak hours, especially during those periods in the year when the reservoirs are emptied, with a power loss for the hydro plants.
- b) No difference exists in terms of the marginal cost in dispatching an additional power unit during average load hours. To a certain extent, this is to be expected, since the service during these periods is provided by using hydro reserves, without any need to fragment additional thermal groups.
- c) The marginal production cost has a seasonality that increases

throughout the year, which accompanies the seasonality of water inflows.

As a result of the seasonal effect and of the difference between peak and off-peak generation costs, four tariff categories were identified for the Brazilian system: **peak, off-peak, humid period, and dry period**. The peak period is defined as comprising the most loaded hours during work days (18:00, 19:00, 20:00). The off-peak period consists of the other hours during working days and weekends. The humid period covers the months of December and January through April, whereas the dry period covers the months from May to November.

REFERENCES

1. Electricité de France, *La Tarification de l'Électricité*, Service d'Etude et de Promotion de l'Action Commerciale, February 1978.
2. Camozzato, I., "Estrutura Tarifária, Nível Tarifário e Custos Marginais de Energia Elétrica", II Latin American and Caribbean Seminar on Electricity Tariffs, Brasilia, Brazil, July 1980.
3. Ministry of Mines and Energy of Brazil, "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica", 5 Volumes, Brasilia, August 1981.
4. Camozzato, I., "A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica com Base nos Custos nos Fornecimentos", *Revista do Serviço Público*, Fundação Centro de Formação do Serviço Público, Year 43, Vol. 114, Brazil, 1985.

$$\frac{P_j}{T} = \frac{n_j}{U} \cdot \frac{n_j}{G} \cdot \frac{g}{L} \cdot H_j \cdot Q_j \quad (4-2-1)$$

$$P_S = \sum_{j=1}^U P_j \quad (4-2-2)$$

where:

j = hydro plant j

U = total number of existing plants

P = available capacity

n_T = average performance of the turbines

n_G = average performance of the generators

g = gravity celerity; $g = 9.81 \text{ m/sec}^2$

H_L = net height of drop

Q = turbined flow

Two situations could occur if an additional consumption arises:

- The available capacity may be insufficient and there will be a shortage in the system.
- The available capacity in the system is sufficient and some supplementary cubic meters of water are turbined to handle the additional consumption.

In the first case, the cost for the community will be equal to the shortage cost.

In the second case, a little more water was used at apparently no cost at all, due to the evidently free character of its availability. In power terms, however, the water accumulated in the reservoirs is the only true guarantee of maintaining the continuity of electric power supply.

Thus, the use of additional cubic meters in economic terms mean a reduction of supply security. In other words, the "capital loss" of the reserve increases the risk of future shortages. This means that the supplementary kilowatt-hour stored in a purely hydraulic electric power

system has an economic value that is perfectly well defined and equal to the expected shortage cost that it will be capable of saving in the future.

Bearing in mind the random nature of the water level in the reservoirs, the inflows to these reservoirs, and the consumption curve, the expected marginal cost in interval n can be determined as follows:

$$\bar{\mu}_n = (1 - p_n) \tilde{V}_n + p_n D_n \quad (4-2-3)$$

where:

$\bar{\mu}_n$ = expected marginal cost of handling an additional consumption during interval n .

p_n = probability of shortage during interval n .

D_n = expected marginal cost of shortage during interval n .

\tilde{V}_n = expected marginal water cost during interval n (this calculation evidently requires a management model for the installations, which is capable of calculating the shortage economized in the future due to the conservation in the present of one stored marginal KWh).

It should be acknowledged that the concept of "water value" in general is poorly understood, not because of its economic value but rather because its calculation requires a certain amount of sophistication in the management models. In hydraulic systems with complementary thermal units, it is customary to start operating the latter before the hydro resources are depleted. Likewise, the new stations are put into operation while there is still water in the reservoirs. The reasoning behind both of the above-mentioned decisions is evident: "The water that is still available has a greater economic value than the fuel for the thermal plant put into operation, in other words, greater

than the cost of the additional plant put into operation." Since it is natural to use the "water value" as an implicit factor for decision making, the calculation of its explicit economic value should also be natural, although this generally does not occur simply because there is no suitable methodology for determining this value.

For a time interval that should be chosen according to the system's characteristics, one can write, as in the case of thermal systems:

$$\sum_{n=1}^T \bar{\mu}_n = \sum_{n=1}^T \tilde{V}_n + \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-4)$$

The optimal point to install a new plant occurs when:

$$Cap = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-5)$$

$$Cab = \sum_{n=1}^T p_n (D_n - \tilde{V}_n) \quad (4-2-6)$$

where:

Cap = expected cost of a peak plant;

Cab = expected cost of a base plant;

p_n = probability of shortage (for a peak plant, it refers to maximum load hours and for a base plant it refers to a shortage due to the lack of water in the reservoirs)

4.3 Hydrothermal Systems

The methodological development of the previous items is perfectly applicable to electric power systems with hydro and thermal production sources. In this case, as long as the expected water value is lower than the fuel cost for a thermal plant, priority will be given to the use of water.

With the above-mentioned optimal operation scheme, during interval n the additional consumption could be covered by either a thermal or a hydro plant. With the hydro plants at the base, n intervals will occur in which the availability p_n of the hydro system is not sufficient to handle an additional consumption. Therefore, a thermal unit is put into operation, and the marginal cost will be equal to the fuel cost of this thermal unit. If the thermal plants are meeting base demand (water value higher than fuel), the supplement will be covered by a hydro plant and the marginal cost of the additional supply will be equal to the water value.

According to what has been presented here, the marginal cost structure is a bit more difficult to establish, although there are well-known and proven techniques that allow the problem to be resolved with a certain facility.

5. SHIFT FROM A MARGINAL COST STRUCTURE TO A REFERENCE STRUCTURE

The concepts developed above enable the marginal cost structure to be defined at the production level and to establish an hourly-seasonal structure.

Once the marginal consumption variations in the different nodes of the electric network are determined, it is possible to calculate the

marginal interconnection and distribution costs. These costs, depending on the characteristics of the various types of consumers, will be allocated between demand and power and to the different determined tariff points. This move is not always simple, since it requires knowing what the consumer load curve is, as well as the physical characteristics of the system and of the cost parameters.

Experiences obtained from the Brazilian electric system have produced the following results: (2)

- a) The service delivered by a marginal power unit during peak hours (18:00-21:00 on working days) costs, in terms of expected value, more for the system than the service of the same marginal unit during average load hours. This fact can be explained by the need to distribute thermal groups in order to cover peak hours, especially during those periods in the year when the reservoirs are emptied, with a power loss for the hydro plants.
- b) No difference exists in terms of the marginal cost in dispatching an additional power unit during average load hours. To a certain extent, this is to be expected, since the service during these periods is provided by using hydro reserves, without any need to fragment additional thermal groups.
- c) The marginal production cost has a seasonality that increases

throughout the year, which accompanies the seasonality of water inflows.

As a result of the seasonal effect and of the difference between peak and off-peak generation costs, four tariff categories were identified for the Brazilian system: **peak, off-peak, humid period, and dry period**. The peak period is defined as comprising the most loaded hours during work days (18:00, 19:00, 20:00). The off-peak period consists of the other hours during working days and weekends. The humid period covers the months of December and January through April, whereas the dry period covers the months from May to November.

REFERENCES

1. Electricité de France, *La Tarification de l'Électricité*, Service d'Etude et de Promotion de l'Action Commerciale, February 1978.
2. Camozzato, I., "Estrutura Tarifária, Nível Tarifário e Custos Marginais de Energia Elétrica", II Latin American and Caribbean Seminar on Electricity Tariffs, Brasília, Brazil, July 1980.
3. Ministry of Mines and Energy of Brazil, "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica", 5 Volumes, Brasília, August 1981.
4. Camozzato, I., "A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica com Base nos Custos nos Fornecimentos", *Revista do Serviço Público*, Fundação Centro de Formação do Serviço Público, Year 43, Vol. 114, Brazil, 1985.

La Incorporación del Riesgo y de la Incertidumbre en la Planificación de Sistemas Eléctricos

Enrique O. Crouseillat*

1. INTRODUCCION

En los últimos 15 años, el mundo ha experimentado un período de cambios bruscos en los precios de los energéticos y de perturbaciones en el crecimiento económico. Ha sido un período de transición durante el cual la mayoría de los países en desarrollo han tenido que ajustar, o siguen todavía ajustando, sus patrones de producción y consumo de energía para responder a un nuevo ambiente. Quizás uno de los más importantes cambios haya sido que, durante este período, los eventos del futuro se han vuelto más inciertos que anteriormente. Por lo tanto, los responsables de las políticas, los gerentes y los planificadores de los países prestatarios y las agencias de desarrollo, teniendo en cuenta los hechos de los últimos 15 años, están ahora más preocupados por los riesgos a largo plazo relacionados con las decisiones del presente.

En el subsector eléctrico, decisiones significativas usualmente se basan en proyecciones de los parámetros principales tales como la demanda de energía eléctrica, los costos de capital, los precios de combustible y las tasas de cambio. Esas decisiones de planificación raramente se toman con una información perfecta. Debido a la incerti-

dumbre, factores de riesgo siempre rodean esas decisiones y las consecuencias de "malas decisiones" (aquellas que conducen al fracaso cualquier intento de ajustar el programa planeado de desarrollo eléctrico con el programa efectivo de expansión de mínimo costo para satisfacer la demanda), pueden tener resultados catastróficos. Esos riesgos pueden ocurrir en un sobrecosto substancial para la economía, perturbando así la ejecución de políticas macroeconómicas para la inversión pública, los precios, la balanza de pagos y el crecimiento de los sectores productivos.

Estudios recientes realizados por el Banco Mundial (7, 10) han encontrado que, en las dos últimas décadas, muchos países en desarrollo han fracasado en sus proyecciones de programas de construcción, costos de inversión y ventas, que son factores que afectan sensiblemente la viabilidad económica de un proyecto y también tienen un impacto sobre las finanzas de las empresas eléctricas y del subsector eléctrico en su conjunto.

La primera reacción a estos malos resultados en las proyecciones de los principales parámetros de planificación ha sido dirigir inversiones hacia unos instrumentos más sofisticados de

proyección, manteniendo al mismo tiempo la característica esencialmente determinista del enfoque de planificación (por ejemplo, modelos·econométricos complejos para las proyecciones de demanda eléctrica). Sin embargo, esas inversiones que son a veces altamente costosas han resultado hasta ahora relativamente improductivas. Por ejemplo, una encuesta sobre la experiencia de proyecciones de 100 empresas eléctricas norteamericanas encontró que los modelos sofisticados no lograron proporcionar mejores resultados que los métodos menos sofisticados (5).

El problema por lo tanto es que la incertidumbre es un factor inevitable al cual hay que enfrentarse en el proceso de planificación. Se necesita elaborar un proceso de planificación para tratar con la incertidumbre desarrollando estrategias que minimicen los riesgos o que no conduzcan a "malas decisiones", en lugar de estrategias que enfocan exclusivamente en las soluciones de costo mínimo basadas en supuestos deterministas -y por lo tanto a menudo irreales- sobre las condiciones y eventos futuros. Esas estrategias, sin embargo, pueden exigir mayores costos y por lo tanto llevan a la siguiente interrogante: ¿Cuánto se debe pagar para evitar o

* Economista de Energía, Departamento de Industria y Energía, Banco Mundial

reducir los riesgos de una planificación incorrecta? Para analizar ese problema, el Banco Mundial está emprendiendo un programa diseñado para incorporar el riesgo y la incertidumbre en la planificación eléctrica. El presente documento proporciona un informe sobre el progreso y los hallazgos de este programa hasta la fecha (junio de 1989).

2. EL PROBLEMA DE LA PLANIFICACION ELECTRICA

Antes de abordar el problema de la incertidumbre en el desarrollo eléctrico, su enfoque y soluciones potenciales, sería conveniente revisar brevemente algunos conceptos básicos del problema y de la metodología de planificación de los sistemas eléctricos. Se puede encontrar una visión general más completa en el informe final del estudio del Banco Mundial orientado a evaluar los modelos de planificación para la expansión del subsector eléctrico (13).

El objetivo de los estudios de planificación de la expansión eléctrica es determinar una secuencia de aumento de capacidad en la generación y transmisión para poder satisfacer la demanda futura de electricidad, cumpliendo con las siguientes condiciones:

- Costo mínimo: se busca minimizar los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- Confabilidad: asegurar la oferta confiable de la carga.

Se debe cumplir con estos requerimientos al mismo tiempo que se respetan las limitaciones sociales, financieras, políticas, geográficas y del medio ambiente. El esfuerzo de planificación eléctrica por lo tanto implica minimizar los costos totales más la optimización, o al menos una representación adecuada, de la operación del sistema eléctrico (es decir, una simulación realista del

despacho de energía), al mismo tiempo que se logra un nivel aceptable de confiabilidad de suministro.

En principio, el problema de planificación eléctrica es un ejercicio típico en la investigación de operaciones que justifica la adopción de un enfoque de sistemas. Este enfoque es necesario para diagnosticar tanto el plan de expansión en su conjunto como, muy frecuentemente, el mérito económico de cualquier proyecto particular¹. Se desarrollaron y refinaron las metodologías para abordar ese problema sobre todo en los años sesenta y setenta y actualmente los países en desarrollo las utilizan². Esas metodologías son bastante sofisticadas ya que el problema global de optimización comprende las siguientes características (13):

- Variables discretas de decisión: inversiones, mantenimiento y la asignación de unidad son decisiones "a todo o nada" (a menudo irreversibles) que afectan la capacidad por montos indivisibles.
- Variaciones no lineales: curva de carga, curvas de costo de generación térmica y la variación de las características de las centrales hidroeléctricas con nivel de embalse son funciones no lineales.
- Interacciones dinámicas: almacenamiento de embalse, stock de capacidad, disponibilidad de sitios y economías de escala crean fuertes vínculos entre las decisiones pasadas y las futuras.
- Limitaciones: las leyes de la física y las limitaciones técnicas y económicas se traducen en muchas limitaciones de igualdad y desigualdad (aunque, en principio, los niveles de confiabilidad constituyen un problema de optimización, se los tratan usualmente como una limitación adicional).

Esas características, agregadas al tamaño del problema (gran número de variables y limitaciones

de decisión), determinan que el problema de optimización es difícilmente manejable sin recurrir a simplificaciones importantes o una desagregación del problema. La incorporación de variables aleatorias y de la incertidumbre dentro de esos modelos ya complejos implicaría, por lo tanto, un gran desafío analítico.

3. NATURALEZA DEL PROBLEMA DE LA INCERTIDUMBRE

La incertidumbre significa "no conocido con certeza"; por lo tanto los elementos de la incertidumbre son aquellos sobre los cuales se carece de conocimientos definitivos y que pueden conducir a la imposibilidad de lograr un buen programa de desarrollo. Los riesgos son las posibilidades de perjuicio o pérdidas para el inversionista (o para el consumidor) inherentes a las decisiones tomadas dentro de un ambiente incierto. Así, la incertidumbre se refiere a la falta de conocimientos sobre eventos futuros y el riesgo se refiere a las posibles consecuencias adversas que puedan provenir de esa incertidumbre.

Existen muchos tipos diferentes de incertidumbre. En algunos casos, se pueden derivar las probabilidades de varios resultados a partir de observaciones pasadas (por ejemplo, la disponibilidad de agua cuando los datos hidrológicos son insuficientes). Sin embargo, en muchos casos, los eventos futuros inciertos no están relacionados con los datos históricos bien conocidos, más bien son eventos que son únicos y que no se repiten. En esos casos, cualquier predicción probabilista sería el fruto de un juicio subjetivo en vez de un pronóstico basado en las estadísticas y reflejaría el grado de confianza que tiene una persona particular sobre la posibilidad de que ocurra un evento

CUADRO 1 INCERTIDUMBRES DE PLANIFICACION

Relacionadas con factores externos

- Precios de combustible
- Crecimiento de la demanda económica y eléctrica
- Tasas de inflación e interés
- Tasas de cambio
- Estructura de precios relativos de los energéticos
- Estructura de la demanda de energía
- Naturaleza y costo de las instalaciones y equipos que dependen de la utilización de energía
- Desarrollos tecnológicos
- Ambiente de regulación: política tarifaria, incentivos financieros, reglamentación del medio ambiente
- Factores naturales: hidrología, condiciones geológicas, etc.

Relacionadas con factores internos

- Programas de construcción
- Costos de operación y mantenimiento
- Disponibilidad y producción de planta
- Eficacia de los programas de conservación y manejo de carga
- Pérdidas en el sistema

específico (6). Las incertidumbres pueden también diferir en cuanto al alcance de la variación (por ejemplo, la dispersión de las desviaciones de los pronósticos), la magnitud del riesgo asociado, la frecuencia del riesgo (una sola vez o riesgos periódicos) y si los riesgos están limitados a un proyecto o programa particular, están correlacionados con otros riesgos o son genéricos.

Es útil clasificar las incertidumbres enfrentadas por las empresas eléctricas en dos categorías, es decir factores externos e internos, para diseñar medidas posibles para su manejo. Los factores externos son en gran parte aquellos fuera del control de la empresa, mientras que los factores internos son aquellos sobre los cuales la empresa tiene por lo menos un control parcial. El Cuadro 1 presenta los más importantes factores de incertidumbre, tanto externos como internos. General-

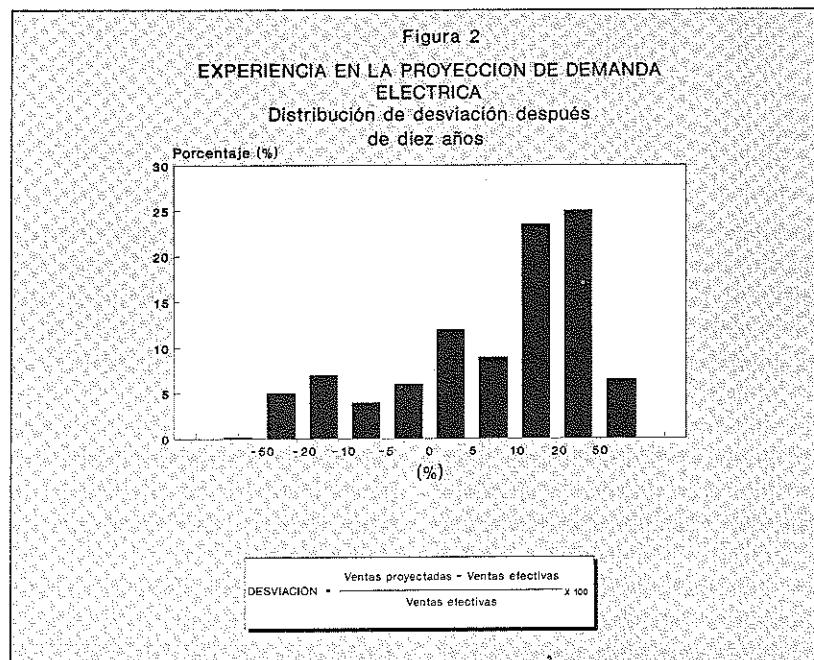
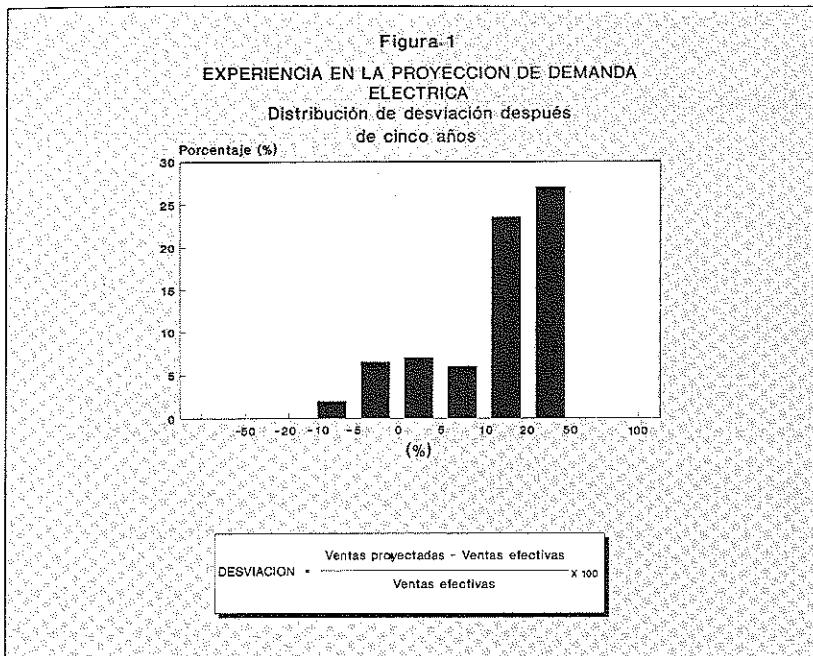
mente, se puede disminuir el grado de incertidumbre relacionada con factores internos mediante una administración más eficiente en la implementación de los proyectos y su operación. Por otro lado, la única manera de manejar factores externos es mediante la incorporación de esas incertidumbres en el proceso de planificación. Esta estrategia no reducirá el grado de incertidumbre pero tiene el potencial de reducir considerablemente los riesgos asociados con las decisiones de inversión. (Cuadro 1)

Se puede ilustrar la importancia de un problema de incertidumbre en el sector eléctrico comparando los valores efectivos y de pronóstico para varios parámetros claves. El promedio y en particular la distribución de esas discrepancias proporcionan una medida de los riesgos asociados con las decisiones de inversión basadas en una

perspectiva determinista del futuro. Varios estudios que evalúan los proyectos de generación eléctrica financiados por el Banco Mundial en todo el mundo llegaron a las siguientes conclusiones (7, 10, 11):

a) Estimaciones de demanda

Una evaluación ex-post de las proyecciones en 45 países encontró que, en general, los pronosticadores han mostrado demasiado optimismo. Se observó, como promedio, que por cada subestimación había tres sobreestimaciones en las proyecciones. No es sorprendente que la desviación de pronóstico y la incertidumbre aumentaban con el horizonte de la proyección. Las estimaciones de demanda un año más tarde a partir del momento en que se hizo la proyección mostraron una desviación típica de +/- 5%, aunque algunas de las desviaciones observadas se



encontraban en una gama de -20% a 75%. Después de cinco años, las desviaciones se extendieron de -10% a 50% (Figura 1). Después de siete años, la desviación aumentó de -50% a 100% y después de 10 años la gama alcanzaba entre -70% y 100% (Figura 2). Además de la creciente inexactitud en las proyecciones de demanda, se encontró que el grado de

correlación entre el crecimiento de la demanda eléctrica para los períodos subsecuentes estaba usualmente bajo, especialmente en los países en desarrollo con malos o decrecientes resultados económicos (Figura 3). Este último hallazgo sugiere que las extrapolaciones sencillas utilizando las tendencias pasadas no producirán buenos pronósticos.

b) Precios de petróleo

Los resultados pasados de las proyecciones de precios de petróleo (los del Banco Mundial se indican en la Figura 4 en términos de precios constantes) revelan que siempre han fracasado rotundamente en suministrar predicciones confiables de los aumentos y

Figura 3
CONSUMO ELECTRICO EN LOS 20 PRINCIPALES PMDS
Distribución de la Variación de Crecimiento

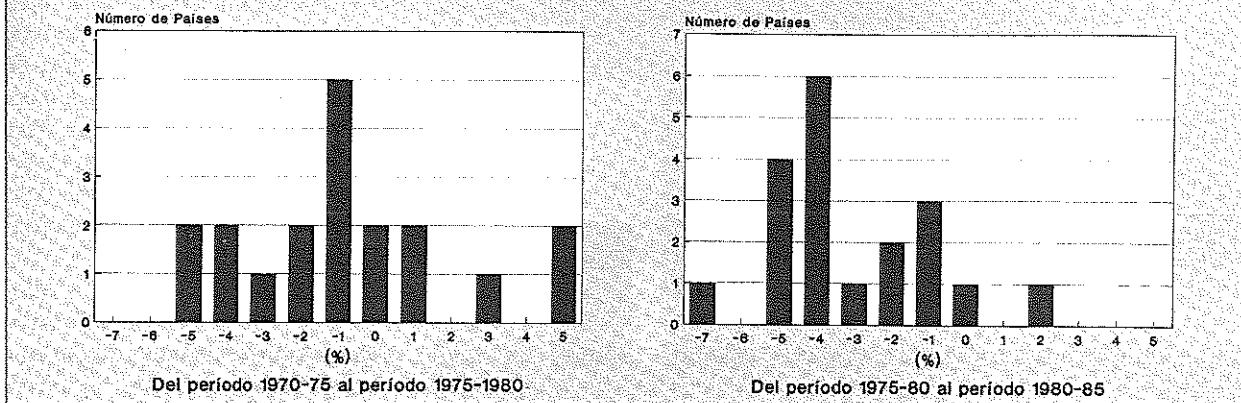
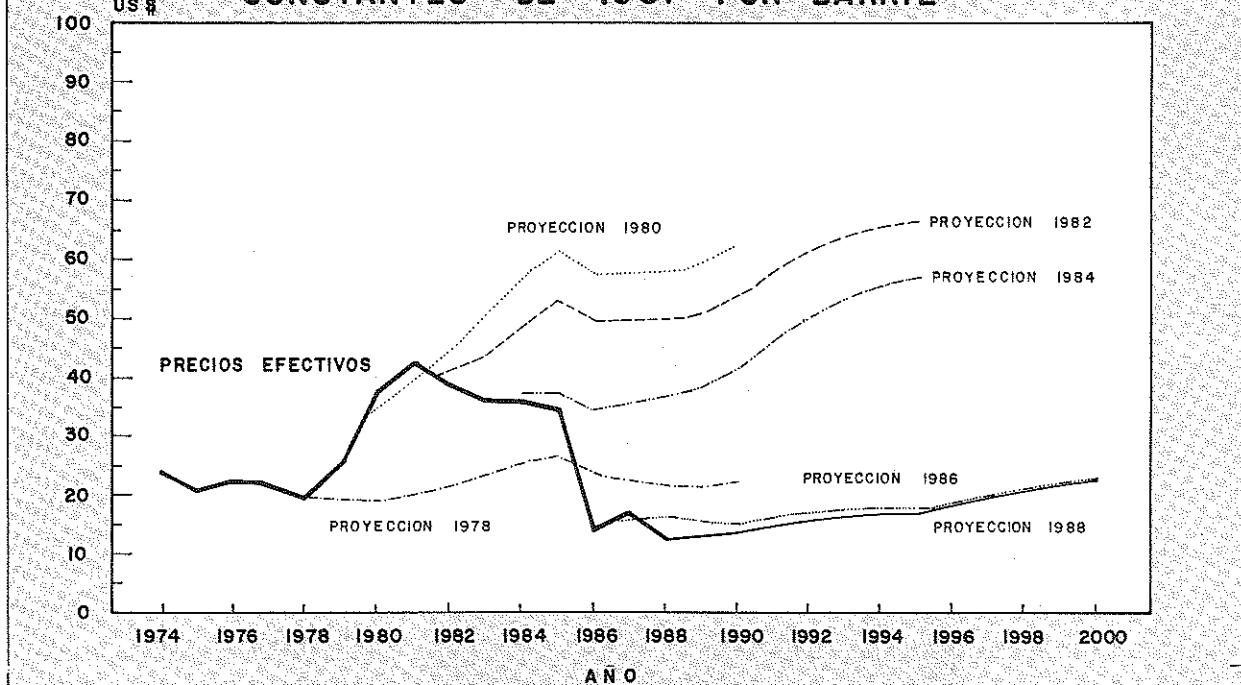


FIGURA 4
PROYECCIONES DEL BANCO MUNDIAL
PARA PRECIOS DE PETROLEO EN US\$
CONSTANTES DE 1987 POR BARRIL

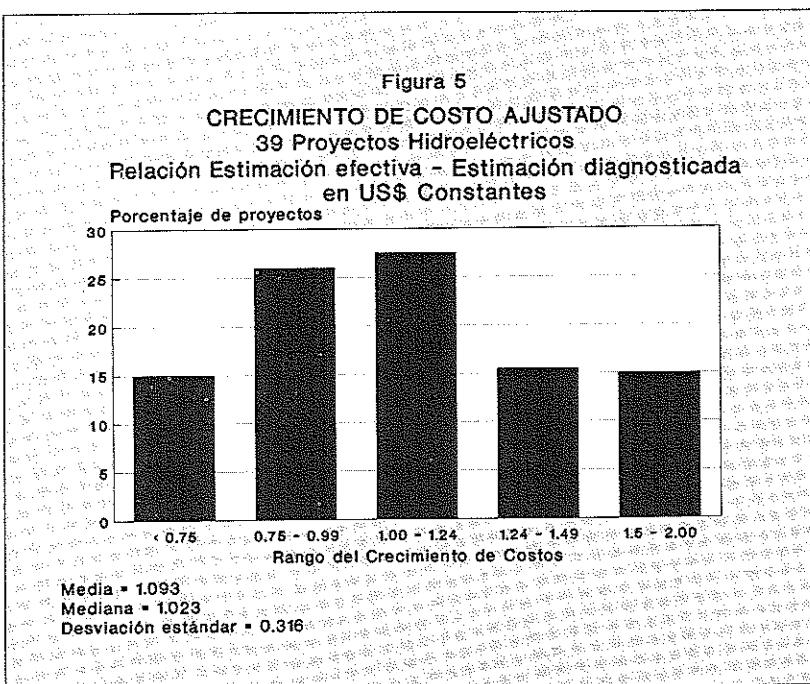


disminuciones de los precios en los últimos 15 años. Debido a su volatilidad, los precios de petróleo se han convertido en una de las principales fuentes de incertidumbre en la planificación eléctrica. Esa incertidumbre se manifiesta en las grandes variaciones en las proyecciones realizadas (por ejemplo, el rango en las estimaciones de los

precios futuros de petróleo es mucho mayor que el rango en las para los precios de carbón mineral), así como en la magnitud de los riesgos asociados. Las opciones tecnológicas basadas en proyecciones inexactas de precios de petróleo pueden perjudicar la economía en términos de altos costos.

c) Sobrecostos de construcción

Un estudio reciente muestra que, en términos nominales, el promedio de los sobrecostos para aproximadamente 40 proyectos hidroeléctricos alcanzaba el 40.7%, con sobrecostos aislados de hasta 200%. En términos reales (valores constantes), el sobrecosto promedio



era de 9.3% y el rango de las desviaciones observadas se extendía de -25% a 100%. Para todo tipo de proyecto eléctrico del Banco ejecutado durante el período 1967-1984, el sobrecosto promedio en términos nominales era de 19% (véanse Figuras 5 y 6). Con respecto a este muestreo, se encontró que aquellos proyectos aprobados antes y terminados después

de la crisis petrolera de 1973 estaban sujetos a los más severos sobrecostos, debido sobre todo a los efectos de una inflación imprevista.

d) Período de construcción

El cumplimiento con el cronograma de implantación del proyecto es una factor clave para medir

los resultados del proyecto. En promedio, se estimaba que los proyectos eléctricos aprobados por el Banco entre 1967 y 1978 al momento de su evaluación, se terminaban dentro de los 46 meses, pero el período efectivo de implantación sumaba 66 meses, lo que equivale a una demora promedio de 20 meses (43%). Para 41 proyectos hidroeléctricos, la demora promedio era de 30.4% pero con una repartición bastante homogénea de 0% a 100% (Figura 7).

Estos resultados de los diferentes parámetros de planificación sobre las proyecciones revelan dos características principales. Primero, las desviaciones medias son, para todas las variables, muy elevadas y claramente sesgadas. Existe un sesgo optimista reflejado en la sobreestimación del crecimiento de demanda y la subestimación de los costos y tiempo de construcción. Segundo y tal vez aún más importante, la gran dispersión encontrada en todas las variables indica el grado de incertidumbre que se debe enfrentar al tomar decisiones específicas sobre las inversiones en el subsector eléctrico y, por lo tanto, la gran posibilidad de llegar a conclusiones equivocadas utilizando las técnicas de planificación deterministas tradicionales. También es claro que la amplia gama de diferencias que se encuentran entre los valores de proyección y los valores efectivos raramente es captada por los usualmente estrechos márgenes de error adoptados en un análisis de sensibilidad.

4. PRACTICAS ACTUALES EN EL TRATAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE

Se puede enfocar la incertidumbre en varias maneras. En términos prácticos, se ignora la incertidumbre enfocando la atención en estrategias de corto plazo y suponiendo que los problemas de largo

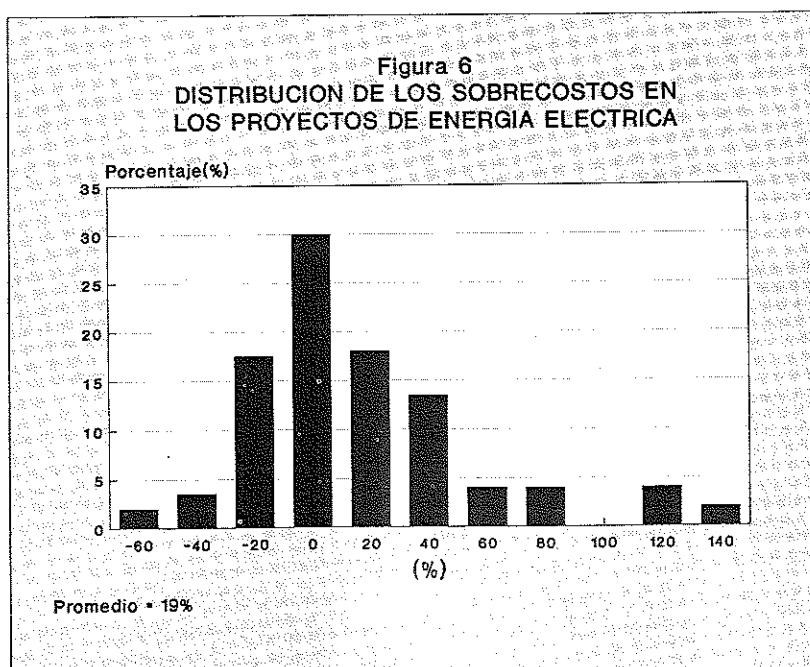
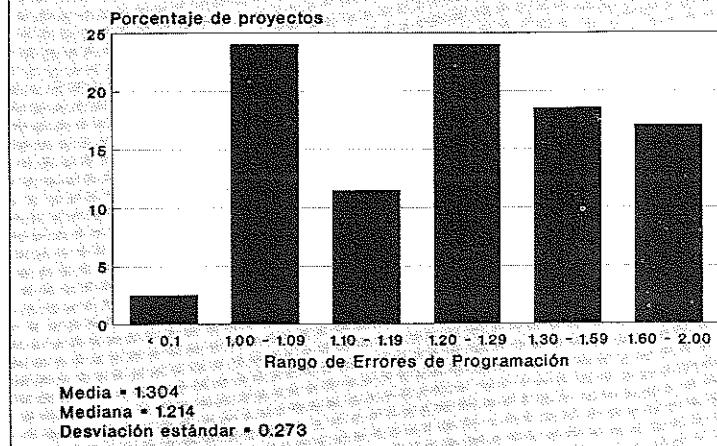


Figura 7

ERRORES DE PROGRAMACION

41 Proyectos Hidroeléctricos

Relación Estimación efectiva - Estimación diagnosticada



plazo se solucionan por sí mismos. Existen, sin embargo, varias formas de mancharla directamente, tales como:

- Postergar las decisiones: esperar hasta que la información adicional se haga disponible para reducir la incertidumbre; mientras tanto se compra información adicional para reducir la incertidumbre.
- Vender los riesgos a otras partes: llevar a cabo subastas para los recursos de oferta y demanda, negociar contratos a largo plazo de suministro de combustible y de compra de energía eléctrica. Desde luego, eso conlleva el riesgo de precios menores previstos en el futuro.
- Planificar muy cuidadosamente para todas las contingencias razonables: tener un plan disponible que se puede utilizar si se desarrollan ciertas contingencias; solamente útil para los compromisos/planes de corto plazo.
- Adoptar estrategias flexibles que permitan cambios relativamente fáciles y económicos.

Todas esas estrategias implican costos adicionales. Las empresas

eléctricas por lo tanto tienen que decidir hasta qué cantidad es aceptable pagar para reducir los riesgos. La toma de decisión bajo riesgo funciona mejor cuando se aplica la mejor información disponible al proceso de decisión. En este sentido, una herramienta satisfactoria de planificación debería resolver ese problema específico, es decir, el intercambio, o el "trade-off", entre el costo adicional y el riesgo reducido. Aunque los planificadores y los investigadores están trabajando actualmente en varios nuevos enfoques, no existe todavía un instrumento satisfactorio ampliamente aceptado para abordar el problema del riesgo y la incertidumbre en la planificación eléctrica.

A pesar de la necesidad evidente de tratar el problema de la incertidumbre en la planificación eléctrica, se está haciendo muy poco, especialmente en los países en desarrollo, donde los modelos deterministas de menor costo constituyen el principal, y a veces el único, instrumento de planificación. El objetivo de esos modelos es determinar el programa de desarrollo que podrá satisfacer una demanda eléctrica

proyectada al menor costo económico bajo un conjunto dado de supuestos para los parámetros de planificación. No se presta ninguna consideración a una evaluación explícita de las diferencias en los parámetros de riesgo entre las secuencias alternativas de inversión. En práctica, la evaluación usualmente incluye algún análisis de sensibilidad únicamente para confirmar la firmeza de la conclusión de evaluación a variaciones arbitrarias en unos pocos parámetros de planificación. Sin embargo, no se realiza ese análisis para cambiar o mejorar el programa de desarrollo; es decir, el análisis de sensibilidad tal como se aplica implica un enfoque descriptivo en vez de uno prescriptivo. Además, en el caso de algunos de los parámetros, el margen de variación examinado ha tendido a ser mucho menor que la diferencia ex-post entre las tendencias actuales y las tendencias originalmente proyectadas, realizadas al momento de la estimación de la inversión. Tales desventajas a menudo impiden que el programa de desarrollo adoptado sea realmente el de mínimo costo para satisfacer la demanda. El enfoque determinista de

CUADRO 2
TÉCNICAS UTILIZADAS ACTUALMENTE
PARA ANALIZAR LA INCERTIDUMBRE

Análisis de escenario	Primero se construyen los escenarios alternativos y se identifican los planes alternativos para satisfacer cada uno de esos escenarios. Luego se analizan los mejores planes alternativos para cada escenario bajo otros escenarios para evaluar sus resultados (es decir, los riesgos implicados) y también para identificar las decisiones de inversión que son apropiadas bajo un gran número de escenarios.
Análisis de sensibilidad	Se identifica el plan preferido para el escenario más probable. Luego se varían los factores claves (variables inciertas) para ver cómo el plan responde a esas variaciones.
Anal. de cartera de proy.	Se desarrollan planes múltiples, cada uno de los cuales logra objetivos diferentes (económicos, sociales, ambientales). A menudo se someten esos planes a análisis de sensibilidad.
Análisis probabilista	Se asignan probabilidades a diferentes valores de variables inciertas claves y se obtienen los resultados mediante la simulación probabilista (por ejemplo, técnicas de Monte Carlo). El resultado es un valor anticipado y la distribución de probabilidad para indicadores económicos claves.

costo mínimo no evalúa explícitamente los riesgos de falla en lograr los objetivos económicos y las consecuencias de inversiones eléctricas subóptimas. Aunque tales resultados no anulan necesariamente el principio básico de la programación de costo mínimo a largo plazo para el desarrollo eléctrico, ponen en duda la capacidad eficiente de la metodología presente de lograr el objetivo básico de costo mínimo.

El enfoque determinista tradicional, utilizado por el Banco Mundial y muchas agencias de desarrollo, a menudo resulta en programas de costo mínimo que, aprovechando de economías de escala, típicamente favorecen grandes centrales de generación y especialmente grandes centrales hidroeléctricas --cuando la hidroenergía es un recurso energético principal-- las cuales enfrentan incertidumbres económicas, geológicas, hidrológicas y ambientales que son mayores que las otras alternativas. Estos programas

tienden a ser más arriesgados que una expansión eléctrica basada en plantas más pequeñas por las siguientes razones: 1) la selección de un grupo reducido de grandes centrales resulta en una baja diversificación de las inversiones, aumentando así los riesgos generales; 2) grandes proyectos tienden a tener mayores impactos potenciales; 3) proyectos grandes, especialmente centrales hidroeléctricas, reducen la flexibilidad de un programa ya que es difícil modificar sus decisiones con respecto a su largo período de implantación a medida que cambian las condiciones externas; y 4) los costos y el suministro de energía de los proyectos hidroeléctricos son más inciertos debido a sus características geológicas e hidrológicas. Por lo tanto, la inadecuada consideración prestada a la incertidumbre en la selección de los programas de mínimo costo para el desarrollo eléctrico a menudo resulta en mayores riesgos.

En los países industrializados, especialmente en los Estados Unidos, muchas empresas eléctricas no cuentan con modelos de optimización de costo mínimo para la planificación de sistema. Eso se debe a las decepciones en el pasado y también porque para muchas empresas las opciones están limitadas debido a consideraciones de reglamentación, ambientales y políticas y el hecho que la demanda está creciendo lentamente³. Una encuesta realizada en las prácticas de planificación de 14 empresas eléctricas norteamericanas identificó la utilización de técnicas diferentes para abordar la incertidumbre que caben dentro de cuatro categorías principales: análisis de escenario, análisis de sensibilidad, análisis de cartera de proyectos y análisis probabilista (4). El Cuadro 2 proporciona una breve descripción de cada uno de esos métodos.

En los Estados Unidos, muchas empresas eléctricas utilizan al menos uno de esos métodos para

su planificación a largo plazo o una combinación de dos o más de ellos.

Se aplican, aunque no se limitan, la mayoría de las técnicas analíticas mencionadas a las políticas de oferta, es decir, al análisis de los planes de expansión. Existe, sin embargo, una variedad de políticas de demanda que también pueden contribuir a satisfacer las demandas futuras de electricidad. En los países en desarrollo no se aplican ampliamente esas políticas, tales como programas de manejo de carga y programas de conservación a pesar de su eficacia potencial en términos de costos y sus ventajas inherentes comparadas con los programas tradicionales de oferta en cuanto a la reducción de la incertidumbre. La dimensión más reducida, el tiempo más corto de implantación de estas políticas y la oportunidad de modificar los programas de demanda durante la ejecución son todos factores que reducen la incertidumbre para las empresas eléctricas, aunque limitaciones institucionales u otras pueden a veces obstaculizar su puesta en vigor.

5. SOLUCIONES POTENCIALES

La primera etapa del análisis del Banco del potencial para incorporar el riesgo y la incertidumbre en la planificación eléctrica consistió en un revisión de la literatura sobre las técnicas existentes y la identificación de los enfoques apropiados. Este esfuerzo inicial identificó tres métodos que, en grados diferentes, son potencialmente útiles para evaluar los proyectos eléctricos bajo la incertidumbre (8). Esos métodos son:

- i) La utilización de un modelo de optimización estocástica para la planificación eléctrica que utiliza técnicas sofisticadas de investigación operativa para incorporar el problema de la incertidumbre dentro de esos modelos de opti-

mización ya complejos desde el punto de vista informático.

- ii) El desarrollo de un método informal estratégico de intercambio a el riesgo, dirigido a evaluar la firmeza de los diferentes planes de expansión eléctrica.
- iii) La adaptación de métodos de valoración financiera, especialmente métodos de valor opcional, aprovechando la analogía existente entre los problemas de los mercados financieros y las decisiones de inversión de proyecto.

Los dos primeros métodos caben dentro de las categorías metodológicas de programación estocástica y análisis de escenario, respectivamente. Se ha aplicado recientemente el análisis de escenario en el Banco Mundial utilizando modelos convencionales sencillos. Dos aplicaciones interesantes son los estudios del IEN sobre la Inversión Sectorial Energética de Tailandia (12) y un Estudio de Planificación Eléctrica para el Congo (9).

La sección a continuación incluye una breve descripción de los tres métodos identificados, tal como fueron presentados en el Seminario sobre Riesgo e Incertidumbre en la Planificación Eléctrica que se realizó en el Banco Mundial a fines de 1988. Además, una literatura anotada y seleccionada, extraída de la revisión anteriormente mencionada, se encuentra en el Anexo I.

Modelo de Optimización Estocástica

Este modelo considera la extensión del modelo tradicional de expansión de capacidad de la planificación eléctrica basada en un enfoque de costo mínimo mediante la incorporación de variables inciertas (estocásticas) (2). Así, la idea no es abandonar el enfoque existente a causa de la incertidumbre sino adaptarlo.

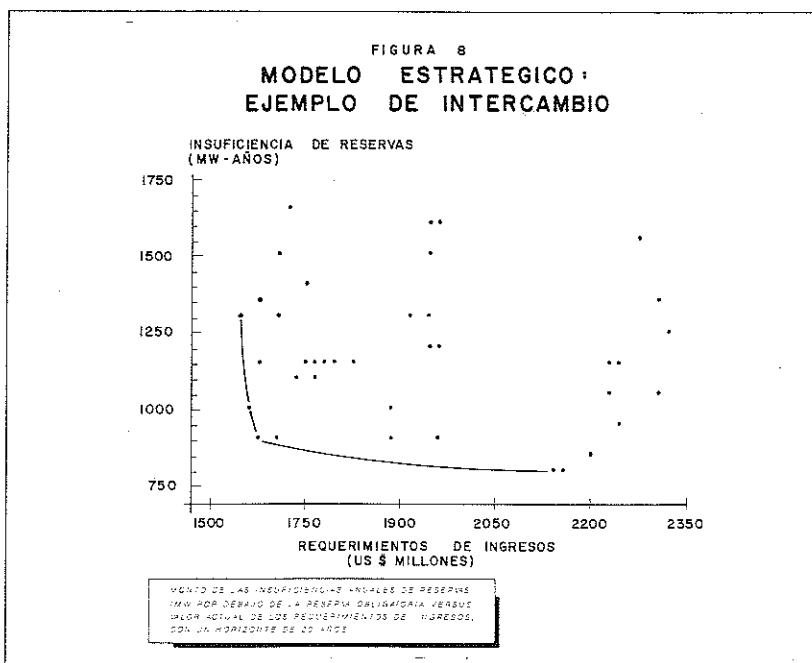
El método toma en cuenta un conjunto de escenarios y, en vez de

analizarlos sucesivamente (tal como un enfoque de escenario tradicional lo haría), los toma todos directamente en cuenta en el proceso de evaluación de decisión. Técnicamente, se puede también ver al método como una extensión del enfoque estándar del árbol de decisión donde las diferentes ramas -que corresponden a diferentes escenarios- se dividen en dos al momento que se supone que se haya solucionado la incertidumbre. En términos prácticos, algunas ramas en el árbol son generalmente suficientes para captar la mayor parte de los efectos de la incertidumbre. El problema clave, por lo tanto, es estructurar los escenarios en un árbol de eventos que captan los efectos de incertidumbre mientras que intentan minimizar el esfuerzo computacional de optimización. Se consideran varios escenarios con probabilidades discretas asociadas.

Usualmente se formula el modelo como un programa matemático para minimizar los costos totales de expansión y operación, sujetos a limitaciones de demanda y capacidad. Las técnicas de solución implican la aplicación de métodos de descomposición⁴. Se ha aplicado este modelo en varios problemas de planificación energética en los países industrializados con dos o tres variables inciertas.

La Búsqueda de Soluciones Robustas en los Planes de Expansión de los Sistemas Eléctricos: Modelo Estratégico de Intercambio de Riesgo ("Strategic Risk Trade-off Model")

Es un técnica de análisis de intercambio compensatorio, o "trade-off", que compara los múltiples atributos de soluciones alternativas para identificar aquellas que son las más robustas en el sentido que funcionan bien en el mayor número de escenarios probables (o con la mayor probabilidad a través del espacio del escenario). La descripción siguiente del método proviene



de una presentación hecha por el señor Hyde Merrill en el seminario mencionado anteriormente.

Definiciones

Una empresa eléctrica hace su selección a partir de un conjunto de **opciones**: construir un nuevo plan eléctrico a base de carbón mineral, implementar las tarifas de acuerdo

con la hora del día, rehabilitar una interconexión, etc. Cada opción tiene parámetros (por ejemplo, año o tamaño o incentivo) que se deben especificar.

Un **plan** es un conjunto de opciones especificadas, por ejemplo, "elaborar tarifas residenciales para la hora del día en 1989, construir una central de carbón mineral de 600 MW y agregar 350 MW de capacidad

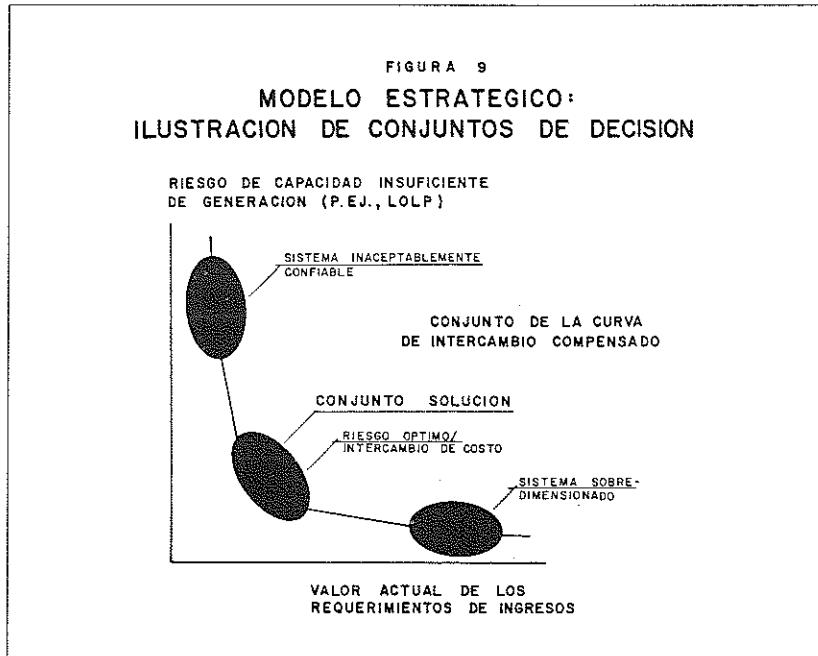
de transferencia hacia el oeste en 1992".

Las **incertidumbres** existen más allá de los conocimientos o control de la empresa eléctrica sobre el futuro: crecimiento de carga, precios de combustible, penetración de los programas de demanda, etc. Cada uno tiene parámetros que se deben especificar tales como "3% por año" para el crecimiento de carga. Se pueden formar un modelo de las incertidumbres de manera probabilista o como variables "desconocidas pero limitadas" sin una estructura de probabilidad.

Un **escenario** es un conjunto de incertidumbres especificadas, por ejemplo, "3% anual de crecimiento de carga y 15% anual de incremento del precio real de petróleo".

Los **atributos** son mediciones de la bondad de un plan. Esas mediciones pueden incluir requerimientos de ingresos (total o por tipo de consumidor), mezcla de combustible, confiabilidad de servicio, carga financiera (por ejemplo, requerimientos de capital) e impactos ambientales. Los atributos son funciones de opciones e incertidumbres. El planificador quiere minimizar o optimizar cada atributo.

La consideración de alternativas en el proceso de planificación del sistema eléctrico implica la elaboración de incertidumbres de insumo describiendo las situaciones mundiales que se estiman pertinentes para el proceso de planificación y probando cómo las opciones se comportarían en ese contexto. Eso proporcionaría "trade-offs" en el espacio del atributo. Un ejemplo de eso se expone en la Figura 8, que muestra el "trade-off" entre dos atributos: deficiencia de reservas en años-MW y valor actual de los requerimientos de ingreso. La figura también ilustra el proceso por el cual se puede llegar a un conjunto de decisiones. Un conjunto



de decisiones consiste en aquellos planes que no están completamente dominados⁵ por otros. En la Figura 8, los planes que corresponden al conjunto de decisiones están conectados por una línea. Es obvio que no existen otros planes que serían mejores que los que están en el conjunto de decisiones con respecto a los atributos mostrados. Por lo tanto, se pueden omitir de cualquier consideración futura todos aquellos que se encuentran fuera del conjunto de decisiones.

La Figura 9 muestra cómo se define el conjunto solución (knee set). Este conjunto consiste en aquellos planes que se encuentran al límite de las áreas de rendimiento decreciente para los atributos. Por ejemplo, para obtener un nivel superior de confiabilidad, se requieren costos mayores, como se muestra en el grupo de opciones donde el sistema está sobredimensionado. En forma alternativa, las reducciones en el valor presente de los requerimientos de ingreso más allá de los obtenidos en el conjunto solución solamente se podrían lograr a costa de niveles inaceptablemente altos de inestabilidad.

Se puede considerar la incertidumbre explícitamente en ese tipo de análisis de "trade-off" mediante un sistema de escenarios, que cubriría el espacio total del evento, poniendo en duda las distribuciones significativas de probabilidad si el análisis se lleva a cabo de forma probabilista o la región entre los límites de valores posibles si no se asignan las probabilidades. La Figura 10 muestra cómo el conjunto de decisiones y su solución pueden encontrarse en dos escenarios relacionados, en ese caso mostrando el valor presente de los requerimientos de ingreso versus las emisiones de SO₂ para 22 plantas de conversión de carbón mineral. Bajo un escenario, se supone un crecimiento de carga de 1% anualmente y bajo el otro, la carga disminuye en 1% anualmente.

Como se observa en la figura, un número de los mismos planes corresponden al conjunto de solución independientemente del escenario escogido. Ese ejemplo sirve para ilustrar un aspecto esencial: no importa si un indicador particular (tal como el valor presente de los requerimientos de ingreso) responde o no a una incertidumbre particular. Lo que realmente importa es si la decisión que se va a tomar responde o no a la incertidumbre. En el caso de la figura, si todas las otras cosas permanecen iguales, es posible que se seleccione el mismo proyecto, sin tener en cuenta los escenarios que prevalecerían.

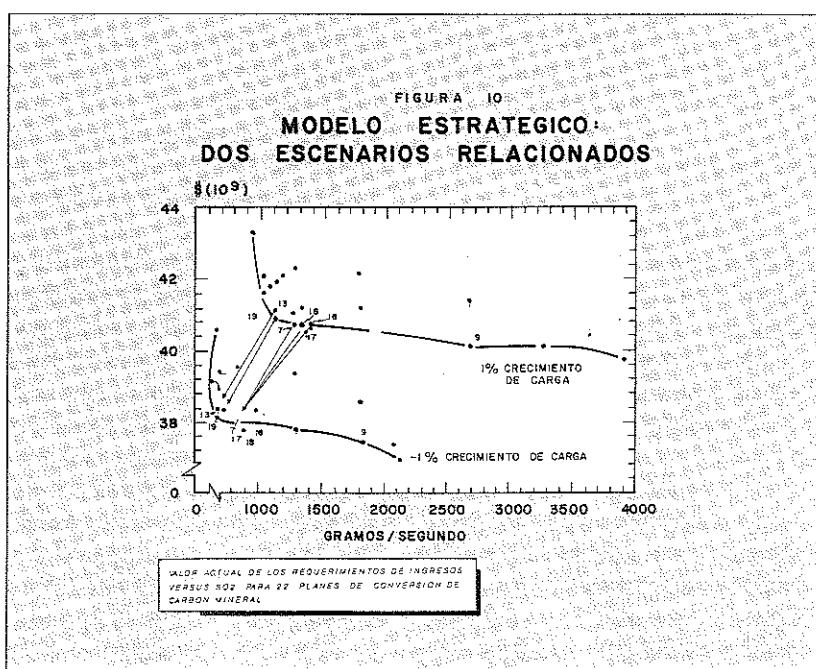
El ejemplo de la Figura 10 es útil para definir la noción de robustez. Un plan es robusto si está dentro del conjunto de decisiones condicionales de cada escenario o, en otras palabras, si se incluye el plan en el conjunto de decisiones sin tener en cuenta el escenario que se supone prevalecerá. Cuando el análisis de los escenarios se lleva a cabo en forma probabilista, se puede decir que un plan es vigoroso con probabilidad P si los escenarios dentro de los cuales aparece el plan tienen una probabi-

lidad de ocurrencia P. Por otro lado, se considera que una opción es flexible si sus valores especificados son parte de un conjunto de planes de decisión condicional para cada escenario.

Una ventaja del sistema propuesto es que, al examinar las características de las opciones que aparecen en ciertos escenarios, tal vez sea posible establecer compensaciones, es decir ajustar las mejores opciones para reducir sus riesgos. Combinando las mejores características de varias opciones o planes, se pueden encontrar otros que sean más robustos.

No se requiere ningún software especial para utilizar el enfoque descrito para la búsqueda de soluciones robustas. Sin embargo, un paquete de software denominado RISKMIN (1) está disponible para ayudar y uno de sus principales beneficios es que puede crear opciones adicionales sin la necesidad de calcularlos explícitamente. Por lo tanto, el procedimiento para encontrar planes robustos se expone a continuación:

- 1) Identificar opciones, incertidumbres y atributos.



-
- 2) Desarrollar una base de datos utilizando el software de planificación de expansión existente.
 - 3) Identificar las incertidumbres críticas y no críticas.
 - 4) Encontrar conjuntos de decisión y medir la robustez.
 - 5) Medir la exposición, identificar los peligros y las compensaciones.
 - 6) Realizar simulaciones adicionales, paso 2, y seguir adelante con paso 4.

Varias empresas eléctricas de los Estados Unidos han aplicado este método.

Como se puede observar, no se desarrolló este método solamente para abordar el problema de la incertidumbre sino para examinar también los objetivos múltiples (y a menudo conflictivos) encontrados en la planificación eléctrica. Eso implica un enfoque más amplio para la planificación eléctrica que proporciona una información de mucho valor en el proceso de toma de decisión que permite, por ejemplo, una comparación explícita de los objetivos económicos y ambientales. Sin embargo, la aplicación de este enfoque debería efectuarse con mucha cautela ya que puede abrir la puerta para la introducción de factores no económicos falsos dentro del proceso de toma de decisión.

Métodos de Valoración Financiera

Se considera que existen dos métodos de valoración financiera que pueden ser útiles para incorporar el riesgo en los modelos de planificación eléctrica. Ellos son 1) las tasas de descuento ajustadas al riesgo y 2) los métodos de fijación opcional de precios.

Un principio básico de la financiación empresarial es que no se debe pagar más por un proyecto de inversión que el precio de una cartera de valores que ofrecen retornos de riesgo y escala comparables. Este

principio se materializa en la regla del "valor presente neto", en el cual uno descuenta los flujos futuros de efectivo de los proyectos de inversión con una tasa ajustada al riesgo. El valor presente neto es una medida de la rentabilidad. Si la persona responsable de adoptar decisiones está escogiendo entre inversiones mutuamente exclusivas, entonces se debe escoger el proyecto con el mayor valor presente neto, ya que es el más rentable.

Es esencial para la utilización del método de tasa de descuento ajustada al riesgo, que la tasa de descuento sea la tasa esperada de retorno sobre los activos del mismo riesgo. Aquí, el riesgo relevante es el riesgo sistemático relacionado con la inversión, definiendo el riesgo sistemático como el riesgo que está correlacionado con el riesgo de todos los otros activos o, más generalmente, con el consumo agregado.

En la planificación del sistema eléctrico, el objetivo tradicionalmente ha sido la minimización de costos, bajo el supuesto que todos los planes de generación alternativos satisfacen una demanda común y así proporcionan los mismos beneficios. Sin embargo, se puede aplicar el principio de valor presente neto, porque si todos los beneficios son iguales, al minimizar el costo también se optimiza el valor. Hay que descontar flujos diferentes de costos a tasas diferentes según su nivel de riesgo. Por ejemplo, los costos fijos (con una covarianza de cero con demanda agregada) deben tener una tasa inferior de descuento y por lo tanto un valor actual superior a los costos comparables que están correlacionados positivamente con los retornos de otros activos y también deben tener una tasa de descuento superior a los costos comparables correlacionados negativamente con los retornos de otros activos⁶. Sin embargo, este ajuste de riesgo en la tasa de descuento es solamente válido

bajo circunstancias especiales donde el grado de riesgo se reparte de forma exponencial en el tiempo.

Cuando los costos serán determinados por una serie de decisiones, cuya dirección depende de algún factor económico incierto, puede ser muy difícil estimar el costo esperado o una tasa apropiada de descuento ajustada al riesgo. Para tales problemas, los métodos de fijación de precios opcionales son útiles. La teoría de opción provino de la literatura de finanzas (3) y ha resultado útil para una amplia gama de problemas que implican decisiones contingentes. Esta teoría muestra que se puede obtener el valor de una opción desde los precios de las acciones y el costo de préstamo con la duplicación de los pagos a una opción con una combinación de acciones y préstamos. La flexibilidad en las alternativas del sistema eléctrico a menudo es similar a la flexibilidad en ejercitarse una opción de acciones. Por ejemplo, además del costo de inversión de una central eléctrica en particular, hay un costo de oportunidad por ejercer la opción de invertir en esta central como resultado de la pérdida de flexibilidad ya que otros planes de expansión -supuestamente menos arriesgados bajo ciertos escenarios- resultan imposibles. Por ejemplo, tal vez sea mejor postergar la instalación de la central hasta que el costo evitado (es decir, el costo de un plan alternativo) supere el costo de inversión con un margen mayor que el costo de oportunidad de ejercer la opción de invertir.

Se pueden utilizar los métodos de fijación de precios opcionales para medir el costo de oportunidad de ejercer una opción de invertir y por lo tanto desarrollar reglas para la toma de decisión para determinar el tamaño del margen requerido para justificar la instalación. Generalmente, mientras más grande es la incertidumbre asociada con el proyecto, más amplio debe ser

CUADRO 3
RESUMEN DE LA EVALUACION

Optimización estocástica	Intercambio de riesgo	Fijación de precio opcional
Capacidad de modelación	Capta la dinámica del problema de decisión. Puede manejar varias variables inciertas. Se evalúan otros atributos externamente.	Habilidad en la formulación de escenarios determina la capacidad de modelar problemas de decisiones dinámicas. Puede manejar varias variables inciertas y atributos.
Aporte a la toma de decisión	Proporciona una solución óptima. No hay datos explícitos en los "trade-offs" a no ser que se comparan con el enfoque determinista.	Proporciona una información explícita sobre los trade-offs entre los atributos y el riesgo-costo. Permite mejorar las estrategias.
Capacidad de aplicación práctica	Capacitación en la modelización de problemas.	Datos sobre atributos no económicos. Se requiere un apoyo considerable de modelos de planificación estándar. Se podría requerir una capacitación en software de "trade-off" de riesgo.

el margen. Así, los métodos de fijación de precios optionales proporcionan una manera de valorizar la flexibilidad, una tarea difícil cuando se utilizan otros enfoques.

Los métodos de fijación de precios optionales muestran limitaciones en su presente estado de desarrollo. Una preocupación es la dificultad computacional de manejar más de un factor de riesgo. Otra limitante es el hecho que responde solamente a un tipo de problema de toma de decisión, por ejemplo, el tiempo para construir un proyecto específico.

Evaluación Preliminar de los Métodos Alternativos

La siguiente evaluación preliminar se basa en criterios dirigidos operacionalmente, tomando en cuenta

los aspectos indicados a continuación:

- Capacidad de modelación. La capacidad de los modelos de captar las posibles consecuencias de incertidumbres múltiples inherentes a los planes alternativos de inversión. La importancia de ese atributo depende de la complejidad del problema de decisión que se presenta. Así, modelos simples serían más apropiados cuando se enfrentan problemas sencillos de toma de decisión.
- Transparencia y contribución a la toma de decisiones. Los responsables de la toma de decisiones deben poder entender el método con facilidad. Se debe poder entender fácilmente los criterios para evaluar las alternativas y se deben analizar sin demasiado esfuerzo las consecuencias de insumos diferentes de juicio.

c) Grado de aplicación práctica. El método debe ser sensible para que los planificadores eléctricos puedan utilizarlo sin dedicarle tiempo excesivo en el proceso de transición, capacitación y aplicación. Se debe preferir una herramienta de toma de decisión que sea de bajo costo y práctico.

Aunque los criterios considerados son ciertamente subjetivos, el ejercicio es útil ya que enfoca consideraciones importantes de la práctica de planificación eléctrica y la incorporación del análisis de riesgo.

Se encuentra un resumen de esta evaluación en el Cuadro 3. La comparación de esas técnicas es en sí un problema de muchos atributos con tres criterios. Sin embargo, ninguna de las técnicas se impone sobre las otras.

Si bien el modelo de optimización estocástica es muy prome-

tedor en cuanto a su capacidad de modelación, proporciona una información más débil en comparación con la planificación estratégica ya que no hace explícito el trade-off entre el costo superior y el riesgo reducido. El modelo de "trade-off" parece ser una técnica muy útil ya que es sencillo, carece de la sofisticación computacional de la optimización estocástica y es fácil de entender y aborda directamente el problema del "trade-off". Sin embargo, su poder depende de las capacidades del planificador para formular el problema y captar la característica inherente a la expansión de los sistemas eléctricos. Se han aplicado ambos métodos con éxito en los países industrializados, aunque no ha habido ninguna experiencia práctica en los países en desarrollo.

No se ha aplicado el modelo de valoración de opciones para analizar la expansión de sistemas eléctricos complejos. Su capacidad limitada de modelación -que aparentemente se restringe a una decisión de inversión y una variable incierta- limitaría su aplicación a sistemas eléctricos pequeños y sencillos donde las opciones de inversión están limitadas a dos o tres tecnologías alternativas. Sin embargo, su fuerza reside en su atractivo teórico y en el hecho que la base de datos y el esfuerzo computacional requeridos para su aplicación son mucho menos exigentes que en modelos tradicionales más complejos de toma de decisión. Si se compensan esas ventajas con una falta de capacidad de modelización es una interrogante que debe abordarse al nivel empírico.

6. CONCLUSIONES

Los planificadores de sistemas eléctricos enfrentan el reto de determinar el tipo y la programación de altas inversiones bajo condiciones de gran incertidumbre en la

proyección de las tendencias futuras de los principales parámetros de planificación, tales como demanda, costos de capital y precios internacionales de combustible. Si no logran combinar razonablemente bien el programa de desarrollo seleccionado ex ante con el programa de expansión de mínimo costo ex post más deseable para satisfacer la demanda, pueden perjudicar la economía en términos de costos, lo que podría trastornar la ejecución de políticas macroeconómicas para la inversión pública, la fijación de precios, la balanza de pagos y el crecimiento de los sectores productivos.

Los enfoques tradicionales deterministas para la planificación eléctrica utilizados en los países en desarrollo no responden a las diferencias significativas en las incertidumbres vinculadas con los proyectos alternativos y a menudo llevan a programas inflexibles de menor costo, que típicamente incluyen grandes centrales de generación a pesar de sus riesgos inherentemente más altos en comparación con las otras alternativas. Además, este enfoque no evalúa explícitamente los riesgos que se corren en no lograr los objetivos económicos y las consecuencias de las inversiones eléctricas subóptimas. Aunque tales restricciones no invalidan el principio básico de programación de costo mínimo a largo plazo, ponen en duda la metodología actual y exigen mejoras para el tratamiento y la evaluación explícita del riesgo diferencial en las inversiones de planificación eléctrica.

En los países industrializados, muchas empresas eléctricas no dependen de los modelos de optimización de menor costo para la planificación de sistemas. En lugar de esos modelos, se comparan un cierto número de planes alternativos utilizando un análisis de escenario y otros métodos para diagnosticar la robustez de esos planes. Aunque la aplicación

de esos métodos implica un progreso sustancial en el tratamiento de la incertidumbre, se reconoce ampliamente que falta mucho por lograr.

Se han identificado tres métodos prometedores para enfrentar el riesgo y la incertidumbre en la planificación eléctrica. Esos son a) un modelo de optimización estocástica de la planificación eléctrica; b) un modelo de intercambio compensatorio de riesgo estratégico (Strategic Risk Trade-off Model) para evaluar la robustez de los planes de expansión eléctrica; y c) la adaptación de los métodos de valoración financiera. Sin embargo, una evaluación preliminar comparativa de esos métodos no brinda una base adecuada para identificar cualquiera de ellos como claramente superior sobre los demás. Por lo tanto, se deben aplicar esos métodos en estudios de casos para poder comprobar su eficacia, aceptabilidad e implicaciones políticas.

Una herramienta analítica útil para enfrentar el problema de la incertidumbre debería recalcar la sencillez de uso y debería poder simular el proceso mismo de decisión, es decir, los efectos de una toma de decisión frecuente y la posibilidad de modificar las decisiones en el tiempo. Cuando se trata de riesgo e incertidumbre, siempre existe un "trade-off" entre el riesgo y el costo. Una metodología sana debería por lo tanto proporcionar una información clara y significativa con respecto al riesgo asociado con una decisión particular y los "trade-offs" mencionados anteriormente, preferentemente de manera explícita, a medida que se comparan los planes alternativos. Los criterios de decisión pueden variar de acuerdo con el tipo de información disponible. Sin embargo, la elección final de esos criterios siempre reflejará las preferencias subjetivas de la persona responsable de tomar las decisiones respecto al riesgo evitado.

NOTAS

1. A no ser que un proyecto particular sea "marginal" (por ejemplo, un proyecto de expansión relativamente pequeño o un programa de rehabilitación que no tendrá un impacto significativo sobre los costos marginales de oferta del sistema), un análisis simplificado de costo-beneficio no es apropiado ya que generalmente no capta el impacto del proyecto sobre la operación, la confiabilidad y las subsecuentes decisiones de inversión del sistema.
2. El modelo de planificación de generación WASP del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) es tal vez la herramienta de planificación eléctrica más ampliamente utilizada en los países en desarrollo.
3. Sin embargo, es importante mencionar que la planificación determinista de mínimo costo todavía se practica en varios países industrializados, tales como el Reino Unido, Francia, Canadá y Suecia.
4. El "enfoque de descomposición del estado del mundo" es un método "primal-dual" que soluciona el problema dinámico de la planificación de sistemas eléctricos, es decir, el problema de tomar decisiones sobre un período extendido de tiempo, utilizando técnicas de solución deterministas estáticas para subproblemas específicos (por ejemplo, el despacho de energía para un período específico). El problema principal (el problema de optimización dinámica) se descompone en un conjunto de problemas deterministas estáticos vinculados, donde los vínculos están reforzados mediante multiplicadores Lagrange. Cada problema estático representa un "estado del mundo". Así, el

método reemplaza un solo problema complejo con varios problemas sencillos. Un plan domina a otro si está mejor en cuanto a todos los atributos.

6. Este resultado que parece ser contraintuitivo puede esclarecerse a continuación: un costo que es más alto cuando todos los otros activos están proporcionando retornos altos y más bajo cuando los retornos son bajos, es más fácil aceptar que uno que es invariable; por otro lado, un costo que es más alto cuando todos los otros activos están proporcionando retornos bajos y vice versa es más difícil aceptar.

5. Huss, William, 1985. "Can Electric Utilities Improve Their Forecast Accuracy? The Historical Perspective", *Public Utilities Fortnightly*, 26 de diciembre.
6. Raiffa, Howard, 1968. *Decision Analysis: Introductory Lectures on Choices Under Uncertainty*, Addison-Wesley, Reading, Mass.
7. World Bank, 1989. *A Review of World Bank Lending for Electric Power*, Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper No. 2, marzo.
8. World Bank, 1989a. *Preliminary Stage of a Research Program on Improved Methodology for Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning, Literature Review and Survey of Current Practices*, Report prepared by Information for Investment Decisions Inc., febrero.
9. World Bank, 1989b. *Congo Power Development Study*, Energy Efficiency and Strategy Unit.
10. World Bank, 1988. *Review and Evaluation of Historic Load Forecasting Experience (1960-1985)*, Draft report prepared by RCG/Hagler Bailly, Inc., agosto.
11. World Bank, 1988a. *Cost Growth and Schedule Slippage in World Bank Hydroelectric Projects*, preliminary draft prepared by Independent Project Analysis Inc., junio.
12. World Bank, 1986b. *Thailand: Impact of Lower and Uncertain Oil Prices on Energy Sector Investments*, Energy Efficiency and Strategy Unit.
13. World Bank, 1985. *Assessment of Electric Power System Planning Models*, Energy Department Paper No. 20, marzo.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Bhavaraju, M.P., Chamberlain, T.C. and Nour, N.E., 1987. *An Approach to Risk Evaluation in Electric Resource Planning*, Research Report 2537-1, 2, Public Service Electric and Gas Company, prepared for EPRI, diciembre.
2. Bisthoven, O.J., Schuchewytsch, P. and Smeers, Y., 1985. "Dealing with Uncertain Demand in Power Generation Planning", from *Energy Markets in the Long-Term: Planning Under Uncertainty*, S. Kydes and D.M. Geraghty (editors), Elsevier Science Publishers, B.V. IMACS.
3. Black, F. and Scholes, M., 1973. "The Pricing of Options and Corporate Liabilities", *Journal of Political Economy*, mayo.
4. Hirst, E. and Schweitzer, M., 1988. *Uncertainty in Long-Term Resource Planning for Electric Utilities*, Oak Ridge National Laboratory, Draft report, octubre.

Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning

Enrique O. Crouseillat *

1. INTRODUCTION

Over the last 15 years, the world has experienced an era of abrupt changes in energy prices and disruptions in economic growth. It has been a period of transition in which most developing countries had to adjust, or are still adjusting, their energy production and consumption patterns to reflect a new environment. Perhaps one of the most important changes has been that, during this period, future events have proved to be more uncertain than perceived before. Consequently, policy makers, managers, and planners of borrowing countries and development agencies, with the events of the last 15 years in mind, are now more concerned about the long-term risks associated with current decisions.

In the power subsector, significant decisions are usually based on forecasts of major planning parameters such as power demand, capital costs, fuel prices, and foreign exchange rates. These planning decisions are rarely, if ever, made with perfect information. Because of the uncertainties, elements of risk always surround these decisions, and the consequences of "bad decisions", those which lead to the failure to match

the committed power development program with the actual least-cost expansion program for meeting demand, can sometimes be catastrophic. They can impose a substantial cost penalty on the host economy by disrupting the implementation of macroeconomic policies for public investment, pricing, balance of payments, and growth of the productive sectors.

Recent studies done by the World Bank (7, 10) have found that over the past two decades, many developing countries have failed in forecasting implementation schedules, investment costs, and sales, all of which are factors that affect significantly the economic viability of a project and also impact on the finances of power utilities and the power sector as a whole.

The first reaction to this poor performance in forecasting the main planning parameters has been to invest in more sophisticated forecasting tools, while maintaining the essentially deterministic nature of the planning approach (for example, complex econometric models for power demand forecasts).

However, these sometimes quite costly investments have so far proven to be relatively unproductive. For example, a survey on

the forecasting experience of 100 U.S. power utilities found that sophisticated models failed to provide better results than the less sophisticated methods (5).

The issue is then that uncertainty is an unavoidable factor that has to be addressed in the planning process. The need is to devise a planning process for dealing with uncertainty by developing strategies which minimize risk, or do not lead to "bad decisions", rather than strategies that focus exclusively on least-cost solutions based on a deterministic and hence often-times unrealistic assumptions of future conditions and events. These strategies, however, may require higher costs and therefore raise the following question: how much should be paid to avoid, or reduce, the risks of incorrect planning? To analyze this problem, the World Bank is undertaking a program designed to incorporate risk and uncertainty in power planning. The present paper reports on the progress and findings to date of this program.

2. THE POWER PLANNING PROBLEM

Before addressing the problem of uncertainty in power development, its treatment and potential

* Energy Economist, Industry and Energy Department, World Bank

solutions, it may be convenient to review briefly some basic concepts of the electric power system planning problem and methodology. A more complete overview can be found in the final report of a World Bank study aimed at assessing power expansion planning models (13).

The objective of expansion power planning studies is to determine a sequence of capacity reinforcement in generation and transmission so as to meet the future electricity demand complying with the following conditions:

- Lowest cost: minimization of investment, operation and maintenance costs is sought.
- Reliability: to secure reliable supply of the load.

These requirements are to be achieved while meeting social, financial, political, geographical, and environmental constraints. The power planning effort implies therefore the minimization of total costs plus the optimization, or at least an adequate representation, of the power system operation (that is, a sound simulation of the energy dispatch), while meeting an acceptable level of supply reliability.

In principle, the power planning problem is a typical exercise in operations research which justifies the adoption of a systems approach. This approach is necessary to assess both the expansion plan as a whole and, quite frequently, the economic merit of any particular project¹. Methodologies for addressing this problem were developed and refined largely during the sixties and seventies and are being used by most developing countries². These methodologies are fairly sophisticated since the overall optimization problem has the following characteristics (13):

- Discrete decision variables: investments, maintenance and unit commitment are "all or nothing" decisions (oftentimes irreversible) that affect system capacity by indivisible amounts.
- Nonlinear variations: load curve, thermal generation cost curves, and variation of hydro plant characteristics with reservoir level are nonlinear functions.
- Dynamic interactions: reservoir storage, capacity stock, availability of sites, and economics of scale create strong linkages between past and future decisions.
- Constraints: laws of physics and technical and economic limitations translate into many equality and inequality constraints (although, in principle, reliability levels constitute a problem of optimization, they are usually treated as an additional constraint).

These characteristics, added to the problem size (large number of decision variables and constraints), determine that the optimization problem is hardly tractable without significant simplifications or a problem breakdown. The incorporation of random variables and uncertainty into these already complex models will therefore entail a major analytical challenge.

3. NATURE OF THE UNCERTAINTY PROBLEM

Uncertainty means "not known with certainty", hence elements of uncertainty are those upon which there is a lack of definite knowledge and can result in the failure of achieving a sound development program. Risks are the chances of harm or losses to the investor (or consumer) inherent to decisions taken within an uncertain environment. Thus uncertainty refers to lack of knowledge about future events, and risk refers to the possible adverse consequences of this uncertainty.

There are many different types of uncertainties. In some cases, the probabilities of various outcomes can be derived from past observations (for example, water availability when hydrological data is sufficient). However, in many cases uncertain future events are not related to well-known historical data, but are rather events that are singular and do not repeat themselves. In these cases, any probabilistic prediction would be judgmental rather than statistical and would reflect the degree of confidence that an individual has that a particular event will occur (6). Uncertainties can differ also in regard to the amount of the variation (for example, dispersion of forecasts deviations), the magnitude of the risk associated, the frequency of risk (one time or periodical risks), and whether the risks are limited to a particular project or program, are correlated to other risks, or are generic.

It is helpful to classify the uncertainties faced by power utilities into two categories, namely external and internal factors, in order to design possible measures for their management. External factors are those largely outside the control of the utility, while internal factors are those upon which the utility has at least a partial control. Table 1 displays the most important factors of uncertainty, external and internal. In general, the degree of uncertainty related to internal factors can be reduced by more efficient management in the implementation of projects and their operation. On the other hand, the only way to handle external factors is by incorporating these uncertainties in the planning process. This strategy will not reduce the degree of uncertainty, however it has the potential of reducing substantially the risks associated with investment decisions.

TABLE 1
PLANNING UNCERTAINTIES

Associated with external factors

- Fuel prices
- Economic and power demand growth
- Inflation and interest rates
- Exchange rates
- Structure of relative energy prices
- Structure of energy demand
- Natural and cost of energy-use dependent facilities and equipment
- Technological developments
- Regulatory environment: tariff policy, financial incentives, environmental regulations
- Natural factors: hydrology, geological conditions, etc.

Associated with internal factors

- Construction schedules
- Operation and maintenance costs
- Plant availability and output
- Effectiveness of conservation and load management programs
- System losses

The importance of the uncertainty problem in the power sector can be illustrated by comparing actual and forecast values for various key parameters. The average, and in particular the distribution, of these discrepancies provide a measure of the risks associated with investment decisions based on a single deterministic view of the future. Several studies evaluating World Bank financed power projects worldwide reached the following results (7, 10, 11):

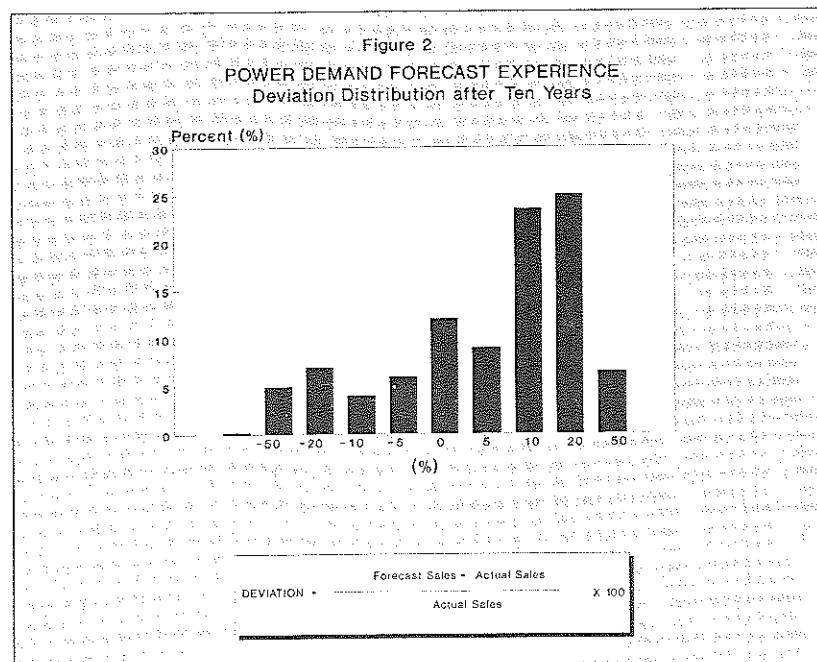
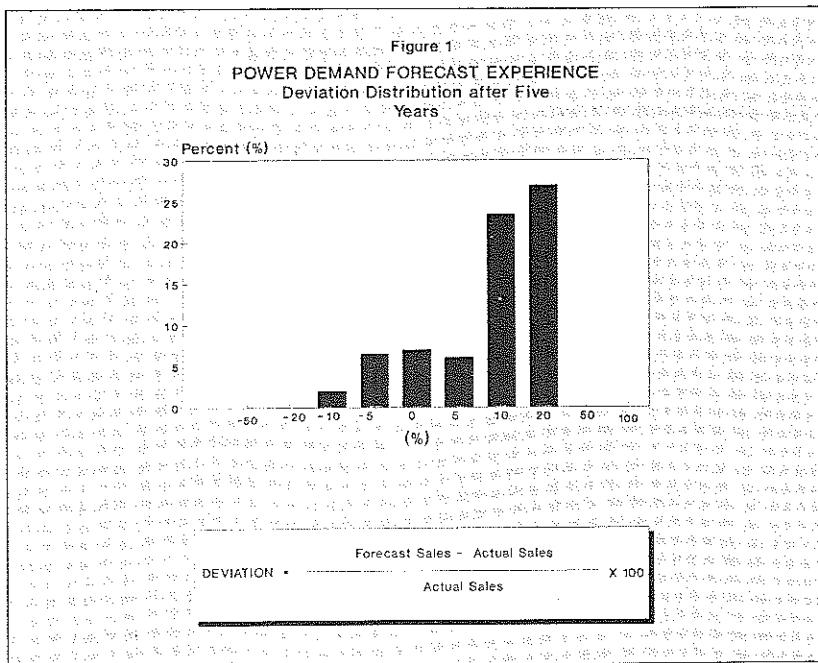
a) Demand estimates

An ex-post evaluation of forecasts in 45 countries found that, in general, forecasters have been too optimistic. It was found, on average, three forecast overestimates for every underestimate. Not surprisingly, forecast deviation

and uncertainty increased with the forecast horizon. Demand estimates one year out from the time the forecasts were made show a typical deviation of +/- 5%, although some observed deviations were in the range of -20% to 75%. After five years, the deviations ranged from -10% to 50% (Figure 1). After seven years, deviation increased to -50% to 100%, and after 10 years the range was between -70% and 100% (Figure 2). In addition to this increasing inaccuracy in demand forecasts, it was found that the degree of correlation between electricity demand growth for subsequent time periods was usually low, especially in developing countries with poor or declining economic performance (Figure 3). This last finding suggests that simple extrapolations of past trends will fail to produce good forecasts.

b) Oil prices

Track records of forecasting oil prices (the Bank's is shown in Figure 4 in constant prices) reveal that it has always been highly unsuccessful in providing reliable predictions of price increases and declines over the past 15 years. Due to their volatility, oil prices have become one of the main sources of uncertainty in power planning. This uncertainty is manifested in the great variations of forecasts undertaken (for example, the range in estimates of future oil prices is much greater than that for coal prices) and the magnitude of the associated risks. Technological choices based on inaccurate oil price forecasts can carry a high cost penalty to host economies.



c) Construction cost overruns

A recent study shows that, in nominal terms, the average cost overruns for about 40 hydroelectric projects was 40.7%, with isolated cost overruns of up to 200%. In real

terms (constant values), the average overrun was 9.3%, and deviations observed ranged from -25% to 100%. For all types of Bank power projects implemented during the period 1967-84, the average overrun in nominal terms was 19% (see

Figures 5 and 6). In regard to this sample, it was found that those projects approved before and completed after the 1973 oil crisis were subject to the most serious cost overruns largely due to the effects of unanticipated inflation.

Figure 3
ELECTRICITY CONSUMPTION IN 20 LARGEST LDCs
Distribution of Growth Variation

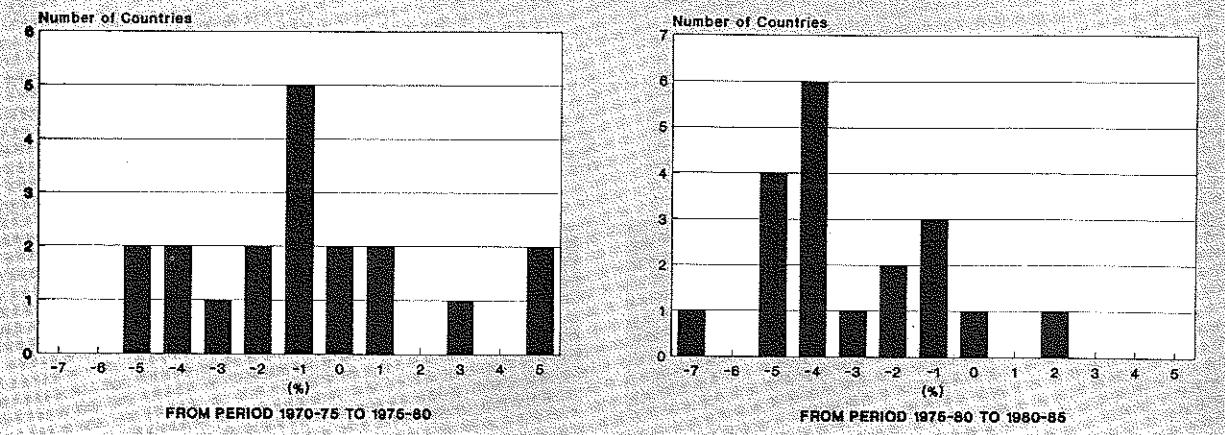
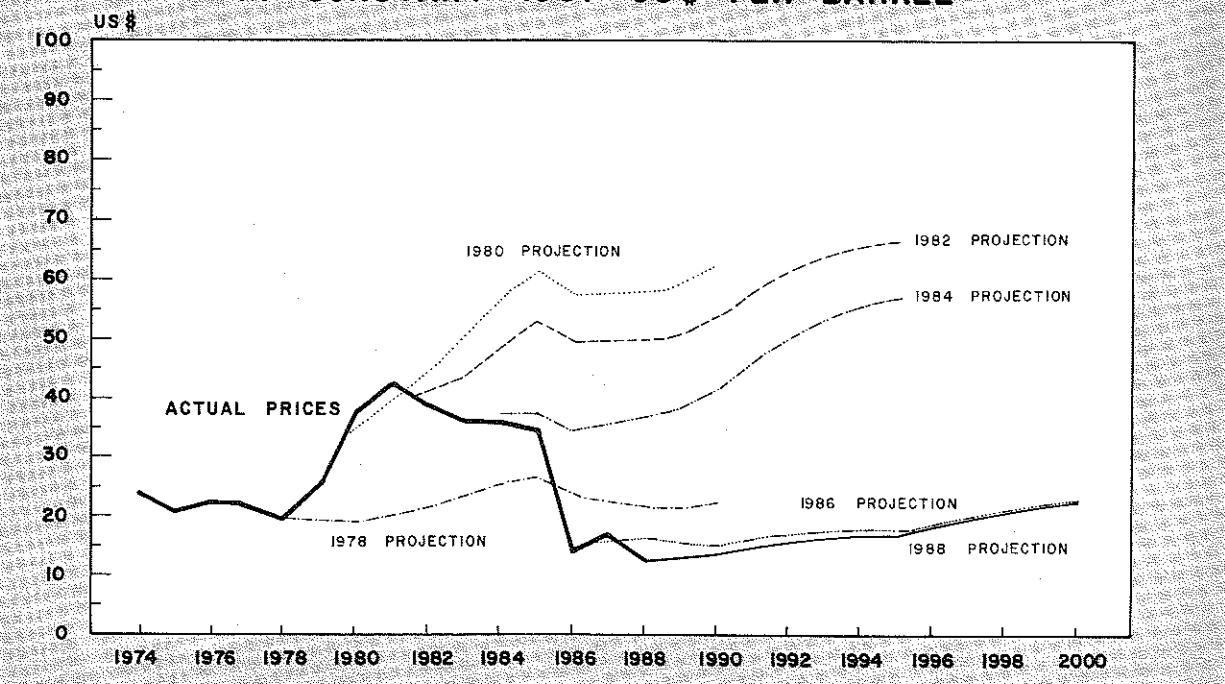


FIGURE 4
WORLD BANK OIL PRICE PROJECTIONS
IN CONSTANT 1987 US\$ PER BARREL

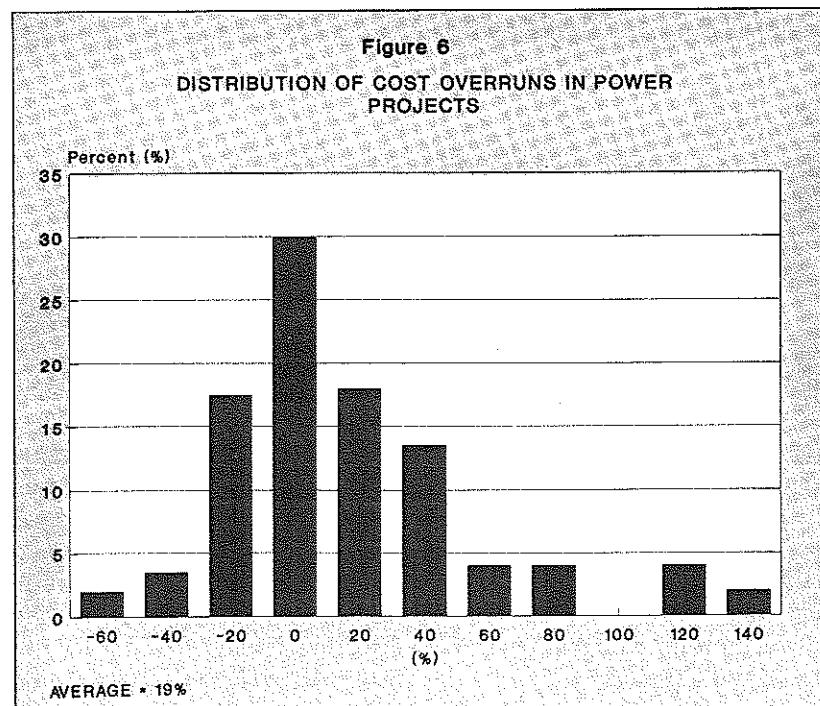
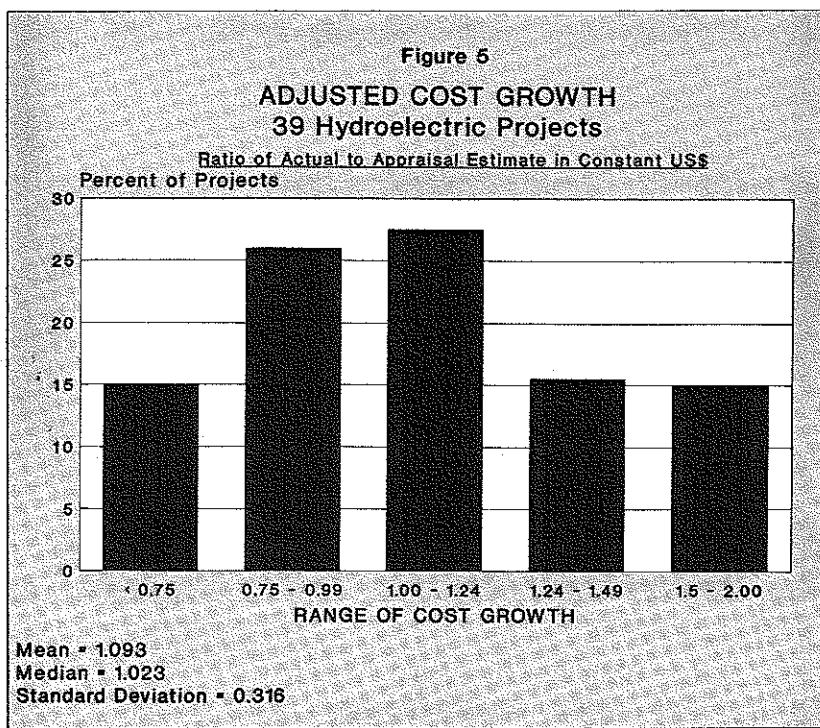


d) Implementation time

Adherence to project implementation schedule is a key measure of project performance. On average, power projects approved by the Bank between 1967-1978 were estimated at appraisal to be

completed in 46 months but actual average implementation time amounted to 66 months, an average delay of 20 months (43%). For 41 hydroelectric projects the average delay was 30.4%, but with a fairly uniform distribution from 0% to 100% (Figure 7).

These results on forecast performance of different planning parameters reveal two principal features. First, the average deviations are, for all variables, quite high and clearly biased in one direction. There is an optimistic bias reflected in the overestimation

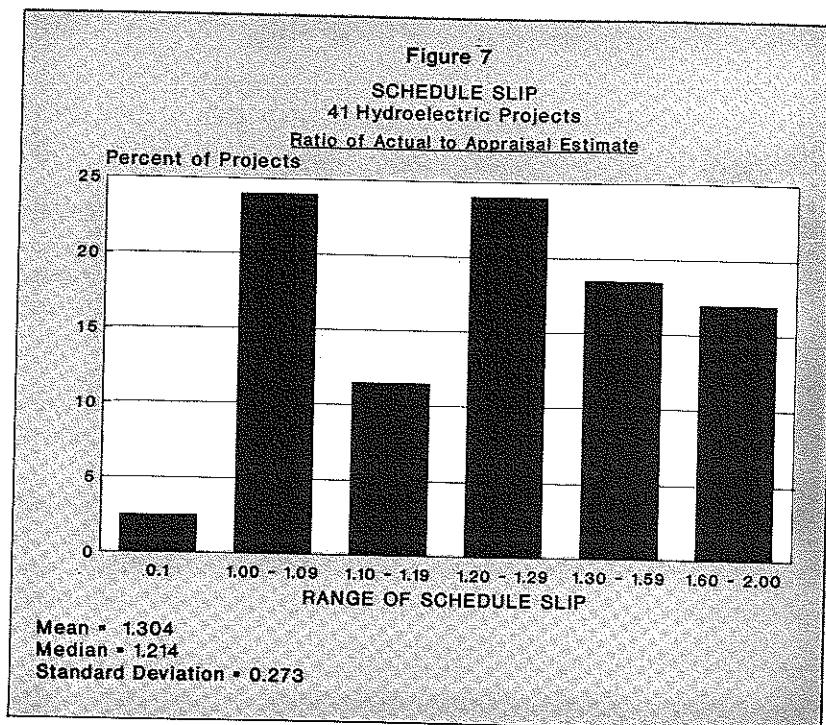


of demand growth and the underestimation of costs and implementation time. Second and probably most important, the great dispersion found in all variables indicates the degree of uncertainty faced in making particular power sector investment decisions and, hence, the scope for misleading conclusions from the traditional deterministic planning techniques. It is also clear that the wide spread found in the differences between forecast and actual values is very seldom captured by the usually narrow margins for error adopted in sensitivity analysis.

4. CURRENT PRACTICES IN THE TREATMENT OF UNCERTAINTY

Uncertainty can be handled in various ways. In practice, it is sometimes ignored focussing on short-term strategies and assuming that long-term uncertain issues will resolve themselves. There are however, various ways of handling it directly, such as:

- Defer decisions: wait until additional information is available to reduce uncertainties; meanwhile purchase additional information to reduce uncertainty.
- Sell risks to other parties: conduct auctions for supply and demand resources, negotiate long-term fuel-supply and purchase-power contracts. This, of course carries the risk of foregone lower prices in the future.
- Plan very carefully for all reasonable contingencies: to have a plan available for use if certain contingencies evolve; only useful for short-term commitments/plans.
- Adopt flexible strategies that allow for relatively easy and inexpensive changes.



All these strategies involve added costs. Utilities are thus confronted with the problem of deciding how much is acceptable to pay in order to reduce risks. Decision making under risk is best served when the best available information is applied to the decision process. In this sense, a satisfactory planning tool should address this particular problem, that is, the tradeoff between added cost and reduced risk. Although planners and researchers are currently working on a number of new approaches, there is not yet a satisfactory and widely accepted tool to deal with the problem of risk and uncertainty in power planning.

In spite of the obvious need for addressing the uncertainty problem in power planning, very little is being done, particularly in developing countries, where deterministic least-cost models constitute the main, and sometimes only, planning tool. The objective of these models is to determine the development program that will

meet a forecast power demand at least economic cost under a predicted set of assumptions for the planning parameters. No consideration is given to an explicit evaluation of differences in risk parameters between alternative investment sequences. In practice, the evaluation usually includes some sensitivity analysis only to confirm the robustness of the evaluation conclusion to arbitrary variations in a few planning parameters. However, this analysis is not made to change or improve the development program, that is, sensitivity analysis as applied implies a descriptive approach instead of being prescriptive. Furthermore, in the case of some of the parameters, the margin of variation examined has tended to be much smaller than the ex-post difference between the actual trends and the originally forecast trends made at the time of investment appraisal. Such shortcomings often disqualify the adopted development program from actually being the low-

est cost means of meeting demand. The deterministic least-cost approach does not explicitly evaluate the risks of failure to achieve economic objectives and the consequences of power investments being suboptimal. Although such outcomes do not necessarily invalidate the basic principle of least-cost long-term programming for power development, they do cast doubt on the efficiency of the present methodology to achieve the basic least-cost objective.

The traditional deterministic approach, used by the World Bank and many development agencies, oftentimes results in least-cost programs which, taking advantage of economies of scale, typically favor large generating plants and particularly large hydroplants—when hydropower is a major energy resource—which inherently face greater economic, geological, hydrological, and environmental uncertainties than other alternatives. These programs tend to be more risky than a power

TABLE 2
TECHNIQUES CURRENTLY USED TO ANALYZE UNCERTAINTY

Scenario analysis	Alternative scenarios are first constructed and alternative plans are identified to meet each of these scenarios. Best alternative plans for each scenario are then analyzed under other scenarios. Best alternative plans for each scenario are then analyzed under other scenarios in order to assess their performance (that is, the risks involved) and also to identify those investment decisions that are appropriate under a large number of scenarios.
Sensitivity analysis	The preferred plan is identified for a most likely scenario. Key factors (uncertain variables) are then varied to see how the plan responds to these variations.
Portfolio analysis	Multiple plans are developed, each of which meets different objectives (economic, social, environmental). Often these plans are then subjected to sensitivity analysis.
Probabilistic analysis	Probabilities are assigned to different values of key uncertain variables, and outcomes are obtained through probabilistic simulation (for example, Monte Carlo techniques). The result is an expected value and probability distribution for key economic indicators.

expansion based on smaller plants due to the following reasons: 1) the selection of a small group of large plants results in a low diversification of investments, thus increasing overall risks; 2) large projects tend to have larger potential impacts; 3) large projects, particularly hydropower plants, reduce the flexibility of a program since their long lead time decisions are hard to modify as external conditions change; and 4) costs and energy supply of hydropower projects are more uncertain due to their own geological and hydrological characteristics. Accordingly, inadequate consideration of uncertainty in the selection of least-cost power development programs often results in higher risks.

In industrialized countries, particularly in the U.S., many power utility companies do not rely on least-cost optimization models for system planning. This is partly due to the disappoint-

ments of the past and partly because, for many companies, the choice is limited due to regulatory, environmental, and political considerations and to the fact that demand is growing slowly³. A survey done on the planning practices of 14 U.S. power utilities identified the use of different techniques for dealing with uncertainty which fit into four major categories: scenario analysis, sensitivity analysis, portfolio analysis, and probabilistic analysis (4). Table 2 provides a brief description of each of these methods.

In the United States, many power utilities use at least one of these methods for their long-term planning, or a combination of two or more of them.

Most of the analytical techniques mentioned are applied, though not restricted, to supply policies, that is to say, to the analysis of expansion plans. There is, however, a variety of demand-side

policies which can also contribute to meet future electricity demands. These policies, such as load management programs and conservation programs, are not widely applied in developing countries in spite of their potential cost effectiveness and their inherent advantages over traditional supply programs in terms of uncertainty reduction. The smaller size, shorter lead time, and opportunities to modify demand-side programs during implementation are all factors which reduce uncertainty for utilities; however, their implementation may sometimes be impeded by institutional and other constraints.

5. POTENTIAL SOLUTIONS

The first stage of the Bank's analysis of the potential for incorporating risk and uncertainty in power planning consisted of a literature review of the existing

techniques and the identification of suitable approaches. This initial effort identified three different methods which, to differing degrees, are potentially useful for assessing power projects under uncertainty (8). These are:

- i. The use of a stochastic power planning optimization model which uses sophisticated operational research techniques to internalize the uncertainty problem into these already complex—in a computational sense—optimization models.
- ii. The development of an informal strategic risk-tradeoff method aimed at assessing the robustness of different power expansion plans.
- iii. The adaptation of finance valuation methods, particularly option value methods, taking advantage of the existing analogy between financial market problems and project investment decisions.

The first two methods fit into the methodological categories of stochastic programming and scenario analysis, respectively. Scenario analysis has been recently applied in the World Bank using simple conventional models. Two interesting applications are IEN's studies on Thailand's Energy Sector Investment (12) and a Power Planning Study for Congo (9).

The following section includes a brief description of the three identified methods as presented at the Seminar on Risk and Uncertainty in Power Planning held by the World Bank in late 1988.

Stochastic Optimization Model

This method considers the extension of the traditional capacity expansion model of power planning based on a least-cost approach by incorporating uncer-

tain (stochastic) variables (2). Thus, the idea is not to give up the existing approach because of uncertainty, but instead to accommodate it.

The method takes into account a set of scenarios and, instead of analyzing them successively (in the manner a traditional scenario approach would), it directly takes all of them into account in the decision evaluation process. Technically, the method can also be seen as an extension of the standard decision-tree approach where the different branches—corresponding to different scenarios—bifurcate at the time when the uncertainty is assumed to be resolved. In practice, a few branches on the tree are generally sufficient to capture most of the effects of uncertainty. The key problem is therefore to structure scenarios into an event tree capturing the effects of uncertainty while trying to minimize the optimization computational effort. Different scenarios are considered with associated discrete probabilities.

The model is usually formulated as a mathematical program to minimize total expansion and operating costs subject to demand and capacity constraints. Solution techniques involve the application of decomposition methods⁴. This model has been applied in industrialized countries on several energy planning problems with two or three uncertain variables.

The Search for Robust Solutions in Power Systems Expansion Plans: Strategic Risk-Tradeoff Model

This is a technique of trade-off analysis that compares multiple attributes of alternative solutions in order to identify those which are the most robust in the sense that they perform well in the greatest number of likely scenarios

(or with the greatest probability across the scenario space). The following description of the method is taken from a presentation made by Mr. Hyde Merrill in the above-mentioned seminar.

Definitions

A utility chooses from a set of **options**: build a new coal-fired power plant, implement time of day rates, upgrade an interconnection, etc. Each option has parameters (for example, year or size or incentive) to be specified.

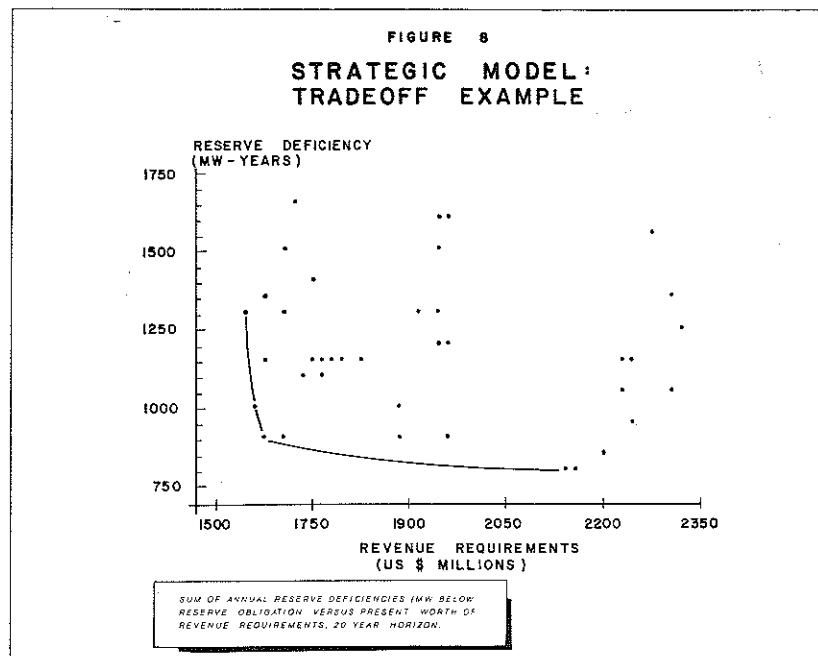
A **plan** is a set of specified options: for example, "publish residential time of day rates in 1989, build a 600 MW coal plant in 1994, and add 350 MW of transfer capability to the west in 1992".

Uncertainties are beyond the utility's foreknowledge or control: load growth, fuel prices, penetration of demand-side programs, etc. Each has parameters to be specified like "3% per year" for load growth. Uncertainties can be modeled probabilistically or as "unknown but bounded" variables without a probability structure.

A **scenario** is a set of specified uncertainties: for example, "3% year load growth and 15-year real oil price increase."

Attributes are measures of the goodness of a plan. These measures may include revenue requirements (total or by ratepayer class), fuel mix, reliability of service, financial burden (for example, capital requirements), and environmental impacts. Attributes are functions of options and uncertainties. The planner wants to minimize or maximize each attribute.

The consideration of alternatives in the process of power system planning involves setting up input uncertainties describing the states of the world considered relevant for the planning process,



and testing how options would perform in that context. This would yield tradeoffs in the attribute space. An example of this is shown in Figure 8, that shows the tradeoff between two attributes: reserve deficiency in MW-years and present value of revenue requirements. Each star in this figure shows a plan. The figure

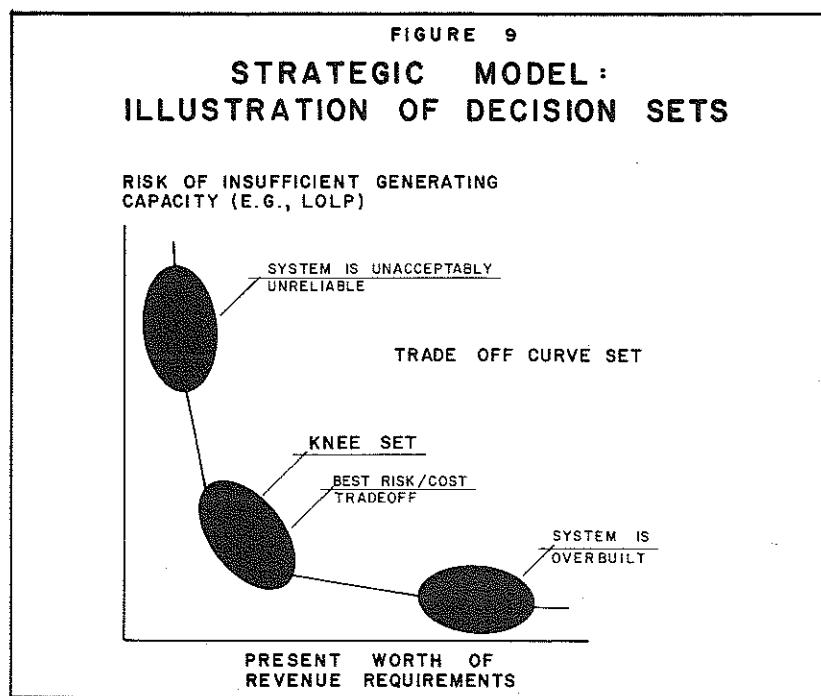
also illustrates the process whereby a decision set can be arrived at. A decision set consists of those plans which are not completely dominated by others⁵. In Figure 8, the plans that belong to the decision set are linked together by a line. It is obvious that there are no other plans which would be better than those on the decision

set regarding the attributes shown. Hence, all of those outside the decision set can be dropped from future consideration.

Figure 9 shows how the knee set is defined. The knee set consists of those plans which are at the limit of the areas of diminishing returns for the attributes. For instance, in order to obtain a higher degree of reliability, much higher costs are required, as shown in the group of options where the system is overbuilt. Alternatively, reductions in present worth of revenue requirements beyond those obtained in the knee set could only be obtained at the cost of unacceptably high levels of unreliability.

Uncertainty can be considered explicitly in this type of tradeoff analysis by setting up a system of scenarios, which would cover the entire event space by discrediting the relevant probability distributions if the analysis is carried out probabilistically, or the region between the boundaries of possible values, if probabilities are not assigned. Figure 10 shows how the decision set and its knee can be found in two related scenarios, in this case showing the present worth of revenue requirements versus the SO₂ emissions for 22 coal conversion plants. Under one scenario, a 1% per year load growth is assumed, and under the other load declines by 1% per year.

As can be seen in the figure, a number of the same plans belong to the knee set regardless of the scenario chosen. This example serves to illustrate a special point, namely, that it does not matter whether or not a particular indicator (such as present worth of revenue requirements) is sensitive to a particular uncertainty. What really matters is whether or not the decision to be taken is sensitive to



the uncertainty. In the case of the figure, all other things being equal, it is possible that the same project would be chosen regardless of the scenarios that were to prevail.

The example of Figure 10 is helpful in defining the notion of robustness. A plan is robust if it is in the conditional decision set for every scenario. In other words, if regardless of the scenario assumed to prevail the plan were included in the decision set. When the analysis of the scenarios is carried out probabilistically, it can be said that a plan is robust with probability P if, with probability P, scenarios will occur for which the plan is in the conditional decision set. On the other hand, an option is considered flexible if its specified values are part of conditional decision set plans for every scenario.

An advantage of the system proposed is that, by examining the characteristics of the options which appear in certain scenarios, it might be possible to construct hedges, that is, to adjust the best options in order to reduce their risks. By combining the best features of various options or plans, new ones may be found that could be more robust.

No special software is required to use the approach described for the search of robust solutions. A software package called RISKMIN (1) is available to help, however, and one of its chief benefits is that it can create additional options without the need for calculating them explicitly. The procedure for finding robust plans is therefore as follows:

1. Identify options, uncertainties and attributes.
2. Develop a data base using existing expansion planning software.
3. Identify critical and noncritical uncertainties.
4. Find decision sets and measure robustness.

5. Measure exposure, identify hazards and hedges.
6. Do additional simulations, step 2, and go to step 4.

This method has been applied by several U.S. power utilities.

As can be seen, this method was not developed to deal only with the problem of uncertainty but to examine also the multiple (and often conflicting) objectives found in power planning. This implies a broader approach to power planning which provides very valuable information into the decision-making process allowing, for example, an explicit comparison of economic and environmental objectives. However, the application of this approach should be done with special caution since it may open the door for the introduction of spurious noneconomic factors into the decision process.

Finance Valuation Methods

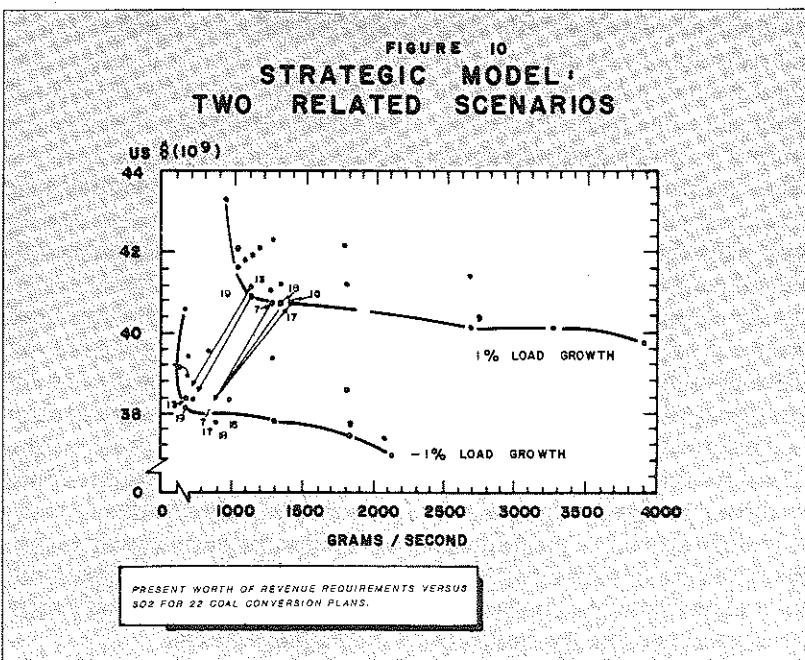
Two finance valuation methods are considered potentially useful for incorporating risk in power planning models. These are:

- 1) risk-adjusted discount rates and
- 2) option pricing methods.

A basic principle of corporate finance is that one should not pay more for an investment project than the price of a portfolio of securities offering returns of comparable risk and scale. This principle is embodied in the "net present value" rule, in which one discounts the expected cash flows of investment projects at a risk-adjusted rate. Net present value is a measure of profitability. If the decision maker is choosing among mutually exclusive investments, then the project with the largest net present values should be selected, since it is the most profitable.

It is essential to the use of the risk-adjusted discount rate method that the discount rate be the expected rate of return on assets of the same risk. Here, the relevant risk is the systematic risk associated with the investment, defining systematic risk as that which is correlated with the risk of all other assets or, more generally, with aggregate consumption.

In power system planning, cost minimization has traditionally



been the objective, under the assumption that all alternative generation plans meet a common demand and thus provide the same benefits. The net present value principle can nevertheless be applied, because if all benefits are the same, minimizing cost also maximizes value. Different cost streams have to be discounted at different rates depending on their riskiness. For instance, fixed costs (with zero covariance with aggregate demand) should have a lower discount rate, hence a higher present value than comparable costs which are positively correlated with the returns of other assets; and should have a higher discount rate than comparable costs negatively correlated with the returns of other assets⁶. However, this risk adjustment on the discount rate is only valid under special circumstances where the degree of riskiness is exponentially distributed over time.

When costs will be determined by a series of decisions the direction of which depends on some uncertain economic factor, it can be very difficult to estimate expected cost or an appropriate risk-adjusted discount rate. For such problems, the methods of option pricing are useful. Option theory came out of the finance literature (3) and has proven to be useful for a broad range of problems involving contingent decisions. This theory shows that the value of an option can be obtained from stock prices and the cost of borrowing by replicating the payoffs to an option with a combination of stocks and borrowing. Flexibility in power system alternatives is often analogous to the flexibility in exercising a stock option. For instance, in addition to the investment cost of a particular power plant, there is an opportunity cost of exercising the option to

invest in this plant resulting from the loss of flexibility as other expansion plans—presumably less risky under certain scenarios—are no longer possible. For example, it may be better to delay plant installation until avoided cost (that is, the cost of the alternative plan) exceeds the investment cost by a margin greater than the opportunity cost of exercising the option to invest.

Option pricing methods can be used to measure the opportunity cost of exercising an option to invest and hence develop decision rules for determining how big a margin is required to justify installation. In general, the greater the uncertainty associated with the project the larger this margin should be. Thus, option pricing methods provide a way to value flexibility, a difficult task when using other approaches.

Option pricing methods have some limitations at their present state of development. One concern is the computational difficulty of handling more than one risk factor. Another limitation is the fact that it addresses only one type of decision problem, for example, the time to build a specific project.

Preliminary Evaluation of Alternative Methods

The following preliminary evaluation is based on operationally oriented criteria considering the following aspects:

- a. **Modelling Capability.** The models' ability to capture the possible consequences of multiple uncertainties inherent to alternative investment plans. The importance of this attribute depends on the complexity of the decision problem at hand. Hence, simple models could be more appropriate when facing simple decision problems.

b. Transparency and Contribution to Decision Making.

The method should be readily understood by decision makers. The criteria for judging alternatives should be easy to understand and the consequences of differing judgmental inputs should be reviewed without excessive effort.

c. Practical Applicability.

The method should be amenable for use by power planners without excessive time inputs for the transition process, training, and application. A low cost practical decision tool should be preferred.

Although the criteria considered are admittedly subjective, the exercise is useful because it brings into focus important considerations of the power planning practice and the incorporation of risk analysis.

A summary of this evaluation is shown in Table 3. The comparison of these techniques is itself a multiattribute problem with three criteria. However, none of the techniques clearly dominates the others.

While the stochastic optimization model is quite promising in terms of its modelling capability, it provides poorer information compared to strategic planning since it does not make explicit the tradeoff between higher cost and reduced risk. The risk-tradeoff model appears to be a very useful technique since it is simple, lacks the computational sophistication of stochastic optimization, and is understandable and addresses directly the tradeoff problem. However, its power relies on the planner's skills for formulating the problem and capturing the dynamic characteristic inherent to the expansion of power systems. Both methods have been applied with success in industrialized countries, though there has been no practical experience in developing countries.

TABLE 3
SUMMARY OF THE EVALUATION

	Stochastic Optimization	Risk Tradeoff	Option Pricing
Modelling Capability	Captures dynamics of decision problem. Can handle several uncertain variables. Other attributes are assessed externally.	Skills in formulation of scenarios determines capability of modelling dynamic decision problems. Can handle several uncertain variables and attributes.	Handles only one investment decision and one uncertain variable. Other attributes are assessed externally.
Contribution to Decision Making	Provides optimized solution. No explicit data on tradeoffs unless compared to deterministic approach.	Provides explicit information on tradeoffs between attributes and risk-cost. Allows improvement of strategies.	Measures value of flexibility comparing two alternative plans.
Practical Applicability	Training in problem modelling.	Data on noneconomic attributes. Substantial support of standard planning models is required. Training in risk-tradeoff software could be required.	Training in options method is required. Low cost application.

The option valuation model has not been applied to analyze the expansion of complex power systems. Its limited modelling capability apparently restricted to one investment decision and one uncertain variable would constrain its application to small and simple power systems where investment choices are limited to two or three alternative technologies. However, its strength lies in its theoretical appeal and in the fact that the data base and the computational effort required for its application are far less demanding than in more complex traditional decision models. Whether these advantages are offset by a lack of modelling capability is a question that needs to be tackled at the empirical level.

6. CONCLUSIONS

Power system planners face the challenge of determining the type and timing of major investments under conditions of great uncertainty in predicting the future trends of major planning parameters such as power demand, capital costs, and international fuel prices. Failure to match reasonably closely the ex-ante selected development program with the ex-post most desirable least-cost expansion program for meeting demand can impose a substantial cost penalty on the host economy, which could disrupt the implementation of macroeconomic policies for public investment, pricing, balance of payments, and growth of the productive sectors.

The traditional deterministic approaches to power planning followed in developing countries fail to address the significant differences in the uncertainties attached to alternative projects and oftentimes lead towards inflexible least-cost programs which typically include large generating plants in spite of their inherently higher risks compared to other alternatives. Furthermore, this approach does not explicitly evaluate the risks of failure to achieve economic objectives and the consequences of suboptimal power investments. Although such constraints do not invalidate the basic principle of least-cost long-term programming, they do cast doubt on the present methodology and call for

improvements to the treatment and explicit evaluation of differential risk in planning power investments.

In industrialized countries, many power utilities do not rely on least-cost optimization models for system planning. Instead, a certain number of alternative plans are compared using scenario analysis and other methods for assessing the robustness of these plans. Although the application of these methods implies substantial progress in the treatment of uncertainty, it is widely recognized that much more remains to be accomplished.

Three promising methods have been identified for addressing risk and uncertainty in power planning. These are a) a stochastic optimization power planning model; b) a strategic risk-tradeoff model for assessing the robustness of power expansion plans; and c) the adaptation of finance valuation methods. Nevertheless, a preliminary comparative evaluation of these methods does not provide an adequate basis for identifying any one of them as clearly superior over the others. There is therefore the need of applying these methods in case studies in order to test them for effectiveness, acceptability, and policy implications.

A useful analytical tool for addressing the uncertainty problem should emphasize simplicity of use and be able to simulate the decision process itself, that is, the effects of frequent decision making and the possibility of modifying decisions over time. When dealing with risk and uncertainty, there is always a tradeoff between risk and cost. A sound methodology should therefore provide clear and meaningful information regarding the risk associated with a particular decision and the above-mentioned tradeoffs, preferably in an explicit manner, as alternative plans are compared. The decision criteria may vary according to

the type of information at hand. However, the final choice of this criteria will always reflect the decision maker's subjective preferences regarding risk avoidance.

NOTES

1. Unless a particular project is "marginal" (for example, a relatively small expansion project or rehabilitation program that will not impact significantly on the system's supply marginal costs), a simplified benefit-cost analysis is not appropriate since it generally fails to capture the project's impact on the system's operation, reliability, and subsequent investment decisions.
2. IAEA's WASP generation planning model is probably the most widely used power planning tool in developing countries.
3. However, it is important to mention that deterministic least-cost planning is still being practiced in several industrialized countries, such as the U.K., France, Canada and Sweden.
4. The "state-of-the-world decomposition approach" is a primal-dual method that solves the dynamic problem of power systems planning, that is, the problem of making decisions over an extended period of time, using static deterministic solution techniques for specific subproblems (for example, energy dispatch for a specific period). The main problem (the dynamic optimization problem) is decomposed into a set of linked static deterministic problems, where the linkages are enforced through Lagrange multipliers. Each static problem represents one "state-of-the-world". Thus, the method replaces a single complex problem with many simple problems.
5. A plan dominates another if it is better with respect to all attributes.
6. This seemingly counter-intuitive result can be clarified as follows: a cost which is higher when all other assets are providing high returns and lower when the returns are low is easier to bear than one which is invariant; on the other hand, a cost which is higher when all other assets are providing low returns and vice versa is more difficult to bear.

REFERENCES

1. Bhavaraju, M.P., Chamberlain, T.C. and Nour, N.E., 1987. An Approach

to Risk Evaluation in Electric Resource Planning, Research Report 2537-1, 2, Public Service Electric and Gas Company, prepared for EPRI, December.

2. Bisthoven, O.J., Schuchewytsch, P. and Smeers, Y., 1985. "Dealing with Uncertain Demand in Power Generation Planning", from Energy Markets in the Long-Term: Planning Under Uncertainty, S. Kydes and D.M. Geraghty (editors), Elsevier Science Publishers, B.V. IMACs.
3. Black, F. and Scholes, M., 1973. "The Pricing of Options and Corporate Liabilities", *Journal of Political Economy*, May.
4. Hirst, E. and Schweitzer, M., 1988. Uncertainty in Long-Term Resource Planning for Electric Utilities, Oak Ridge National Laboratory, Draft report, October.
5. Huss, William, 1985. "Can Electric Utilities Improve Their Forecast Accuracy? The Historical Perspective", *Public Utilities Fortnightly*, December 26.
6. Raiffa, Howard, 1968. Decision Analysis: Introductory Lectures on Choices Under Uncertainty, Addison-Wesley, Reading, Mass.
7. World Bank, 1989. A Review of World Bank Lending for Electric Power, Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper No. 2, March.
8. World Bank, 1989. Preliminary Stage of a Research Program on Improved Methodology for Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning, Literature Review and Survey of Current Practices, Report prepared by Information for Investment Decisions Inc., February.
9. World Bank, 1989. Congo Power Development Study, Energy Efficiency and Strategy Unit.
10. World Bank, 1988. Review and Evaluation of Historic Load Forecasting Experience (1960-1985), Draft report prepared by RCG/Hagler Bailly, Inc., August.
11. World Bank, 1988. Cost Growth and Schedule Slippage in World Bank Hydroelectric Projects, preliminary draft prepared by Independent Project Analysis Inc., June.
12. World Bank, 1986. Thailand: Impact of Lower and Uncertain Oil Prices on Energy Sector Investments, Energy Efficiency and Strategy Unit.
13. World Bank, 1985. Assessment of Electric Power System Planning Models, Energy Department Paper No. 20, March.