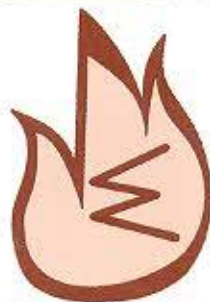


Revista Energética



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



La Incorporación del Riesgo y de la Incertidumbre en la Planificación de Sistemas Eléctricos

Enrique O. Crousillat*

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 incurrir 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.
- Confiabilidad: 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-

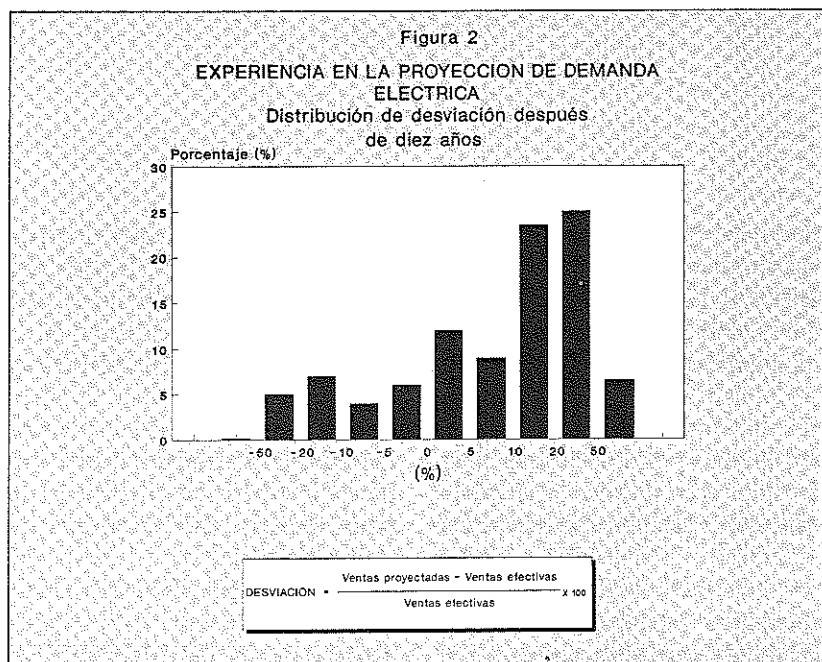
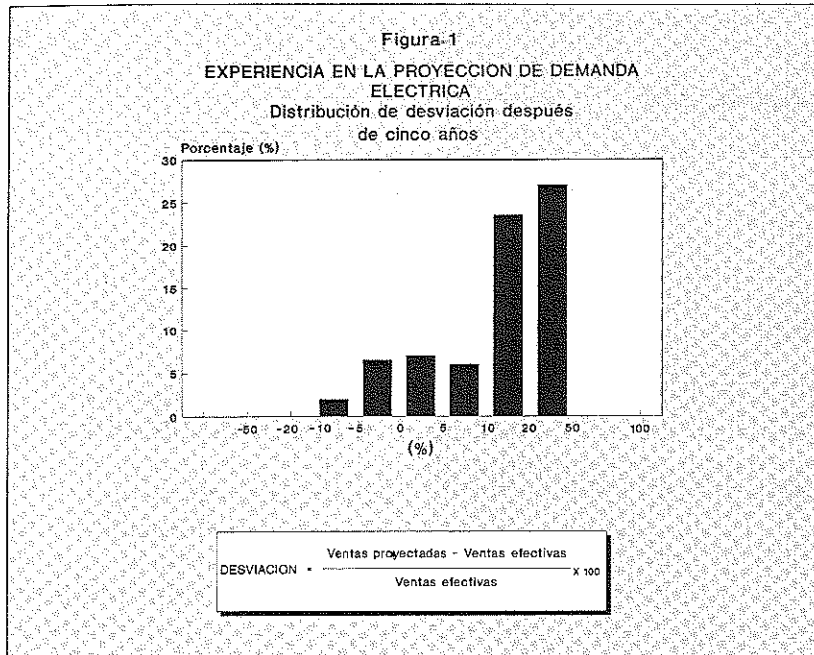
mente, se puede disminuir el grado de incertidumbre relacionada con factores internos mediante una administración más eficiente en la implementación de los proyectos y su operación. Por otro lado, la única manera de manejar factores externos es mediante la incorporación de esas incertidumbres en el proceso de planificación. Esa 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 subsiguientes 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

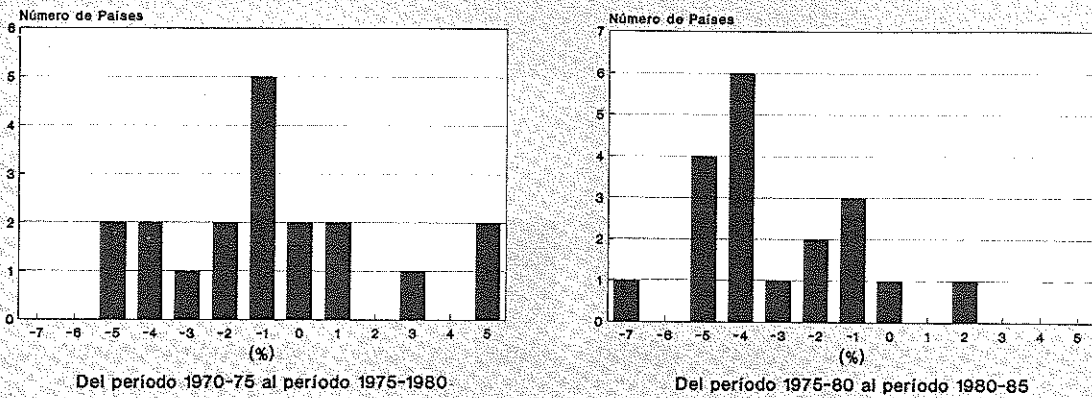
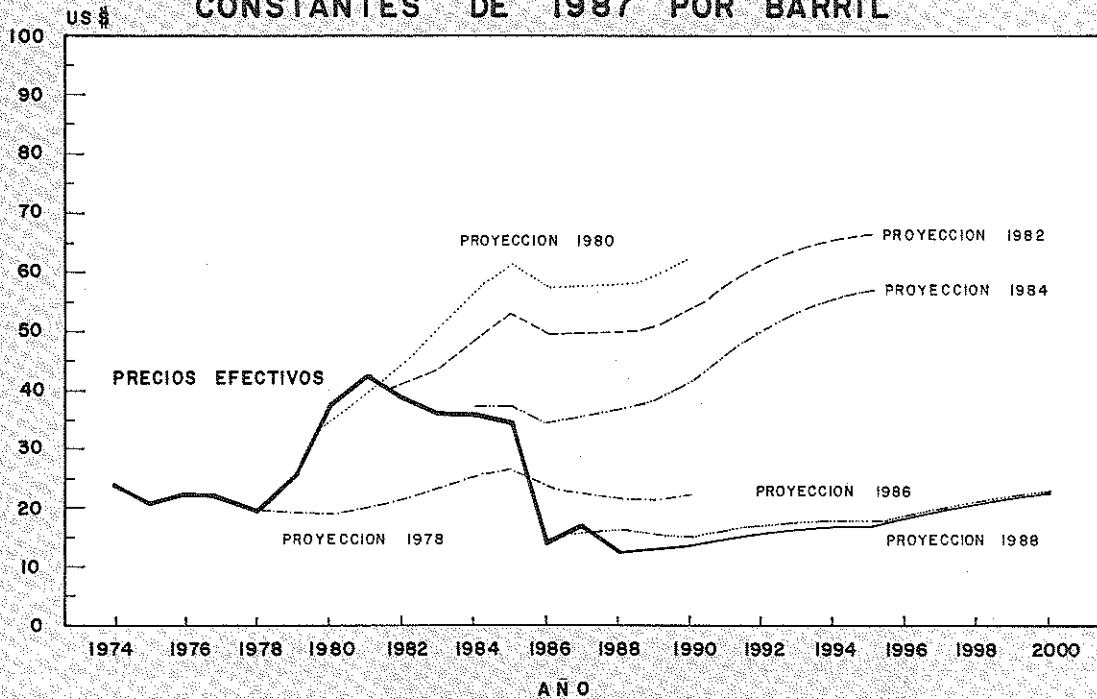


FIGURA 4
PROYECCIONES DEL BANCO MUNDIAL
PARA PRECIOS DE PETROLEO EN US\$
CONSTANTES DE 1987 POR BARRIL

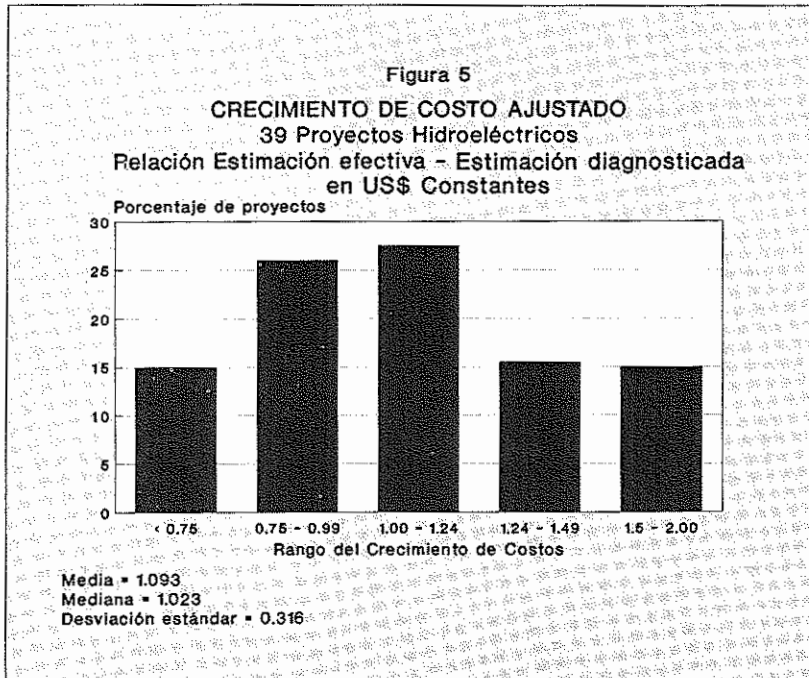


disminuciones de los precios en los últimos 15 años. Debido a su volatilidad, los precios de petróleo se han convertido en una de las principales fuentes de incertidumbre en la planificación eléctrica. Esa incertidumbre se manifiesta en las grandes variaciones en las proyecciones realizadas (por ejemplo, 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

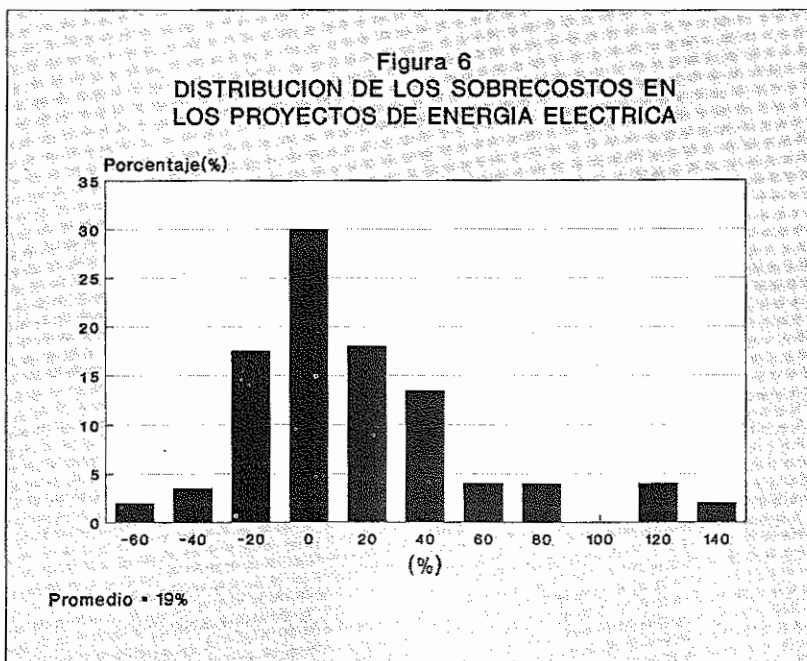


era de 9.3% y el rango de las desviaciones observadas se extendía de -25% a 100%. Para todo tipo de proyecto eléctrico del Banco ejecutado durante el período 1967-1984, el sobrecosto promedio en términos nominales era de 19% (véanse Figuras 5 y 6). Con respecto a este muestreo, se encontró que aquellos 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 un factor clave para medir

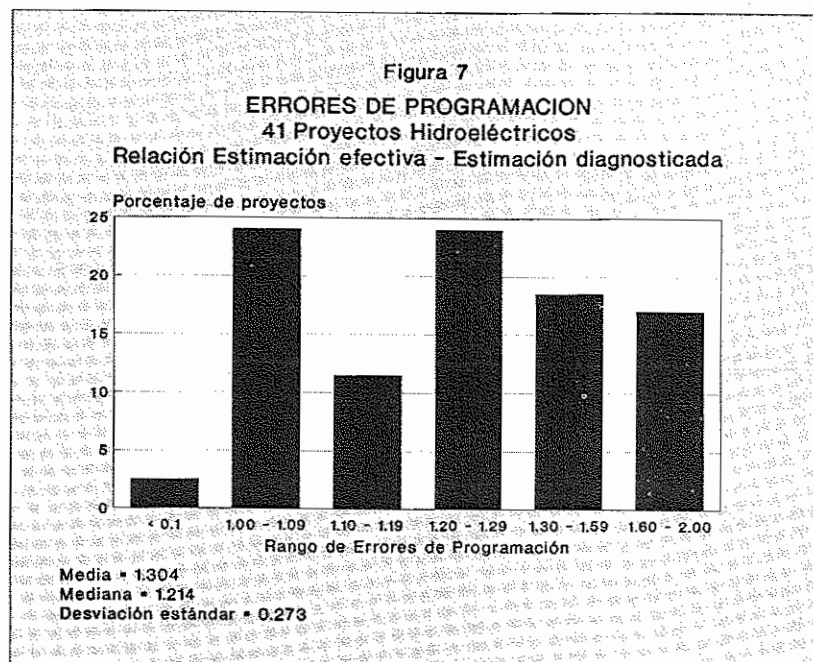


los resultados del proyecto. En promedio, se estimaba que los proyectos eléctricos aprobados por el Banco entre 1967 y 1978 al momento de su evaluación, se terminaban dentro de los 46 meses, pero el período efectivo de implantación sumaba 66 meses, lo que equivale a una demora promedio de 20 meses (43%). 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 sobrestimación 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



plazo se solucionan por sí mismos. Existen, sin embargo, varias formas de manejarla 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.
Anál. 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.

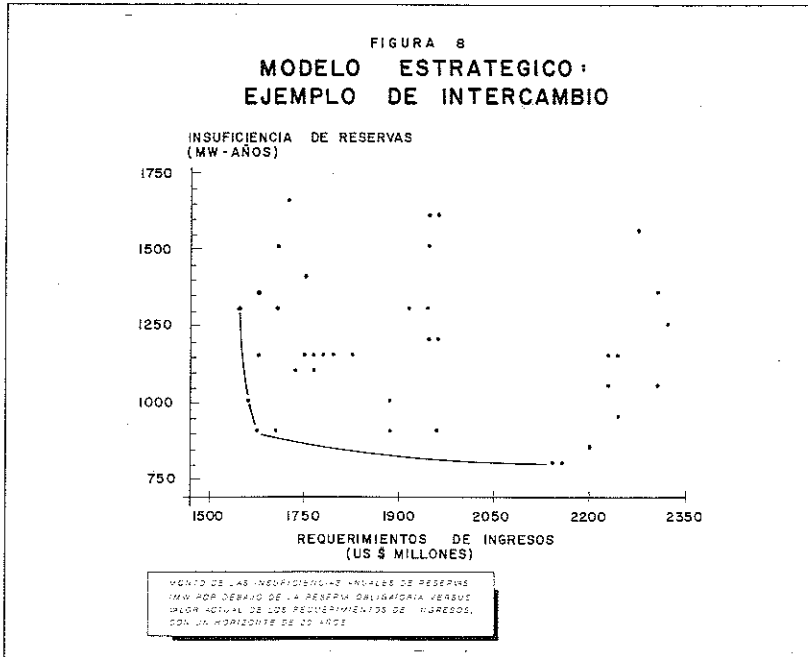
El método toma en cuenta un conjunto de escenarios y, en vez de

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



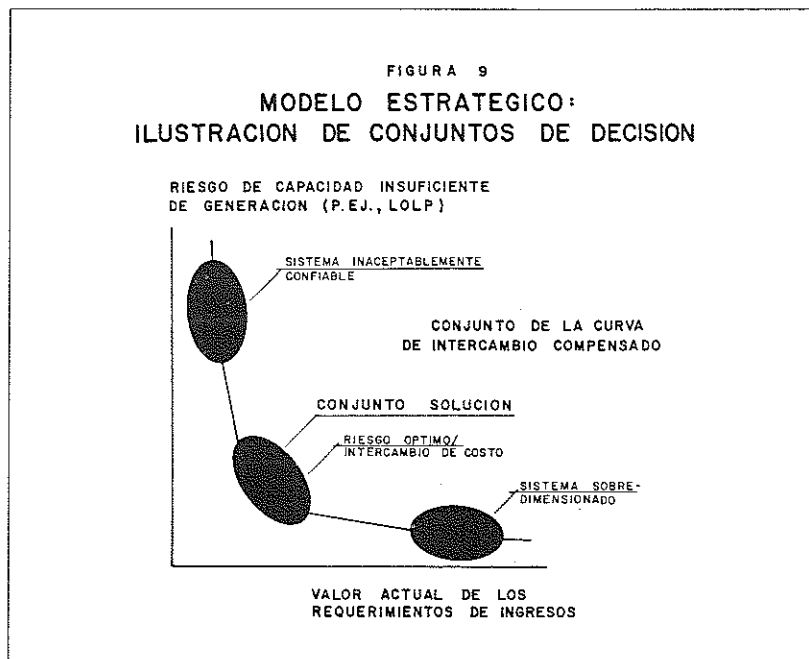
de una presentación hecha por el señor Hyde Merrill en el seminario mencionado anteriormente.

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. Cada estrella en esa figura muestra un plan. 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 dominados 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.

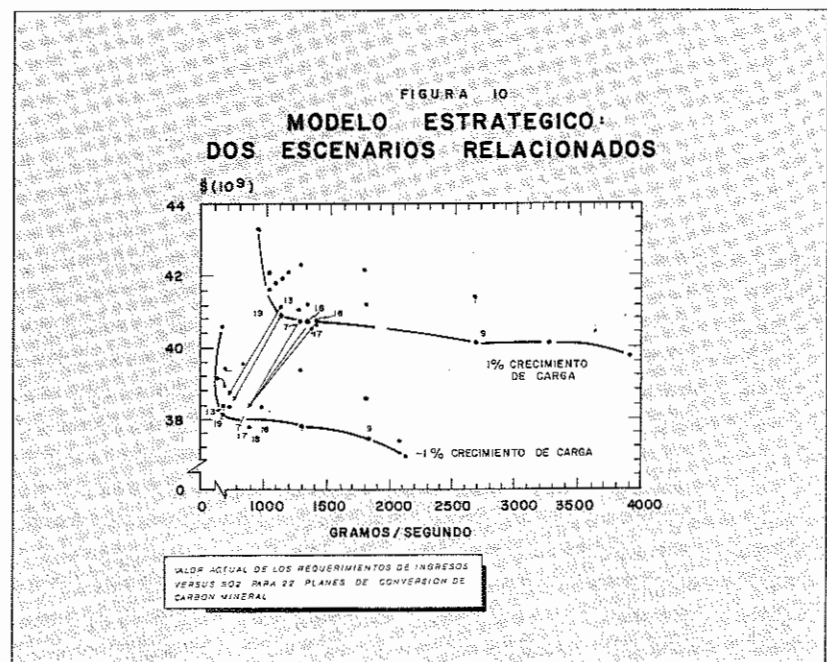
El ejemplo de la Figura 10 es útil para definir la noción de robustez. Un plan es robusto si está dentro del conjunto de decisiones condicionales de cada escenario o, en otras palabras, si se incluye el plan en el conjunto de decisiones sin tener en cuenta el escenario que se supone prevalecerá. Cuando 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. Esa 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 ejercitar 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.	Maneja solamente una decisión de inversión y una variable de incertidumbre. Se evalúan otros atributos externamente.
Aporte a la toma de decisión	Proporciona una solución óptima. No hay datos explícitos en los "trade-offs" a no ser que se comparen con el enfoque determinista.	Proporciona una información explícita sobre los trade-offs entre los atributos y el riesgo-costo. Permite mejorar las estrategias.	Mide el valor de la flexibilidad en comparación con dos planes alternativos.
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.	Se requiere una capacitación en un método de opciones. Aplicación de bajo costo.

el margen. Así, los métodos de fijación de precios opcionales proporcionan una manera de valorizar la flexibilidad, una tarea difícil cuando se utilizan otros enfoques.

Los métodos de fijación de precios opcionales 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:

- a) 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.
- b) 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.

5. 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.

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., Schuchewytch, 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.
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.

Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning

Enrique O. Crousillat *

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 oftentimes 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 noth-

ing" 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):

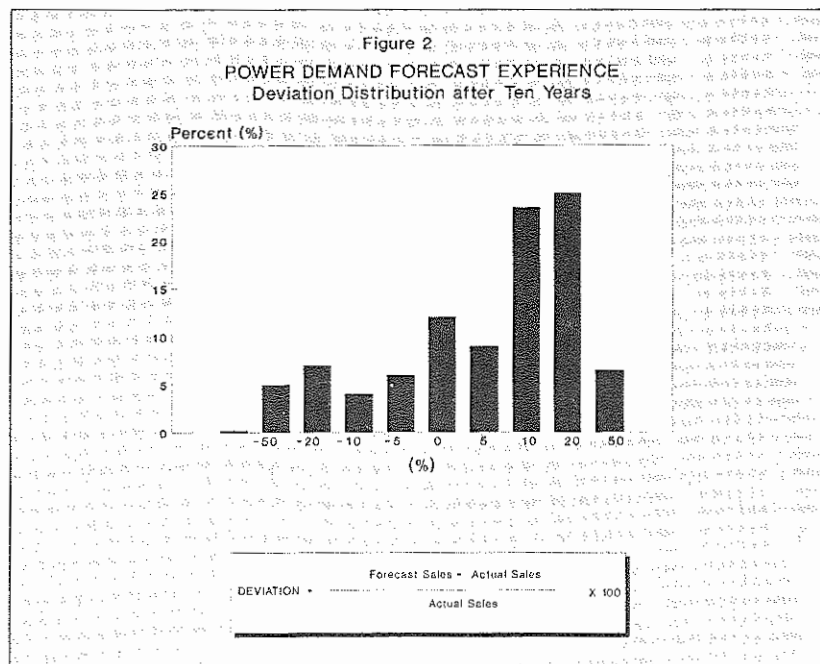
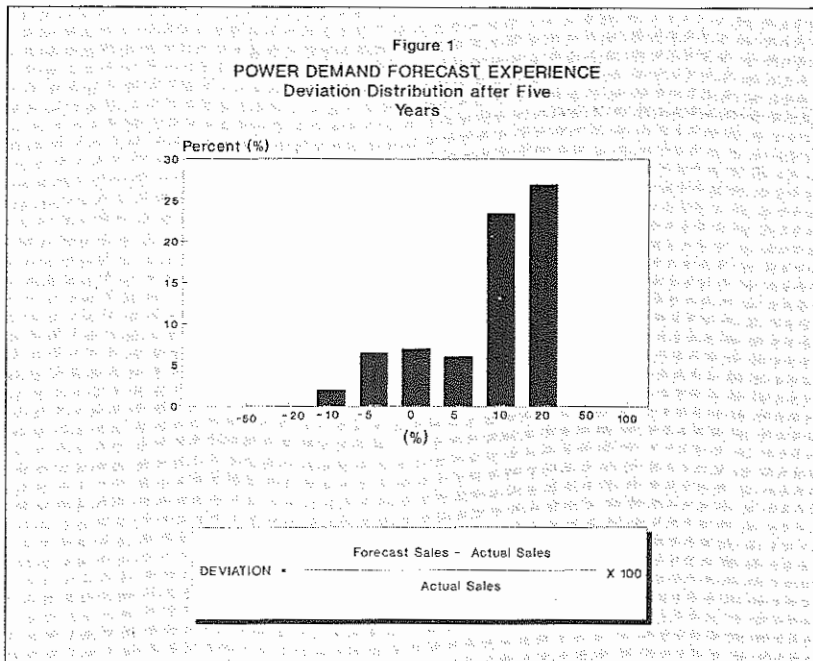
a) Demand estimates

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.

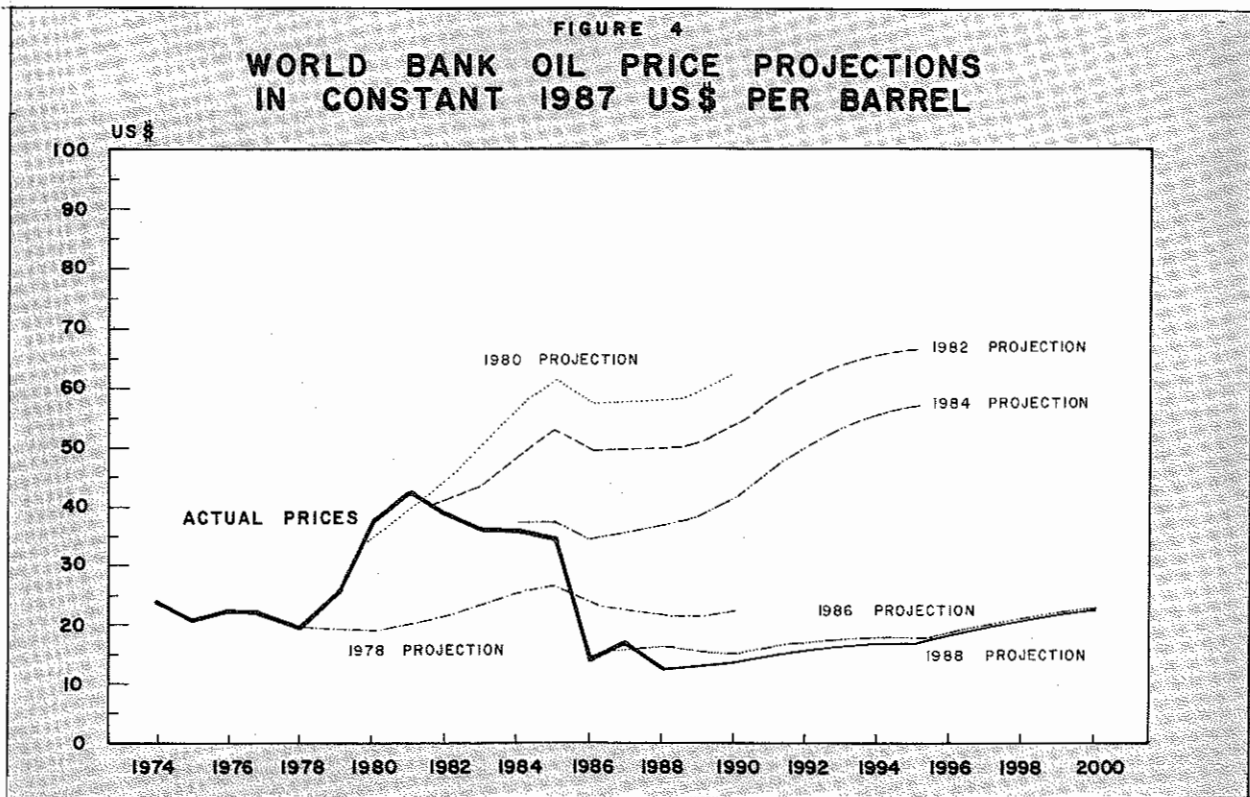
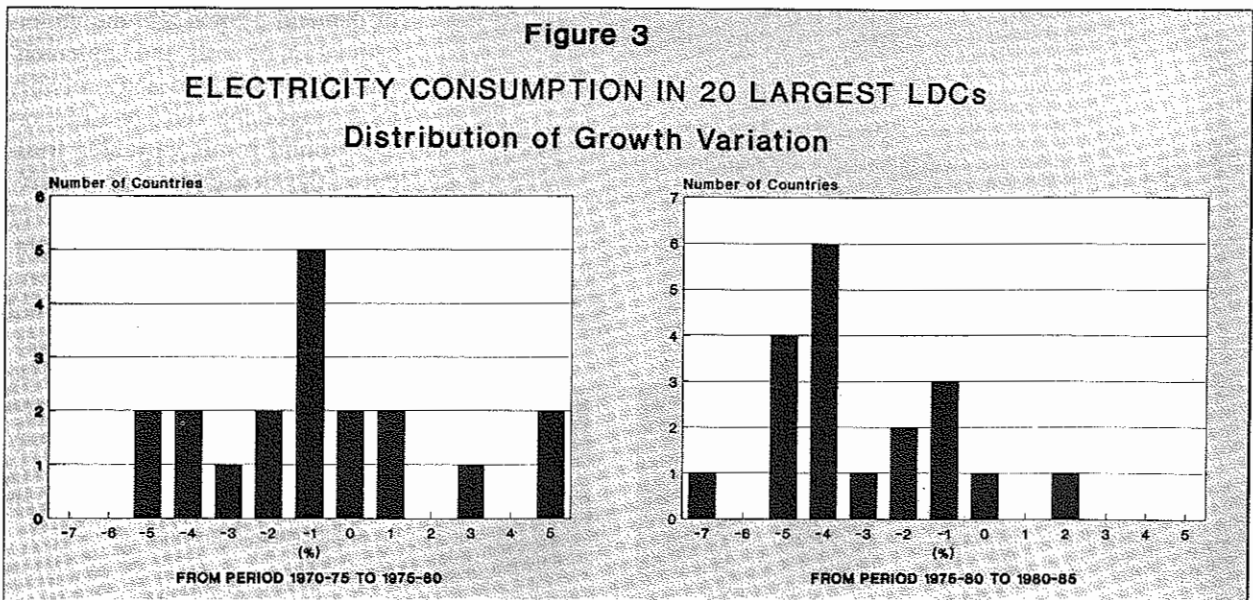


c) Construction cost overruns

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.

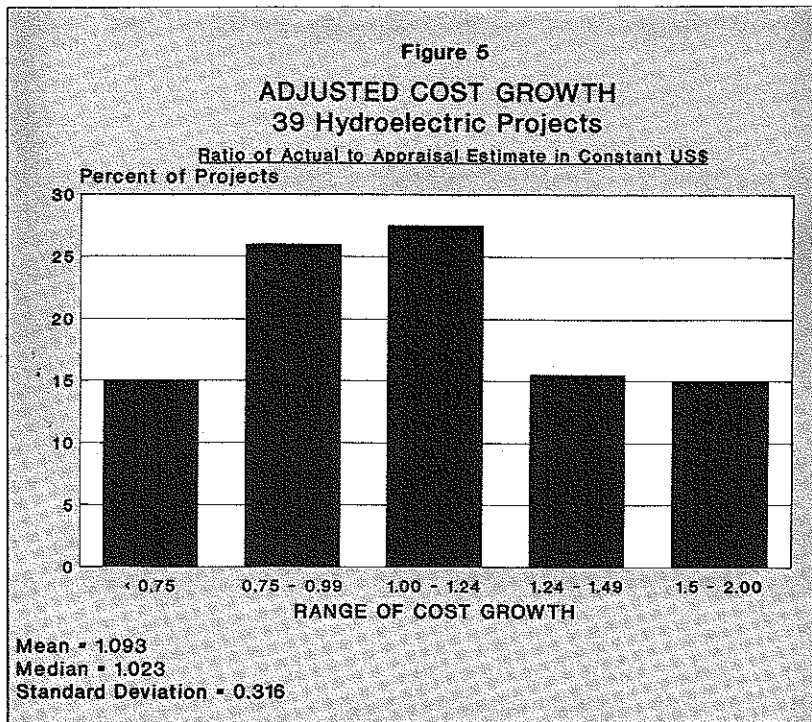


d) Implementation time

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

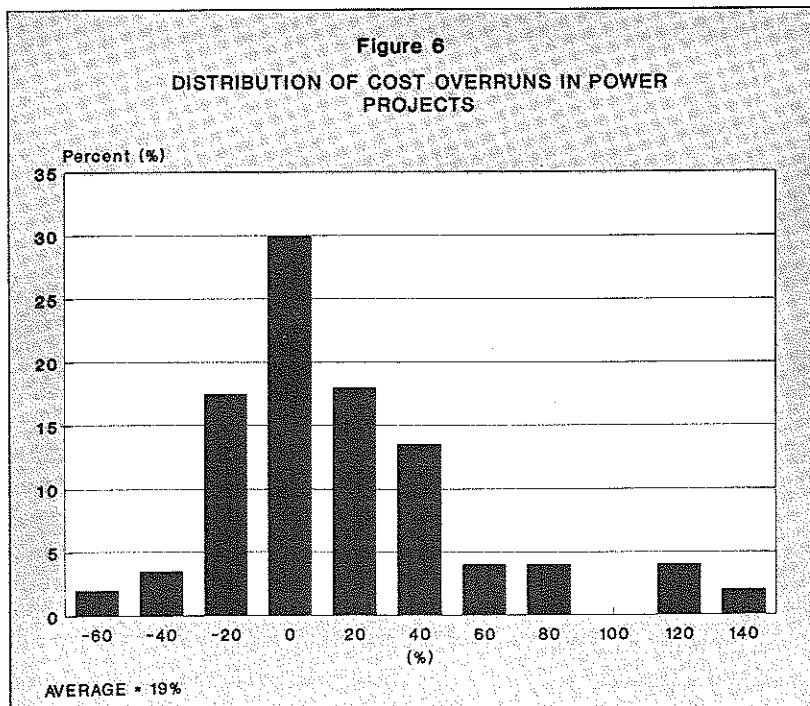


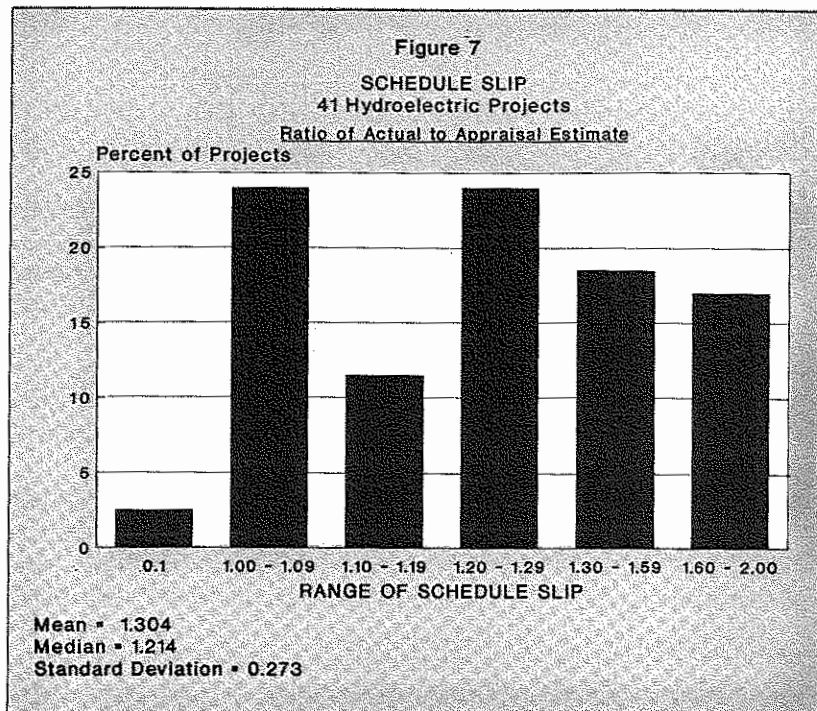
of demand growth and the underestimation of costs and implementation time. Second and probably most important, the great dispersion found in all variables indicates the degree of uncertainty faced in making particular power sector investment decisions and, hence, the scope for misleading conclusions 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.

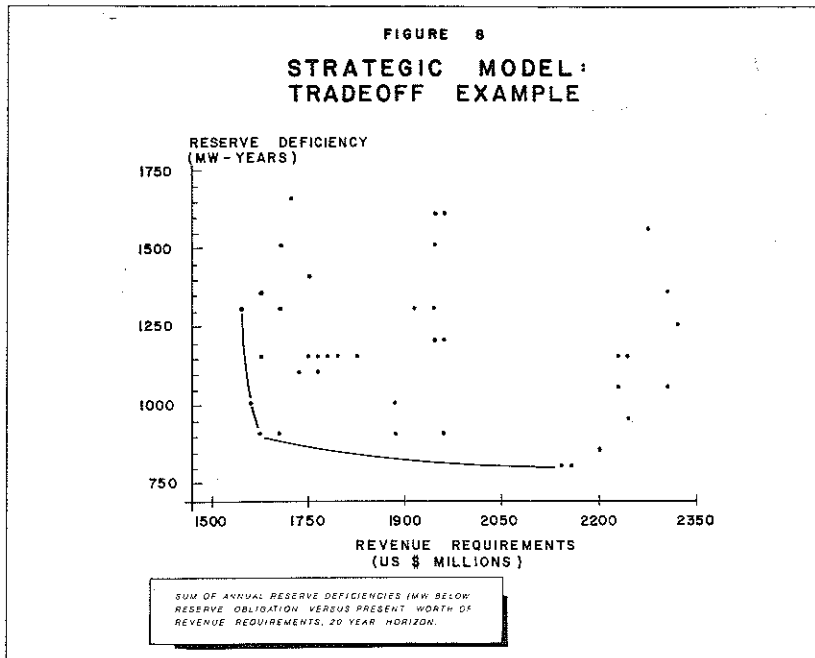
A **plan** is a set of specified options: for example, "publish residential time of day rates in 1989, build a 600 MW coal plant in 1994, and add 350 MW of transfer capability to the west in 1992".

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 fig-

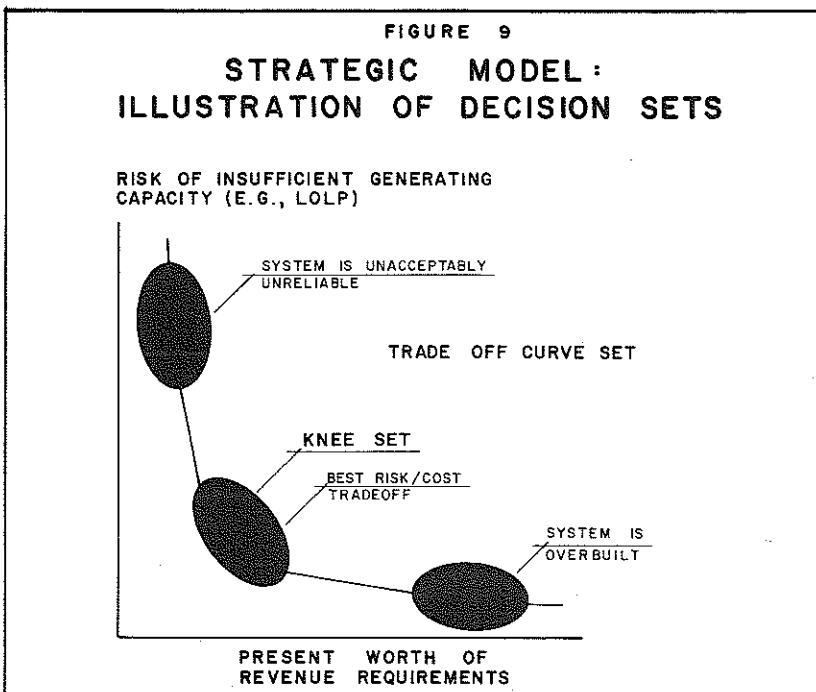
ure also illustrates the process whereby a decision set can be arrived at. A decision set consists of those plans which are not completely dominated by others⁵. In Figure 8, the plans that belong to the decision set are linked together by a line. It is obvious that there are no other plans which would 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

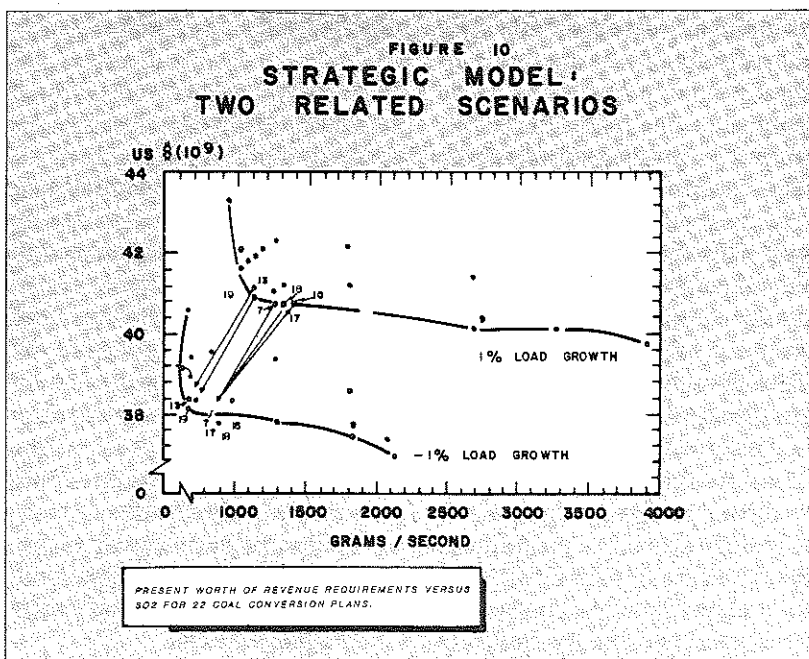
Two finance valuation methods are considered potentially useful for incorporating risk in power planning models. These are:

- 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 sub-problems (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.