

EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

LUIS E. GUTIÉRREZ SANTOS C

I. INTRODUCCIÓN

El análisis económico de cualquier proyecto implica buscar respuestas a una serie de interrogantes: ¿cuáles son sus propósitos?, ¿cuál es su área de influencia?, ¿es la alternativa técnica más económica?, ¿son sus beneficios superiores al costo de los recursos comprometidos?, etcétera. En el campo eléctrico, el análisis de los medios de generación, transmisión y distribución combina objetivos múltiples, algunos de los cuales aparentemente en conflicto. Así, los criterios de ingeniería buscan operar y expandir el sistema manteniendo estándares establecidos emanados de la experiencia. La administración de la empresa persigue la rentabilidad financiera considerando los costos del servicio y las restricciones presupuestales. A su vez, los usuarios demandan la energía en el momento y lugar de su selección con una seguridad dada en el suministro. De tal manera, la planificación de los proyectos de suministro eléctrico se torna en un problema complejo, con más de un objetivo.

El propósito de este trabajo es el de proponer un enfoque metodo-

* Centro de Asuntos Internacionales, Universidad de Harvard, Cambridge, Massachusetts, abril de 1987.

El autor agradece los comentarios de Vivianne Blanlot, Sergio Mancilla, Jaime Millán, Alvaro Navarro, Fernando Solís y Glen Westley. Los puntos de vista expresados en este trabajo son de la exclusiva responsabilidad del autor, y no reflejan necesariamente las posiciones o políticas oficiales del Banco Interamericano de Desarrollo, donde presta sus servicios, ni del Centro de Asuntos Internacionales de la Universidad de Harvard, donde terminó este artículo.

lógico —diferente al tradicionalmente empleado— para el examen económico de los proyectos de transmisión. El análisis tradicional se basa en estudios eléctricos y en criterios preestablecidos, seleccionándose proyectos desde el punto de vista empresarial, con base en una simple minimización de costos, sin integrar los efectos en otros objetivos en un indicador que permita apreciar la bondad del proyecto para la economía como un todo; esto es, el análisis tradicional no interioriza las exterioridades emanadas del proyecto, ni considera el costo de oportunidad de los recursos comprometidos, ni los probables beneficios para la economía del país. El enfoque propuesto corresponde al del análisis de beneficio costo ABC, aplicado a estos proyectos. La ventaja del ABC sobre el análisis tradicional es obvia: permite una mayor eficiencia en la asignación de recursos. El cálculo, no solo de los costos financieros (donde termina el análisis tradicional), sino también de los económicos y de los beneficios permite una mejor jerarquización, no sólo entre los mismos proyectos de transmisión, sino también entre los de generación, transmisión y distribución, los cuales compiten por los fondos del limitado presupuesto de inversiones. De tal manera, el ABC contribuye al mejor uso de los fondos de inversión, sobre todo en periodos de crisis financiera. El análisis tradicional termina con la determinación de la alternativa de menor costo. El ABC no pretende sustituir esa tasa, sino tan sólo complementarla. En efecto, las metodologías de minimización de costos y de beneficio costo no son competitivas ni mutuamente excluyentes, sino complementarias. La primera optimiza por el lado de la oferta; esto es, supone un nivel fijo de demanda, por ende beneficios idénticos para todas las alternativas, y toma en cuenta sólo los costos de los proyectos examinados y sus impactos en los costos del sistema. Mientras que la segunda pretende optimizar simultáneamente la oferta y la demanda; esto es, se considera la relación entre los costos del proyecto, las variaciones de costos en el sistema, los precios y la demanda.

El énfasis del trabajo corresponde al análisis de proyectos de transmisión entre sistemas establecidos, ya sea con propósitos de interconexión, de aumentar la capacidad de transmisión o de evitar el deterioro de (o de mejorar) la calidad del servicio. No se examinan proyectos de transmisión a una zona nueva (sin sistema previo), por considerarse proyectos de electrificación en los cuales la transmisión y la distribución deben evaluarse de manera conjunta. A su vez, no se examinan líneas de transmisión para evacuar la energía de centrales bajo ejecución, puesto que deben evaluarse como parte del proyecto de generación.

II. ANÁLISIS DE DEMANDA Y OFERTA

De especial interés en el análisis económico de proyectos es el estudio sobre las causas de la evolución de la demanda y la oferta de energía eléctrica. El objetivo de dicho examen es determinar las variables explicativas más importantes de la demanda, para así pronosticarla de la manera más realista posible. Los propósitos de demanda son una parte fundamental para apreciar la factibilidad del proyecto, determinar su fecha de iniciación y su escala. El propósito aquí no es examinar exhaustivamente las metodologías de análisis y de pronóstico de la demanda, sino tan sólo presentar las interrogantes que se plantean y el enfoque que se recomienda. De tal manera, el estudio de la demanda pretende determinar:

- la extensión del mercado;
- las variables que afectan su crecimiento; y
- los pronósticos de energía y de potencia.

En la mayoría de las empresas latinoamericanas solo se elaboran proyecciones de tendencia y simples regresiones de consumo global contra el PIB total o per cápita sin incluir el precio, lo cual puede servir como una primera aproximación, pero no para decidir si conviene o no comprometer varios millones de dólares. Los proyectos eléctricos son altamente intensivos en capital, una sobrestimación de la demanda puede representar capital ocioso lo cual es costoso, sobre todo en condiciones de crisis presupuestal. Una subestimación puede llevar a operar plantas caras, a una degradación en la calidad del suministro, etcétera. Por lo tanto, se requieren modelos más adecuados a las incertidumbres del periodo del análisis, y —en consecuencia— una mejor especificación de la demanda (incorporando otras variables explicativas como el precio) y una mayor desagregación para pronosticar con mayor certidumbre. Conviene distinguir la demanda de acuerdo a la siguiente clasificación:

- por sistema;
- por usuarios, y dentro de estos;
- por grandes consumidores.

En la definición del área de influencia del proyecto, se determinan los nodos posibles de alimentación y de consumo del proyecto. ¿Qué

poblados, industrias, comercios, etcétera va a servir la línea de transmisión? Un problema que frecuentemente se presenta es cómo definir el mercado para un proyecto cuyos efectos se extienden no sólo a los puntos de entrega, sino a otros centros de consumo por razones técnicas, tales como de estabilidad, etcétera. En estos casos, se extiende el mercado hasta que la mayoría de los nodos afectados por el proyecto están incorporados en su área de influencia.

El segundo paso corresponde a estudiar la evolución del consumo y de sus variables explicativas. ¿Cómo ha venido evolucionando el consumo?, ¿por qué ha evolucionado de esa manera y no de otra?, ¿de qué manera se satisfacía antes?, ¿se ha venido satisfaciendo el consumo en su totalidad?, en caso negativo, ¿por qué?, etcétera. Como es natural, las observaciones del consumo no corresponden exactamente a la demanda, puesto que pudo haber demanda insatisfecha al precio vigente por restricciones de oferta.

Acto seguido, se elaboran los pronósticos del consumo. Esta es una de las partes en donde más frecuentemente se cometen errores de optimismo. Ninguna del gran número de metodologías para pronosticar es absolutamente la mejor, la más adecuada depende del propósito del pronóstico, la disponibilidad de información y los recursos para el análisis. Se recomienda, no obstante, empezar con un método sencillo, terminando con uno de índole analítico explicativo, para así poder simular escenarios alternativos. El primero sirve para formarse una idea de las magnitudes, el segundo para ajustar los pronósticos y verificar qué tan robustos son ante las incertidumbres que pueden afectar las principales variables de la demanda.¹

El cuarto paso corresponde a analizar la oferta existente y futura sin proyecto. En esta etapa se determina de manera general las alternativas requeridas para evitar parte o todas las consecuencias desfavorables que resultan del análisis conjunto de la demanda y la oferta existente. Esto es, se relaciona la demanda futura con la capacidad sin (y con) los proyectos considerados en esta etapa, determinándose en el proceso la existencia o no de los siguientes efectos:

- a) la energía y la potencia que no se suministrarían si no se ejecuta el proyecto; esto es, su aportación neta;

¹ Véase del autor: "Electricity Demand Forecasting: a Review of Current Methodologies"; para un ejemplo práctico, Westley, B., "Forecasting Electricity Demand: A General Approach and Case Study in Dominican Republic".

b) el cambio neto en el nivel cualitativo del servicio en cuanto a la electricidad que se interrumpiría debido a hechos aleatorios, los cuales podrían reducirse gracias al proyecto;

c) los ahorros en los costos variables de operación (incluyendo combustibles) de las plantas térmicas existentes que no operarían (u operarían menos) si la línea propuesta estuviera en operación, y/o la reducción en la reserva rodante gracias al proyecto, y

d) la reducción en el nivel de pérdidas de transmisión, al aumentar el proyecto la capacidad de transporte, reduciendo, en consecuencia, las pérdidas asociadas a una misma carga para una menor escala.²

La oferta y la demanda se relacionan para el periodo histórico y el pronosticado, determinándose en el proceso los requisitos de generación y de transmisión, los niveles de déficit (balances de potencia y de energía), las pérdidas, y las fallas probables en el suministro. Estos efectos no se producirían (o disminuirían en magnitud) si se hace el proyecto. El propósito de partir desde el pasado es para evitar errores de juicio. Frecuentemente se tiende a sobreestimar dichos beneficios, lo cual puede, en algunos casos, evitarse si se compara lo sucedido con lo que es probable que suceda en ambas situaciones: si se hace el proyecto, y si no se hace. Esto permite determinar por qué es necesario hacer el proyecto. En otras palabras, qué es lo que va a suceder si no se ejecuta; o puesto de otra manera, qué es lo que se evita si entra en operación.

La forma en que una restricción de oferta de potencia se traduce en un déficit de energía depende, en parte, de la forma de la curva típica de demanda, y, sobre todo, de tal manera en que esta restricción se transferiría a los consumidores: aumentando los precios, modificando la estructuración tarifaria con precios diferenciales para potencia y energía, racionando mediante cortes el consumo y/o impidiendo nuevas conexiones. Más adelante se explica esto con mayor detalle.

² La relación entre pérdidas de potencia (*MW*) —producto de los estudios de flujos de carga— y las de energía (*GWh*) es una relación empírica, que depende del factor de carga de la línea, su voltaje, la distancia, la temperatura, etcétera. Una relación comúnmente empleada en Brasil en estudios de planeación es la siguiente:

$$P \text{ (GWh)} = P \text{ (MW)} \times 8.76 \times FP$$

$$FP = .2 \times FC + .8 \times FC^2$$

y, donde: *P* son las pérdidas, *FP* el factor de pérdidas, y *FC* el factor de carga de la línea.

III. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Aparte del proyecto considerado existen otras alternativas, las cuales requieren analizarse. El propósito del análisis del costo mínimo es economizar por el lado de la oferta, comparando los costos de suministrar el mismo servicio de diferentes maneras; esto es, encontrar la solución más económica al problema planteado, suponiendo los beneficios constantes. Cabe destacar que entre mayor número de alternativas consideradas mayor es la probabilidad de encontrar la solución óptima. En efecto, el proyecto es tan bueno como las alternativas consideradas.

El procedimiento básico corresponde, por un lado, en examinar las alternativas probables, normalizando⁸ sus diferencias para lograr conclusiones válidas, y, por el otro, en corregir los flujos financieros, eliminando transferencias y ajustando los precios que estén distorsionados, para así representar un uso (o aporte) real de recursos a la economía. A su vez, a fin de simplificar las comparaciones, lo que es común a todas las alternativas se excluye del análisis, considerando solo sus diferencias.

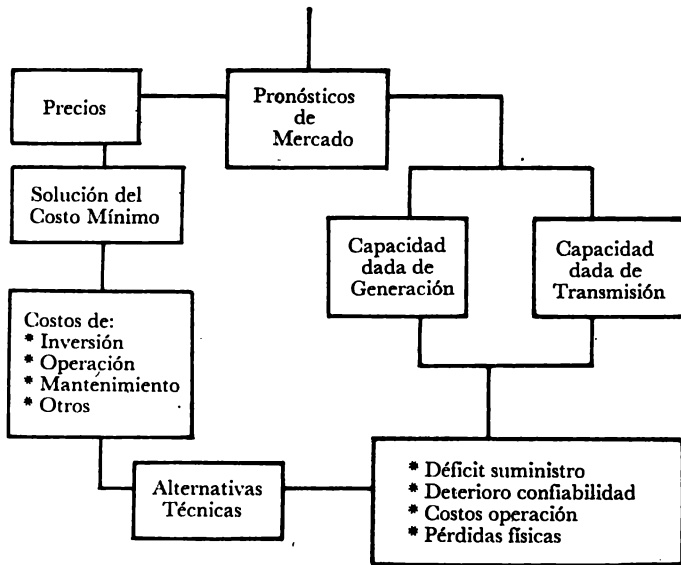
En la práctica actual es usual encontrar que las alternativas contempladas han sido seleccionadas de antemano, sin que cubran el rango de lo probable. El problema de la selección del proyecto y de su escala se tratan como si fueran cuestiones exclusivamente técnicas sin considerar los aspectos económicos. En varios análisis de prefactibilidad se determina con base en criterios eléctricos que la línea debe tener una capacidad dada; ser de circuito sencillo o de circuito doble; tener un voltaje determinado, un tamaño del conductor dado, etcétera. En varios casos examinados, la solución técnica se preestablece desde el inicio, empleándose el análisis económico para justificar una decisión ya adoptada. Empero, cuando los aspectos económicos no han sido considerados en las fases de diseño y de prefactibilidad del proyecto, es muy probable que su tecnología, su oportunidad y su escala no maximicen el valor presente neto.

Así, se comparan, por ejemplo, el tendido de una línea de un solo circuito con una capacidad dada, contra otra de doble circuito, de menor capacidad nominal, pero ambas satisfaciendo la misma demanda; siendo que otras comparaciones pueden ser prácticas y factibles, tal como una línea de menor capacidad complementada con generación

⁸ Normalización es el proceso mediante el cual se corrigen las diferencias de dos opciones para poderse comparar sobre la misma base.

local. Empero, como las diferencias entre las diferentes opciones requieren hacerse equivalentes, y como dicho proceso aparece complicado, sólo se comparan alternativas parecidas. El problema de la ausencia de comparaciones pertinentes se debe en buena medida al desconocimiento de los mecanismos de normalización.⁴ En la mayoría de los departamentos de planeación en las empresas eléctricas prevalece la tradición “ingenieril”, emanada de la experiencia en la operación y la planificación de los sistemas eléctricos. Afortunadamente, dicha situación empieza a dar muestras de cambio.

La metodología adecuada parte del mercado probable y de la capacidad existente, determinándose los problemas en la satisfacción del consumo con el sistema instalado y proponiéndose diferentes proyectos para evitarlos. El proyecto más económico es el que constituye la solución del costo mínimo. El diagrama a continuación ilustra el procedimiento descrito.



⁴ En varios casos las razones son de índole política, estratégica, etcétera. “Hay que desarrollar cierta región por ser frontera con un país con relaciones tirantes.” Hay que apoyar a un estado por tener fuerza política’, etc. En estos casos, la diferencia entre los costos de la solución óptima y la escogida mide, en teoría, el valor del objetivo no económico, diferencia que en principio debería ser pagada por el gobierno y no por la empresa de electricidad, evitando así deteriorar su eficiencia.

Como puede observarse, este proceso de optimización en principio es alternativo. En efecto, para un nivel de tarifas (el cual se supone refleja los costos del sistema, para un nivel de demanda, conforme cambian los costos y —por ende— los niveles tarifarios, se modifica la cantidad demandada. Empero, por un lado, los cambios en los costos no se incorporan inmediatamente en las tarifas y, por el otro, en general, los cambios en los costos unitarios en un sistema establecido debido al proyecto de transmisión no son apreciables en términos relativos a los costos de generación. Por ello, en esta etapa se supone que la demanda no va a ser afectada por el proyecto. Solamente en aquellos casos en que el proyecto tiene un impacto sustancial en los costos unitarios del sistema, debe encontrarse la solución del costo mínimo de manera iterativa

Para llevar a cabo comparaciones legítimas es necesario normalizar las diferencias entre el proyecto y sus opciones de inversión. Como ya se mencionó, se entiende por normalización el proceso mediante el cual se hacen equivalentes dos alternativas, reduciendo sus diferencias al mismo numerario para así poder compararlas adecuadamente. En este trabajo, el análisis se hace con referencia al objetivo de eficiencia económica; esto es, en base al ingreso nacional.⁵ Los principales aspectos que requieren hacerse equivalentes son:

1. Capacidades. Se restringen las alternativas solo a aquellas que satisfacen los requisitos de mercado.

2. Vidas económicas. La normalización de las vidas económicas de las diferentes alternativas es procedente cuando éstas difieren en sus periodos de operación, lo cual no sucede a menudo con estos proyectos. Cuando se presentan estas diferencias, se recomienda adoptar el supuesto de reposiciones infinitas (cada proyecto se sigue reemplazando por otro igual al término de su vida útil, o

⁵ Esto descansa en el objetivo de optimizar el consumo, suponiéndose que los mercados de capital funcionan competitivamente, esto es, la tasa de interés al precio de equilibrio entre la demanda y la oferta de fondos de inversión. Aún cuando este supuesto no es aplicable a la mayoría de los países en vías de desarrollo, no es fundamental en cuanto a la selección de los mejores proyectos. En otro tipo de proyecto, como los de electrificación rural, conviene emplear otro tipo de numerario que reconozca la diferencia entre el valor del consumo y la inversión. Harberger, A. C. *Project Evaluation*; Little, I. M. D. and Mirrless, J. R. *Project Appraisal and Planning for Developing Countries*; Squire, L. and van der Tak, H. G., *Economic Analysis of Projects*, y UNIDO, *Guidelines for Projects Evaluation y Guide to Practical Project appraisal: Social-Cost Benefit Analysis in Developing Countries*.

—si sus vidas no son muy diferentes— calcular sus valores terminales.

3. Pérdidas. Como es natural, diferentes configuraciones técnicas implican diferentes niveles de pérdidas, las cuales deben valorarse adecuadamente. Se debe utilizar el costo marginal de operación a largo plazo correspondiente al periodo de la comparación.

4. Confiabilidad. La normalización de la confiabilidad entre alternativas es necesaria cuando la calidad del servicio no es equivalente. Se distingue la cantidad de energía que no se suministraría, por periodo de tiempo (de acuerdo con la curva de carga), valorándose dicha energía no servida con base en el costo de falla COFA, el cual se explica más adelante.

Los proyectos de interconexión entre sistemas independientes dan lugar a una serie de consecuencias que se traducen, ya sea en menores requisitos de inversión, o en ahorros en los costos de operación. Estos efectos se consideran contra la mejor alternativa de no hacerse la interconexión en la fase del análisis de alternativas, puesto que es en esta fase donde se encuadra la forma más económica para cumplir con el objetivo propuesto. Estos efectos son, a saber:

a) menor capacidad de generación que la suma de las capacidades de los sistemas aislados y, por ende, necesidades de inversión inferiores;

b) margen de reserva inferior que las reservas totales de los sistemas aislados, en consecuencia, menores requisitos de inversión;

c) optimización del despacho de carga al aumentar el número y la diversidad de centrales de generación y, por ende, menores costos de operación a corto plazo que los de los sistemas aislados, y

d) menores costos de operación a largo plazo al permitir la consideración de mayores y más eficientes centrales de generación para la expansión del sistema interconectado.

Cuando se consideran los ahorros de costos sobre la alternativa de mantener los sistemas aislados como los beneficios del proyecto, lo que simplemente se está haciendo es repetir el análisis de mínimo costo. Lo que se requiere, una vez que se ha determinado cual es la solución más económica del lado de la oferta, es verificar si se justifican los recursos comprometidos por el proyecto.

IV. BENEFICIOS

El propósito del análisis de beneficio costo es comprobar que los beneficios del proyecto son mayores o por lo menos iguales a los beneficios sacrificados en otras partes de la economía al comprometer los recursos en el proyecto. El *ABC* integra el lado de la oferta con el lado de la demanda. El principio del *ABC* consiste, por lo tanto, en comparar las situaciones con y sin el proyecto (y sin obras sustitutas del mismo). Si se lleva a cabo la solución más barata, qué es lo que pasa. La diferencia entre ambas situaciones corresponde al perfil económico del proyecto.

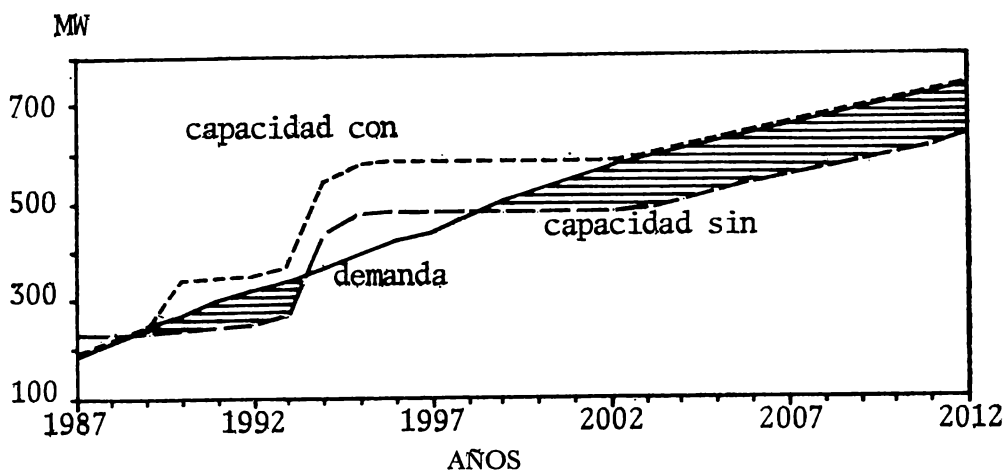
El cálculo de los beneficios del proyecto parte de la consideración de la alternativa más económica, simulándose las situaciones con y sin el proyecto, para cada año del horizonte de planeamiento. Los flujos de beneficios y costos considerados son en este sentido incrementales; esto es, a los beneficios (y costos) para la situación "con" proyecto se le sustraen los beneficios (y costos) para la situación "sin" (y sin obras sustitutivas del mismo).

Un proyecto de transmisión puede evitar —durante parte (no necesariamente todo el tiempo) de su existencia— alguno o todos los efectos siguientes: a) déficit en el suministro; b) deterioro en la confiabilidad; c) aumento en los costos de operación; y d) mayor nivel de pérdidas físicas. En otras palabras, si no se hace el proyecto se pueden esperar dichos efectos. En los casos más comunes, una línea contribuye de manera variable a los efectos anteriores. En un principio puede sustituir energía, luego mejorar la confiabilidad del servicio, para más tarde evitar que se presente algún déficit de energía. Generalmente, el beneficio por reducción de pérdidas físicas se presenta a lo largo de la vida del proyecto, mientras que los otros beneficios se presentan sólo en parte del horizonte de planeamiento. Claro, lo anterior es una generalidad y cada proyecto, una excepción.

El diagrama a continuación presenta la demanda pronosticada de potencia y la capacidad con y sin un proyecto ilustrativo. Las áreas sombreadas por debajo de la curva de demanda y por encima de la capacidad sin proyecto corresponden a los déficit de energía que se presentarían de no hacerse el proyecto. Como puede observarse en este ejemplo, el proyecto entraría en operación en 1990 evitando un déficit de energía de 1991 hasta 1995, cuando entra otro equipamiento en el sistema con suficiente capacidad para cubrir los requisitos adicionales.

Hasta 2000 el proyecto vuelve a evitar que se presenten nuevos déficit en el sistema. A partir de ese año, se supone que los mismos equipamientos requeridos para evitar fallas en la situación con proyecto, entrarían sin el proyecto. De tal manera, la contribución del proyecto nunca podrá ser mayor a su capacidad. Para valorar estos déficit, la pregunta pertinente es: cuánto estarían dispuestos a pagar los usuarios para evitarlos? Los analistas tradicionales, aun cuando están conscientes de este concepto, lo pasan por alto por considerarlo de difícil medición o irrelevante debido a la carencia de información sólida. Sin embargo esta posición es errónea. Actualmente la medición no es difícil, y es preferible una estimación aproximada con los criterios correctos, que un cálculo preciso pero con los principios equivocados.

FIGURA 1. *Demanda, oferta con y sin el proyecto*



En lo que toca al deterioro en la calidad del suministro que se evitaría si se lleva a cabo el proyecto, el planteamiento pertinente para estimar dicho beneficio corresponde a valorar lo que sacrificaría la economía de no hacerse el proyecto. ¿Qué es lo que pierden los usuarios industriales, los comerciantes, los residenciales, etcétera, cuando se les presentan fallas inesperadas en el suministro eléctrico? Más adelante se examina cómo se puede calcular el costo de falla *COFA*.

Finalmente, el incremento en los costos variables de operación y mantenimiento (incluyendo, por supuesto, combustibles) se estiman simulando la operación del sistema tal como funcionaría con el proyecto, pero para el nivel de requisitos (demanda más las pérdidas de transporte si no se llevara a cabo. Aun cuando esto suena confuso, no lo es. El proyecto evita un déficit, el cual se valora de acuerdo con lo que estarían dispuestos a pagar los consumidores. Sin embargo, la cantidad de energía (que de todas maneras se ofrecería) puede ser que con el proyecto se produzca más barata, la diferencia en los costos constituye un ahorro que se produce gracias al proyecto. Por ejemplo, la línea de transmisión puede sustituir generación térmica por hidroeléctrica. En este caso, se simula el sistema para el nivel aparente de demanda correspondiente a la demanda con el proyecto menos el déficit evitado. Otro caso puede presentarse. El proyecto sólo evita mayores costos. Aquí se simula el sistema para el nivel pronosticado de demanda para las situaciones con y sin el proyecto. En ambos casos el ahorro de costos de operación sería la diferencia entre los costos totales "sin" menos los costos totales "con". Este beneficio está asociado al excedente del productor. Más adelante se explica en mayor detalle este beneficio.

Los beneficios considerados son, por lo tanto:

- a) disposición a pagar DAP
- b) mejoramiento en la confiabilidad;
- c) ahorro de recursos, ya sea por sustitución de generación relativamente cara por más económica (térmica por hidroeléctrica, o por disminución en el nivel de reserva rodante (caliente), y/o reducción de pérdidas.

*A. Disposición a pagar por la energía*⁶

La teoría de la demanda por un bien o servicio "x" informa que ésta es función de los precios de los otros bienes y servicios de la economía, del ingreso y de otras variables socioeconómicas. En el caso de la demanda de energía eléctrica *D*, ésta se deriva de las necesidades finales de los usuarios, esto es de sus requisitos de iluminación, de calor, de es-

⁶ Consúltese del autor y de Glenn Westley, "Economic Analysis of Electricity Supply Projects".

parcimiento, etcétera. Claro, las variables explicativas varían dependiendo del tipo de usuarios de que se trate (residencial, industrial, comercial, etcétera).

Considérense, con el propósito de ilustrar, la demanda residencial DR . Esta depende del precio de la electricidad P , del ingreso Y y de otras variables U . De tal manera, la función demanda residencial por electricidad (en un solo periodo) puede formularse como

$$DR = f_n (P, Y, U)$$

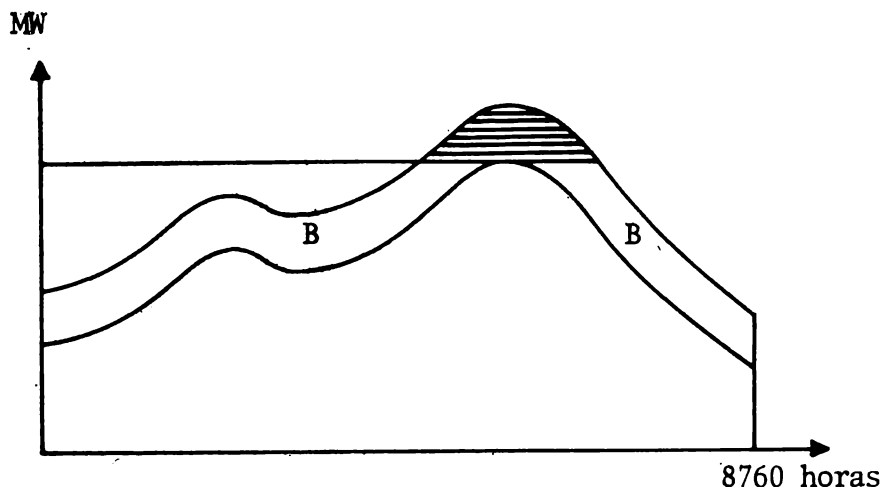
De acuerdo a ejercicios econométricos se puede identificar la elasticidad de DR a cambios en sus variables explicativas. La elasticidad precio (ϵ) es la relevante en el cálculo de beneficio por la DAP (disposición a pagar). Con base en varios trabajos para algunos países, dicha elasticidad se estima dentro del rango -0.2 al -0.6 . La " ϵ " a corto plazo es generalmente inferior a la de largo plazo. En efecto, el stock de electrodomésticos es fijo en el corto plazo, variando sólo su tasa de uso. En cambio, en el largo plazo dicho stock y su tasa de uso son variables.

I. La demanda, el precio y el proyecto

¡Con base en los balances de energía y de potencia con y sin el proyecto (y sin obras sustitutivas del mismo), se conoce cual va a ser su contribución neta de energía para cada año del horizonte de planeamiento. El cálculo del déficit de energía depende de la estructura tarifaria. En efecto, un déficit esperado de potencia —sin proyecto— durante un periodo largo (digamos más de cuatro años) no solamente puede implicar no satisfacer los aumentos de la demanda de los usuarios existentes al momento de la ocurrencia de la máxima demanda en el sistema (área A en la figura 2), sino también la de impedir la entrada de nuevos usuarios. En este último caso, la cantidad de energía no suministrada no se limitaría a la energía faltante en las horas de punta, sino a toda la energía que demandarían los usuarios no conectados (área total entre las dos curvas). Este caso frecuentemente corresponde a la instalación de nuevas industrias. A su vez, si la tarifa aumenta para restringir la demanda de modo que iguale a la oferta disponible, no solamente afectaría la demanda en la punta sino también fuera de ésta. Sólo en el caso en que se tenga una estructura de tarifas

con precios diferentes para potencia y energía, el déficit será equivalente al de las horas de punta.⁷

FIGURA 2. *Curvas anuales de demanda horaria con y sin el proyecto*



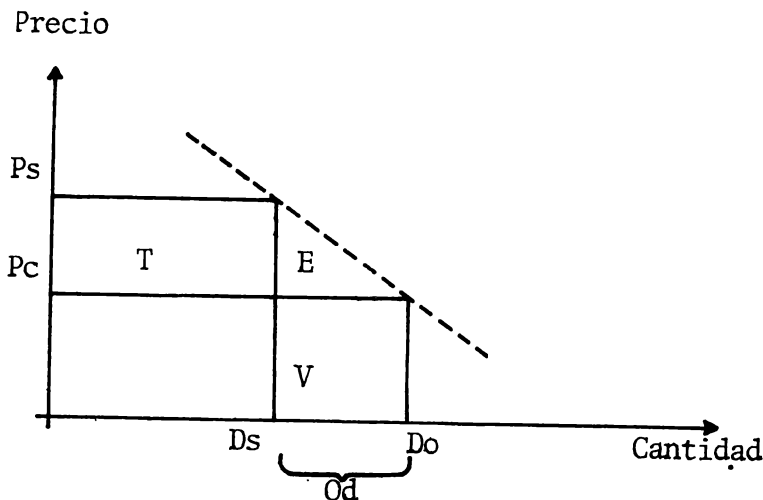
Una vez determinada la restricción de energía, se requiere estimar la *DAP* asociada. Considerando solo un periodo, si el proyecto no se lleva a cabo se presentaría un déficit en el cubrimiento de la demanda igual a Gd . A su vez, se sabe cual es el precio de suministro con el proyecto Pc . ¿Cuánto es lo que pierden los consumidores si no se lleva a cabo el proyecto? La respuesta es lo que éstos estarían dispuestos a pagar para evitar la restricción de energía. Esto se puede ilustrar con base en la figura 3.

La contribución del proyecto Qd es igual a $Dc - Ds$. La cantidad demandada con el proyecto para el periodo t del horizonte de planeamiento se conoce Dc ; la cantidad demandada sin el proyecto Ds se estima como la diferencia entre DC y Qd (esto es, $DC - Qd$). Tam-

⁷ Cuando existe tarifa para las horas de máxima demanda, el cálculo del déficit de energía DE corresponde al déficit de potencia DP por la duración del pico diario (hrs) por los días del año en que se presenta el pico. Como dicha tarificación es más la excepción que la regla, la estimación generalmente corresponde a: $DE (KW) = FC \times 8760 \text{ hrs} \times DP (KW)$, donde FC es el factor de carga. En esta estimación, DE equivale a las áreas $A + B$ en la figura 2.

bién se conoce el precio con el proyecto P_c . Lo que resta por estimar es el precio sin el proyecto P_s .

FIGURA 3. *Curva de demanda*



Si el proyecto se lleva a cabo se consume D_c y se cobra P_c . Si no se ejecuta, la oferta disminuye a D_s presentándose un déficit, $D_c - D_s = Q_d$, al precio P_c . Las autoridades pueden racionar la demanda mediante cortes aleatorios o discriminados, o permitir que el mercado encuentre el nuevo precio P_s de equilibrio. En cualquier caso se pierde Q_d , el déficit evitado por el proyecto.

La disposición a pagar está compuesta por las ventas de energía V y el excedente del consumidor E . Suponiendo una curva lineal de demanda, las ventas de la energía adicional del proyecto están dadas por:

$$\begin{aligned} V &= P_c (D_c - D_s) \\ &= P_c Q_d \end{aligned}$$

El excedente del consumidor corresponde a:

$$\begin{aligned} E &= \frac{1}{2} (P_s - P_c) (D_c - D_s) \\ E &= \frac{1}{2} (P_s - P_c) \cdot Q_d \end{aligned}$$

y la disposición a pagar es, por lo tanto:

$$\begin{aligned} DAP &= V + E \\ &= \frac{1}{2} (P_s + PC) Q_d \end{aligned}$$

Si el proyecto no se hace, el usuario pierde E , y la empresa eléctrica, V . La economía en su conjunto, por lo tanto, sacrifica $V + E$ (el área bajo la curva de demanda entre D_s y D_c). Esto puede examinarse en el cuadro a continuación. Si el proyecto se ejecuta, los usuarios ganan $T + E + V$, pagan V , y su variación neta es positiva por la cantidad $T + E$.⁶ La empresa recibe por la venta adicional de electricidad V y deja potencialmente de percibir T (la cantidad extra de dinero que tendría que ser pagada en caso de no hacerse el proyecto), de tal manera su variación neta es $V - T$; la variación neta para la economía es, por lo tanto, $V + E$, cancelándose la transferencia.⁹

Variaciones neta si se hace el proyecto

<i>Afectados</i>	<i>Ganan</i> +	<i>Pierden</i> -	<i>Variación</i> <i>netas</i>
Consumidores	$T + E + V$	V	$T + E$
Empresa	V	T	$V - T$
Economía			$V + E$

⁶ Esto supone que la demanda es independiente del ingreso. De tal manera, la variación compensadora en el ingreso (la cantidad que habría que quitarles a los usuarios para que quedaran tan bien como estaban antes de la baja del precio) es igual a la variación equivalente (la suma que habría que otorgarse a los consumidores para que estuviesen tan bien como estarían con la disminución del precio).

⁹ Una transferencia no constituye un uso real de recursos, sino tan solo el traspaso de su derecho de uso de una persona a otra. En esta categoría están los impuestos, los subsidios y los gastos financieros locales. Sin embargo, lo anterior supone que la utilidad del dinero es la misma independiente de la persona; esto es, que un peso en manos de un pobre vale socialmente lo mismo que un peso de un rico, lo cual es incorrecto. Si se consideran ponderaciones redistributivas de acuerdo al origen y destino de los beneficios y costos, las transferencias no necesariamente se anularían. En este ensayo se sigue el criterio de Hicks-Kaldor: un proyecto es bueno siempre y cuando los ganadores pudieran compensar a los perdedores y todavía estar en una posición mejor que antes del proyecto. Para una defensa del uso de este criterio en el análisis de costos beneficios véase Harberger, A. C. "Three basic opstulates for applied welfare economics".

2. Estimaciones de la elasticidad ¹⁰

Existen tres maneras de calcular la elasticidad de la demanda industrial. La primera y más simple corresponde a una estimación educada o de juicio. Con base en estudios para otros países, la "ε" industrial varía de acuerdo al tipo de industria (intensivas o no en el uso de la electricidad) y al tipo de país. El cuadro a continuación presenta una guía empleada en los estudios del autor en América Latina.

Elasticidades precio de la demanda industrial

<i>Empresas con intensidad</i>	<i>Países de ingresos</i>		
	<i>Altos</i>	<i>medios</i>	<i>Bajos</i>
Alta	— 0.65	— 0.60	— 0.55
Mediana	— 0.55	— 0.50	— 0.45
Baja	— 0.45	— 0.40	— 0.35

La segunda estimación corresponde a una simple regresión de series anuales y globales para la industria en su totalidad entre la variable explicada del consumo, y las explicativas de: *a*) consumo rezagado, *b*) índice de composición industrial (peso de las industrias intensivas en el total), y las cifras reales de *c*) valor agregado industrial, *d*) precio medio industrial, y *e*) precios de los sustitutos.¹¹

La tercera estimación es más complicada y solamente recomendable utilizar cuando se dispone de tiempo y recursos para realizar una encuesta. El procedimiento corresponde a una regresión cruzada y de tiempo entre empresas por ramas industriales; esto es, series de datos de corte transversal, de ser posible, para más de un periodo. El razonamiento es el siguiente. Las tarifas varían entre empresas *i* y en el tiempo *t*. Se definen los precios medios para la empresa *i* en el periodo

¹⁰ Esta sección se nutre considerablemente de las pertinentes observaciones y sugerencias de Glen Westley.

¹¹ Para mayor profundidad, véanse los siguientes artículos y sus referencias bibliográficas Taylor, Lester D. "The demand for Electricity: A Survey", *Bell Journal of Economics*, and Nordin John, "A Proposed Modification of Taylor's Demand Analysis: Comment", *Bell Journal of Economics*.

t con el cociente entre compras y volumen. De tal manera, con los datos históricos por empresas se puede construir una matriz como la que aparece a continuación, la cual permite obtener los precios medios y, posteriormente, relacionar el consumo con los datos de ingreso y precio. La matriz requiere completarse con los datos reales de valor agregado por empresa y precios de los sustitutos. Los resultados de las elasticidades de las ecuaciones se ponderan por los consumos relativos de las ramas industriales, para así obtener la elasticidad industrial global.

Datos industriales para la estimación de la demanda

<i>Año</i>	<i>Empresa</i>	<i>Compras (\$)</i>	<i>Consumo (kwh)</i>	<i>Precio medio (mwh)</i>
		a	a	a
1	a	V	D	P
		. 1	. 1	. 1

	i	V	D	P
		1	1	1
		i	i	i
		a	a	a
t	a	V	D	P
		t	t	t
		i	i	i
	i	V	D	P
		t	t	t

Existen también tres enfoques para estimar la demanda residencial y la de los otros: de juicio, regresión global de tiempo y regresión intrausuarios. A continuación se presentan las elasticidades recomendadas por el autor para el primer enfoque. Una de las razones por las cuales se presume más elástica la demanda de los países de mayores ingresos es debido a la mayor disponibilidad de sustitutos que en los países de menores ingresos (por ejemplo refrigeradores y estufas eléctricas y de gas, etcétera).

Elasticidades precio de la demanda residencial

<i>Usuarios con ingresos</i>	<i>Altos</i>	<i>Países de ingresos medios</i>	<i>Bajos</i>
Altos	— 0.55	— 0.50	— 0.45
Medios	— 0.50	— 0.45	— 0.40
Bajos	— 0.45	— 0.40	— 0.35

En cuanto a los enfoques de las regresiones para estimar las elasticidades, se requieren criterios para la aceptación o el rechazo de los ajustes estadísticos. Los recomendados son los siguientes:

1. *Criterio de especificación*: todas las variables relevantes deben ser incorporadas, en especial el ingreso y el precio;
2. *Criterio estadístico*: los coeficientes de la regresión deben ser significativos, el coeficiente de determinación debe ser válido y no haber autocorrelación excesiva;

<i>Variables</i>	<i>Valores</i>
<i>T</i> de Student	$t > 1.5$
Razón <i>F</i>	Valor alto
Durbin Watson	D. W. ~ 2

3. *Criterio de resultados*: los signos de los coeficientes de la regresión deben ser correctos (esto es, negativo el del precio y positivo el correspondiente al ingreso), aparte sus valores deben encontrarse dentro de los rangos esperados. Los pronósticos de la función deben ser razonables; los propósitos de la estimación de la curva de demanda no solamente son los de calcular la elasticidad precio, sino también verificar y, de ser necesario, modificar los pronósticos de consumo.

3. Cálculo de los coeficientes de la ecuación precio-demanda

Una vez estimada la elasticidad se supone una ecuación *ceteris paribus* de precio-demanda; esto es, se presume que todas las demás variables permanecen constantes, cambiando solamente el precio. Considérese una ecuación lineal como la de la figura 3. La estimación de la pendiente de la curva $P = a - bD$ parte del valor de la elasticidad ϵ , el cual está dado por

$$\epsilon = (dD/dP) (P/D),$$

La pendiente b está dada por el cambio en el precio P para una variación en la cantidad demandada D , esto es

$$b = dP/dD$$

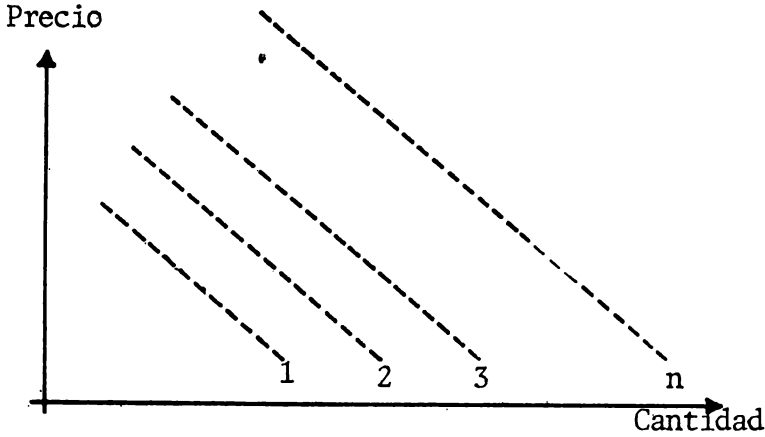
por lo tanto,

$$\epsilon = (1/b) (P/D)$$

y,

$$b = (1/\epsilon) (P/D).$$

Se requiere estimar el precio sin el proyecto P_s . Para esto, es necesario calcular el valor de la ordenada al origen ap y el de la pendiente b . Supóngase una función lineal precio-demanda que se desplaza año con año manteniendo la misma pendiente (véase la figura 4).

FIGURA 4. *Curvas de demanda de pendiente constante*

Para el año 1, se estima el valor de intersección por sustitución. Se tiene:

$$P_{c,1} = a_1 - bD_{c,1}$$

donde $P_{c,1}$; b y $D_{c,1}$ son datos conocidos, por lo tanto

$$a_1 = P_{c,1} + bD_{c,1}.$$

El precio sin el proyecto para el año 1 $P_{s,1}$, se estima introduciendo en la ecuación el dato adicional ya conocido de la demanda sin el proyecto $D_{s,1}$:

$$P_{s,1} = a_1 - bD_{s,1}.$$

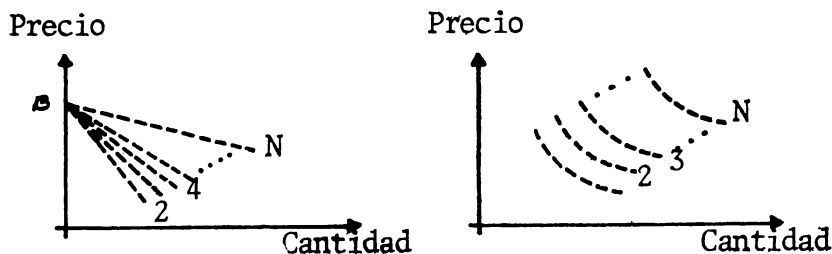
Este cálculo se hace para cada año del horizonte de planeamiento. De tal manera, la disposición a pagar por la energía adicional del proyecto varía entre los usuarios y para cada periodo del horizonte del estudio. Con base en las fórmulas descritas para una función lineal de demanda de pendiente constante, se estima la *DAP* para el año 1,

$$DAP_1 = \delta (P_{s,1} + P_{c,1}) Q_{d1}$$

y así sucesivamente para el año 2, ..., t .

Sin embargo, como es obvio, la *DAP* varía de acuerdo con la curva de demanda adoptada y la manera en como ésta se desplaza en el tiempo. Las fórmulas anteriores corresponden a una curva lineal que se desplaza de periodo a periodo manteniendo su pendiente constante (figura 4), existiendo otros tipos de curvas y formas de desplazamiento, como las ilustradas a continuación.

FIGURA 5 y 6. *Curvas anuales de intercepto y de elasticidad constantes*



La selección, por un lado, del tipo de curva y la forma en como se desplaza durante el horizonte del proyecto son fundamentales para el cálculo de estos beneficios. Por el otro, no se sabe con certidumbre: *a* cuál es la forma de la demanda (una primera idea nos la da el ejercicio econométrico), *b* cómo se va a desplazar en el tiempo (puede ser que cambie la curva). Por lo tanto, cuando la aportación del proyecto es importante relativo al mercado sin proyeco (el caso de nuevos usuarios y de líneas de penetración a nuevas zonas), es recomendable utilizar la curva de intercepto constante, puesto que en efecto se está estimando toda la curva de la demanda (no una pequeña parte de esta, como es el caso de líneas en sistemas establecidos) y la probabilidad de errar aumenta, aparte los estimativos del excedente se disparan con las curvas de pendiente constante. En general, dados los errores implícitos en el cálculo de la demanda, se considera preferible adoptar aquella curva que arroje las estimaciones del excedente del consumidor más conservadoras.¹²

¹²Dependiendo de la contribución del proyecto a evitar el déficit, los indicadores de proyecto son más o menos sensible a la estimación del excedente del consumidor y, por ende, al tipo de curva seleccionada. En un proyecto de transmisión en Brasil ELETROSUR con un défi-

De los dos componentes del *DAP*, ventas y excedente, sólo el último varía con las diferentes curvas de demanda. Las ventas, como cabe esperar, son independientes del tipo de curva.

B. Confiabilidad

Los usuarios están dispuestos a pagar una cantidad determinada (área $V + E$, en la figura 3) para evitar que no se les suministre un cierto volumen de energía con una confiabilidad dada Qd . ¿Si los costos del proyecto son superiores a los beneficios por la *DAP*, puede concluirse que el proyecto no vale la pena? Por supuesto que no. Si el proyecto se ejecuta también pueden producirse otros beneficios asociados a la energía que de todas maneras se suministraría con y sin el proyecto Ds ; una mejora en la calidad del servicio existente y un ahorro de recursos para generar y transportar Ds . Este aumento en la confiabilidad es un beneficio real que debe incorporarse en el análisis económico. Los ahorros en recursos se tratan en una sección posterior.

¿Cómo se determinan los valores del déficit evitado y la energía interrumpida por las fallas? Con base en los estudios de flujos de carga para la demanda pronosticada se determina la cantidad de energía Qd,t que se dejaría de suministrar para cada año t si no entra en operación el proyecto. De tal manera, se calcula —como ya se indicó previamente— la demanda restringida Ds,t como

$$Ds,t = Dc,t - Qc,t.$$

Se vuelven a desarrollar los estudios de flujos de carga para la demanda restringida con y sin el proyecto, determinándose la potencia anual que no se suministraría por fallas en el sistema para ambas situaciones. La diferencia entre las dos series corresponde a las fallas evitadas por el proyecto.

¿Cómo se valora esta mejora en la confiabilidad? La estimación parte de la respuesta a la siguiente interrogante: ¿Cuál es la reducción en el costo para los usuarios de ese mejoramiento en la calidad del suministro? Para un nivel de demanda D se tiene un nivel de costos

cit del 10% de la demanda, la tasa interna de rendimiento r_{IR} , del proyecto pasada del 12.4% con la curva de pendiente constante, al 9.7% con la de intercepto constante y al 8.2% con la de elasticidad constante. ELECTROBRAS, Programa de expansión del sistema de transmisión eléctrica", B.D.

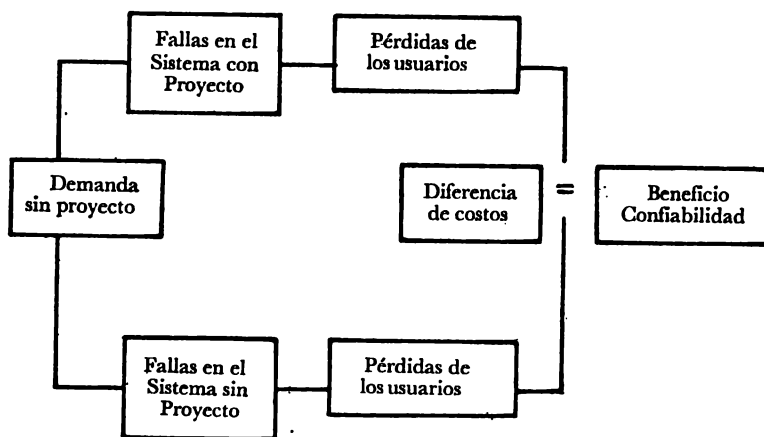
del lado del sistema (oferta) sin proyecto de CO_s y con proyecto de CO_c ; a su vez, se tienen costos para los usuarios de la energía interrumpida de $COFA_s$ y de $COFA_c$, respectivamente. De tal manera, un proyecto cuyo propósito exclusivo es mejorar la confiabilidad, se justificaría siempre y cuando el aumento en los costos de oferta sea menor al incremento en los beneficios (reducción en los costos de falla para los usuarios); si dichos aumentos fueran de la misma magnitud, uno sería indiferente entre emprender o no el proyecto. De tal manera, el proyecto de mejoramiento en la calidad de suministro se justifica si

$$(CO_c - CO_s) \leq (COFA_s - COFA_c).$$

Si el propósito del proyecto es, por un lado, evitar un déficit y, por el otro, mejorar la confiabilidad, la regla de decisión es

$$(CO_c - CO_s) \leq (DAP + COFA_{t,s} - COFA_{t,c}).$$

El diagrama a continuación ilustra las etapas en la estimación del beneficio por confiabilidad.



Un abastecimiento confiable se caracteriza por su seguridad y calidad uniforme. El costo de falla $COFA$ es el costo para la economía de una interrupción aleatoria en el sistema de suministro. Dicho costo se mide en términos de los usuarios que sufren el corte de corriente ines-

parado. Como es natural, el *COFA* no es un valor único, sino varía de acuerdo a la etapa de la oferta (generación, transmisión, distribución), a la región (área rural, urbana, etcétera), a los usuarios y al tiempo. Cuando los usuarios están informados de que va a haber una interrupción, hacen los preparativos necesarios, minimizando de tal manera los efectos desfavorables. En otras palabras, el costo para los usuarios de una falla inesperada es mayor que el de una anticipada.

La interrogante que surge es: ¿cómo medir el costo a los usuarios de estas fallas inesperadas? Una posible solución sería entrevistar a los usuarios para determinar:

- a) Las pérdidas motivadas por las interrupciones;
- b) Las maneras en que se protegen para minimizar los efectos desfavorables de las fallas; y
- c) Su disposición a pagar para evitar dichas interrupciones.

De tal manera, se puede pensar en una primera división de consumidores de acuerdo a la estructura tarifaria; industriales, residenciales, comerciales, etcétera. Al interior de cada categoría de usuarios, se pueden identificar otros grupos, tales como para los industriales, la industria metalúrgica, la de bebidas, la de construcción, la de vidrio, la textil, etcétera; para los residenciales, los urbanos de los rurales, o de acuerdo a su nivel de ingresos. Explicaremos el *COFA* de cada uno de estos grupos a continuación.

COFA Industrial

Los efectos de un corte de corriente en la actividad industrial varían de acuerdo al papel que desempeña la electricidad en la producción de cada industria. De acuerdo con la tecnología empleada y al tipo de producción, las industrias son más o menos intensivas en el uso de la electricidad, utilizan un proceso de transformación térmico, químico o mecánico o alguna combinación. De tal manera, se puede pensar en funciones de producción específicas a cada industria, en la que uno de los insumos es la electricidad. La forma de la función y sus parámetros representan su tecnología y la relevancia relativa de los diferentes insumos en la formación del producto.

Cada industria —por ende— tiene su propia función de producción. De tal manera, la primera clasificación que puede hacerse es en fun-

ción de su producto; esto es, se distinguen las diferentes ramas industriales que implican un producto y una tecnología relativamente similares. La clasificación industrial por ramas es una división apropiada para medir las consecuencias de las interrupciones.

El monto de la pérdida anual motivada por las fallas en una industria dada depende de los siguientes elementos:

- la frecuencia de las interrupciones;
- la duración de las mismas;
- la importancia de la electricidad en la producción;
- el volumen y valor del producto;
- la existencia o no de capacidad ociosa; y
- la existencia o no de equipo de autogeneración.

Cada uno de estos elementos se explica más adelante.

No todas las interrupciones producen las mismas consecuencias. Existe un duración crítica para cada industria debajo de la cual las pérdidas por *kwh* interrupción son nulas o relativamente menores, y arriba de la cual las pérdidas son significativas. Una interrupción de duración D_i puede producir los siguientes efectos:

- producción perdida;
- materiales dañados.

El valor de la producción perdida corresponde al que hubiera sido agregado en condiciones normales; esto es, neto del valor de los materiales. Si solo se tomara el valor bruto de la producción habría sobrevalorización, puesto que no necesariamente todos los materiales son dañados y los recursos pueden en algunas actividades tener ocupaciones alternativas; por ejemplo, el personal desarrolla labores de mantenimiento, de organización de inventarios, etcétera durante la interrupción.

Producción perdida

La producción perdida por una interrupción de duración D_i puede ir del 0 al 100% de lo que se produciría normalmente durante ese lapso de tiempo. En algunas industrias no se pierde nada debido a que se sustituyen otros factores productivos por la electricidad, o se desem-

peñan otras actividades de igual valor durante el lapso D_i del corte de corriente. Para la misma duración de la interrupción, la producción sacrificada en otras industrias puede ser significativa; esto es, se reduce el ritmo productivo o se para totalmente. En otras actividades productivas, las pérdidas de producción durante el corte de corriente de tiempo D_i pueden ser mayores que lo que se produciría durante ese mismo lapso, debido al tiempo necesario —después de la interrupción— para reiniciar las actividades. Este es el caso, por ejemplo, en que se tienen que limpiar los hornos del material que se ha enfriado antes de poder volver a funcionar normalmente. El tiempo de reinicio puede ir de cero (para algunas industrias) a varias horas (para otras).

Un segundo elemento a considerarse en el cálculo de la producción perdida es la existencia o no de capacidad ociosa. En efecto, la industria puede resarcirse parcial o totalmente de las pérdidas de producción ocasionadas por una interrupción de duración D_i , si es que dispone de capacidad ociosa, ya sea aumentando la productividad mediante: *a*) una utilización más intensiva de los factores productivos; *b*) contratación adicional de personal; y *c*) trabajando horas extras. En estos casos el costo de falla se refiere a los gastos adicionales, tales como los beneficios sacrificados al comprometer los recursos necesarios para resarcirse de la pérdida de producto.

Un tercer elemento a tomarse en cuenta es la existencia de equipos de autogeneración, los cuales reducirían el porcentaje de la producción perdida. Dicho equipo es función del tipo de industria y de la calidad del suministro eléctrico en ese sistema. Algunas explotaciones con necesidades de vapor industrial (por ejemplo, las metalúrgicas), o de eliminación de colas de producción (el bagazo en los ingenios azucareros) generan su propia electricidad. Otras tratan de minimizar el riesgo de las interrupciones protegiéndose con su equipo de generación. En el primer caso, si la industria tiene suficiente capacidad para alcanzar su nivel normal de producción, el costo de la falla corresponde al costo adicional de autogeneración, esto es, la diferencia entre los gastos de operación de su equipo y lo que le costaría la electricidad durante el mismo periodo de tiempo de no producirse el corte. En el segundo caso, como el equipo es función de la calidad del servicio, el costo de falla corresponde al costo anualizado de adquisición de los equipos, a los gastos de mantenimiento, y al costo de operación durante la interrupción (claro, suponiendo en ambos casos respuesta inmediata de la autogeneración al corte de corriente).

La ocurrencia (hora, día de la semana y mes del año) de las interrupciones también es relevante para la determinación del *COFA*. Las industrias tienen curvas de producción que pueden ser variables en el tiempo, de tal manera un corte de corriente tiene efectos diferentes dependiendo de la hora y la fecha en que se produce. Una industria puede trabajar de manera continua, a un mismo nivel de producción en los tres turnos del día, de tal manera, la ocurrencia de una interrupción de una duración *Di* le ocasionaría las mismas pérdidas en cualquier turno. Sin embargo, las industrias trabajan en diferentes turnos, algunas con diferente grado de intensidad en cada turno y por lo tanto, la ocurrencia de una interrupción en un turno *vis a vis* otro turno, tendrá un repercusión diferente en la producción y los gastos de la industria. Lo mismo es aplicable a los días de la semana y los meses del año.

Resumiendo, si hay una interrupción de 10 minutos no necesariamente se pierde el total de lo que se produciría en ese lapso. Existe una gama de diferentes posibilidades:

a) no se pierde nada porque durante la interrupción se puede sustituir la electricidad por otros factores productivos, o se pueden desarrollar otras actividades; esto es, no todo el proceso productivo depende de la electricidad;

b) se pierde el 100% de lo que produciría en el lapso que dura el corte de corriente;

c) se pierde más del 100%, debido al tiempo necesario para reiniciar las actividades y alcanzar el nivel de producción previo a la interrupción;

d) se pierde menos del 100%, porque se puede recuperar parte o toda la producción perdida usando más intensivamente la capacidad productiva de la empresa; este es el caso en que se trabajan más horas extras o se contrata personal adicional, y

e) se pierde menos o nada de la producción debido a la existencia de equipo propio de generación; aquí el costo adicional serían los gastos asociados al equipo de generación y a su operación.

Pérdida de materiales

También aquí se presenta una gama de posibilidades que van de cero

a la pérdida del total de los materiales. Dependiendo de la industria, existe una relación entre duración de la interrupción y el porcentaje de materiales estropeados. Se requiere averiguar el tiempo crítico de la falla por debajo del cual no se pierde nada relevante de materiales, y por arriba del cual se pierde progresivamente más conforme se incrementa la duración de la interrupción. Lo que puede suceder es lo siguiente:

no se pierde nada, y
se pierde el 100% de los materiales.

Este último caso corresponde al de aquellas fábricas en donde los materiales se perjudican al faltar la electricidad, ejem, algunas fundiciones de vidrio, procesos de electrólisis, etcétera. Lo que generalmente sucede es que no se pierde nada, o algo situado los dos extremos anteriores.

Datos requeridos

Los datos (producto de la encuesta) que se requieren para medir los costos de una interrupción en el suministro a una industria, son:

- a)* el valor anual de la producción de la industria en cuestión (últimos dos o tres años);
- b)* el costo horario variable (en promedio anual), desagregado en: *i)* materiales; *ii)* mano de obra, y *iii)* otros;
- c)* los turnos de trabajo de esa industria, el número de horas trabajadas en cada turno durante el año. Se requiere deducir el periodo de mantenimiento (averiguar si es total o parcial);
- d)* la duración crítica de la falla para una determinada industria; arriba de qué tiempo de interrupción se empieza a perder. Se observa que en algunos casos el corte de una duración determinada puede perjudicar inclusive parte de las instalaciones de la industria. Este el caso de la producción de aluminio, en caso de solidificarse éste en la cubas, estas pueden dañarse o inclusive quedar inservibles;
- e)* el porcentaje de producción que se pierde durante la interrupción, el cual puede variar de acuerdo a la duración;
- f)* volumen y valor del consumo de energía eléctrica: (cuál es

el consumo anual de energía eléctrica? (si es posible obtener el dato para 2 ó 3 años), y, ¿cuál es el total de lo que se paga? (se requieren los mismos años que para los datos de producción);

g) información sobre ventas totales al año (2 ó 3 años);

h) estimación del valor agregado de la industria en cuestión (2 ó 3 años);

i) importancia de las variaciones de tensión y de frecuencia. Un ejemplo para el primer caso se encuentra en la elaboración de instrumentos de precisión, para el segundo; en la industria textil. La pregunta es: si existen costos por variaciones de tensión y/o frecuencia, y cuáles son estos;

j) averiguar si la industria en cuestión mantiene un registro de fallas. Verificar el dato con los registros de la propia empresa eléctrica;

k) tiempos de reinicio, el cual puede variar de acuerdo a la duración del corte;

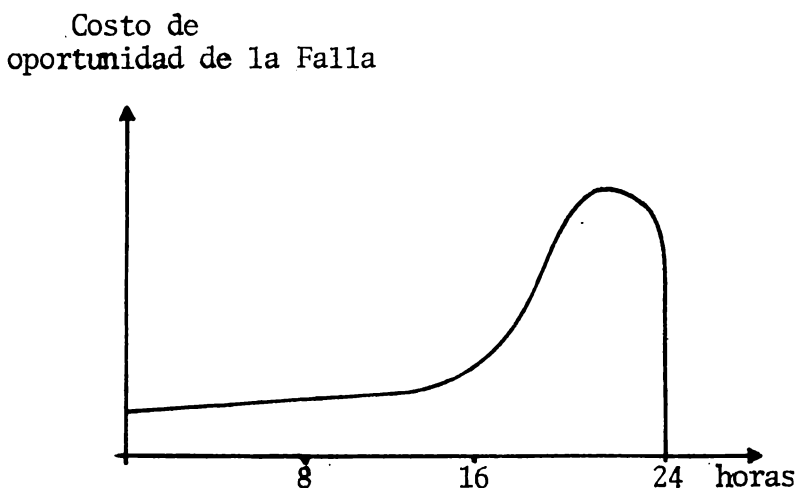
l) preguntar acerca del equipo de autogeneración. Averiguar si independientemente de la calidad de suministro, se mantendría equipo de autogeneración y de qué magnitud.¹³ Cuál es la capacidad del equipo en proporción a sus requisitos; y

m) costos asociados del equipo y de la operación de la autogeneración, por *kw* instalado y *kwh* generado, respectivamente.

COFA Residencial

Se pretende calcular lo que la unidad residencial estaría dispuesta a pagar para evitar esas interrupciones. Esto implica averiguar lo que representa ese valor en términos del ingreso familiar y si ese varía de acuerdo al tiempo en que ocurre la interrupción. En efecto, la importancia para el usuario de una falla en el servicio varía de acuerdo con la hora y el día en que ocurre. Tratando de ilustrar este último concepto gráficamente, se tiene un esquema del siguiente tipo:

¹³ Se requiere medir la capacidad de autogeneración, independientemente del nivel de confiabilidad: ¿cuál es el porcentaje de reserva fijo que se mantiene en la industria?

FIGURA 7. *Importancia de las fallas según la hora:usuario residencial*

En general, la importancia de la electricidad en el uso residencial varía de acuerdo al periodo del día. En las horas de la madrugada (0 a 8 hrs.) la relevancia es baja debido a que típicamente son horas de descanso. De las 8 a las 16 hrs. la importancia de un suministro confiable aumenta, pero aún no es significativo, pues la interrupción afecta usos de trabajo en el hogar fácilmente ejecutables en otras horas. Sin embargo, de las 18 hrs. a las 24 hrs. los usos de la electricidad tienen como finalidad el esparcimiento y pueden tener suficiente relevancia para que los miembros de la unidad residencial estén dispuestos a pagar más de lo que les cuesta la electricidad. El problema principal es la medición de su *DAP*. Los usuarios subvaloran cuando se les pregunta cuánto estarían dispuestos a pagar para evitar los cortes de corriente. De tal manera se recomienda en la encuesta preguntarle a los usuarios la indemnización que consideran deberían de recibir para compensarlos por los perjuicios sufridos por las interrupciones.¹⁴

Los datos necesarios para estimar el costo de la falla para los usuarios residenciales son:

¹⁴ En el primer caso, el usuario no revela sus preferencias o las subestima por temor a que se le vaya a cobrar más. En el segundo caso se puede presentar el problema opuesto de sobrevaluación. Se estima que el sesgo en la estimación es menor en este último caso.

- 1, determinación del horario en qué es más importante el uso de la electricidad;
2. el número de miembros de la unidad residencial;
3. cuántos días en promedio a la semana se encuentra la familia en casa, cuántas horas disfruta de sus electrodomésticos;
4. el tiempo que cada usuario trabaja al año. Cantidad de días que sale de vacaciones;
5. el número de minutos en que una interrupción puede representar un costo para él;
6. el consumo de electricidad en volumen y valor de la unidad residencial, extraído de los datos de los recibos, este dato, se encontrará en valores mensuales, siendo necesario transformarlo a cifras anuales;
7. el número de personas de la unidad residencial que trabajan;
8. el ingreso anual de cada persona, para así derivar el ingreso de la unidad residencial al año;
9. otro dato que hay que obtener de manera indirecta es cuánto estaría dispuesto a pagar para evitar un corte de corriente de una hora.
10. otro dato interesante es averiguar cómo considera el usuario la calidad del servicio y de qué manera lo afecta. Ejemplo: el caso de los lugares en donde es necesario que el usuario tenga en sus domicilios estabilizadores de tensión.

La muestra debe ser aleatoria y, en consecuencia, incluir usuarios de diferentes niveles de ingresos en el campo y la ciudad para así ser representativa.

COFA de otros usuarios

El cálculo del costo de falla de los otros usuarios no requiere en principio de una encuesta. El consumo de electricidad en el comercio, los servicios, etcétera, generalmente está relacionado a la demanda de los usuarios residenciales por dichos servicios. En efecto, los miembros de la unidad residencial son quienes salen a comprar, van a un espectáculo, a un restaurante, etcétera y, por lo tanto, valoran dicha actividad más o por lo menos igual al tiempo de esparcimiento en el hogar, de lo contrario no saldrían. Se adopta el supuesto de que en las horas

de esparcimiento fuera de la casa, los usuarios residenciales son los que sufren los perjuicios ocasionados por las interrupciones. Por ello, el valor del costo de falla de los otros usuarios se estima a partir de lo que los miembros de la unidad familiar estarían dispuestos a pagar para evitar el perjuicio de la interrupción. Esta forma de cálculo constituye una simplificación, estimándose que arroja el límite inferior del verdadero valor.

El sector comercial puede ser afectado en mayor medida que lo que dicho corte produciría en el sector residencial. Por ejemplo, el corte puede suceder entre las 6 y las 16 horas afectando las ventas de algunos establecimientos y manteniendo al personal ocioso, mientras que dicha interrupción tendría un costo equivalente menor en las residencias. El alumbrado público, a su vez, tiene asociado un cierto nivel de seguridad. Un corte por arriba de un lapso determinado (el cual varía de país a país) puede provocar desmanes y atentados en contra de la seguridad personal y la propiedad pública y privada. No obstante lo anterior, se considera que la equivalencia de la valoración residencial a las fallas en otros sectores, constituye un límite inferior. Aparte, el error de estimación no es muy importante cuando la participación en el consumo total de este segmento sea reducida. En los casos en que el mercado del proyecto tenga una participación sustancial del consumo comercial o de alguna otra categoría en el total, se recomienda su estimación directa mediante encuestas.

4. Datos generales

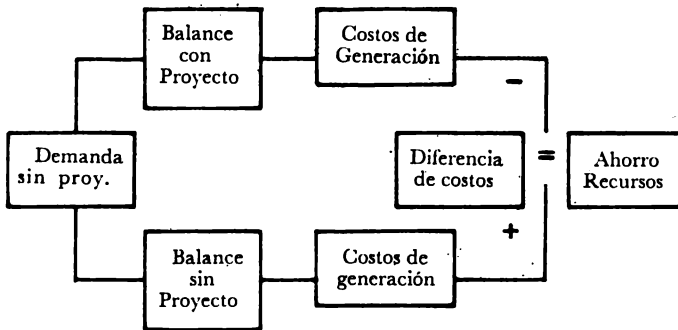
Los datos anteriores son parte de las encuestas. También se requieren datos del proyecto, de la empresa eléctrica, y de la economía para el cálculo del *COFA*. A continuación se describen éstos:

1. frecuencia anual de las interrupciones y duración promedio para cada año de la vida del proyecto, para cada turno, y para las situaciones con y sin el proyecto;
2. valor agregado industrial total en el área de influencia del proyecto y su estructura por ramas de actividad; ambos datos, por lo menos, al principio y al final de la vida del proyecto;
3. demandas sectoriales de electricidad (industria, residencial y otros) durante la vida del proyecto;
4. número de usuarios residenciales durante dicho periodo;

5. curvas de carga rectangular (de acuerdo a los turnos del día), promedio del año, para el consumo industrial, residencial y el de otros. Los datos que se requieren son los porcentajes de cada tipo de consumo en cada turno.

C. Ahorros de recursos

El ahorro de recursos se refiere esencialmente a los costos de generación, ya sea por la sustitución de energía más cara por más económica, por reducción en las pérdidas físicas de transmisión/transformación o por la disminución en los requisitos de reserva rodante. La idea básica corresponde a comparar los niveles de costos totales con y sin el proyecto para un mismo nivel de demanda, las diferencias siendo los beneficios y/o costos atribuibles al proyecto. El diagrama a continuación muestra los pasos en el cálculo del beneficio por sustitución de recursos.



En algunos casos el proyecto, al ampliar la capacidad entre dos regiones, da lugar a la sustitución de generación térmica por otra térmica más eficiente o hidroeléctrica más económica. Los ahorros de combustibles, por lo tanto, deben incorporarse como un beneficio para el proyecto.

En casi todos los proyectos de ampliación de la capacidad de transmisión se presenta una reducción en las pérdidas para el nivel de demanda sin proyecto. Esta reducción —cuando es significativa— se valora, al igual que en el análisis de alternativas, con el costo marginal de generación para el periodo del análisis.

Algunos proyectos de transmisión permiten una disminución en el

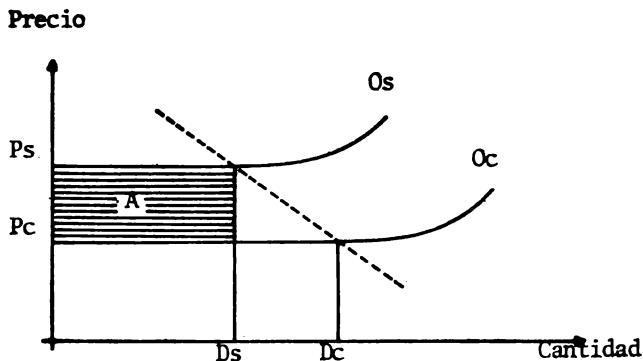
nivel de reserva rodante, produciéndose, en consecuencia, ahorros de combustibles. En efecto, para un nivel de carga y de capacidad se requiere el mantenimiento de un margen de reserva de generación que pueda entrar en operación casi inmediatamente para satisfacer cargas inesperadas, retiros forzados y/o controlar flujos reactivos. Al incrementarse la capacidad de transmisión entre dos sistemas con unidades propias de generación, aumenta la disponibilidad de la oferta, reduciéndose en consecuencia los requisitos absolutos de reserva rodante para ambos sistemas. En la valorización de los combustibles se sigue el mismo criterio de apreciación empleado para los bienes comercializados internacionalmente; esto es, el valor de las divisas liberadas: el precio *CIF* (más el costo de transporte) en el caso de los países importadores, y el *FOB* para los exportadores.

Es importante incluir todos aquellos costos que pueden evitarse (marginamente en el corto y el largo plazo en función o no de la inclusión del proyecto. De tal manera, algunos de los costos que pueden formar parte del cálculo son:

- requisitos de inversión;
- operación y mantenimiento variables del sistema; y
- gastos de combustibles.

Cuando el proyecto bajo consideración evita algún déficit de demanda, el ahorro de recursos sólo se refiere al nivel de demanda en la situación sin proyecto (no hacer nada). Sólo se ahorra lo que independientemente del proyecto se produciría y que con éste se suministraría más económicamente. El diagrama a continuación ilustrara esto.

FIGURA 8. Ahorro de recursos



El ahorro de recursos corresponde al área sombreada *A*. Si se hace el proyecto la curva de oferta se desplaza hacia la derecha y hacia abajo, reduciendo los costos por unidad, produciéndose de tal manera un ahorro de recursos gracias al proyecto para el bloque de demanda *D_s*.

V. COSTOS

Cada uno de los efectos del proyecto tiene por lo general tanto un lado positivo como uno negativo. Una vez estimados los beneficios, se procede a estimar los costos a que da lugar el proyecto. Algunos de éstos se examinaron en la sección de análisis de alternativas. Se ha mencionado que la definición de flujos en el análisis económico es en sentido incremental; para los costos esto significa el nivel de costos totales del sistema con el proyecto menos el nivel resultante sin el mismo. Los costos primeros son aquellos del proyecto propiamente dicho: inversión, operación y mantenimiento. Los siguientes son aquellos asociados a la energía incremental. En efecto, para que los consumidores dispongan de la energía marginal del proyecto es necesario llevarla hasta los puntos de recepción, lo cual implica ampliar la capacidad de transporte a partir del nodo terminal del proyecto hasta las tomas del usuario, y generar dicha energía la cual no sería necesaria si no se llevase a cabo el proyecto.

Por lo tanto, los costos considerados son:

- a)* inversión y gastos de reposición del proyecto;
- b)* operación y mantenimiento del proyecto;
- c)* inversión adicional (transformación, subtransmisión y distribución asociada a la energía incremental del proyecto);
- d)* gastos de operación y mantenimiento adicionales asociados a la inversión del apartado anterior;
- e)* otros gastos asociados a la energía incremental del proyecto (facturación, cobranza, administrativos, etcétera); y
- f)* costos de generación de la energía incremental del proyecto; (consumo adicional esperado más sus pérdidas asociadas).

Los costos de operación y mantenimiento generalmente se toman como el 1% de la inversión total del proyecto. Claro que es preferible

efectuar cálculos más precisos basados en costos previos de la empresa en estas labores y en las características propias del proyecto.

Los costos adicionales en distribución (y subtransmisión), generación, etcétera se estiman a partir de sus costos marginales respectivos a largo plazo. En efecto, de no existir el proyecto se podría evitar la construcción y operación de obras de subtransmisión, distribución y de generación por los montos resultantes.

VI. INTEGRACIÓN Y RESUMEN

Cada inversión independiente requiere de una evaluación económica particular. Un proyecto independiente es aquel cuya ejecución o no, deja inalterado el valor presente neto *VPN* de los proyectos restantes. Cabe mencionar que en transmisión casi todos los proyectos están relacionados, por lo que la definición anterior es relativa. Se consideran como dependientes aquellos equipos y líneas cuya operación es afectada en menos del 5 al 15% (dependiendo de su capacidad, entre mayor menor el porcentaje) de su potencia normal. La evaluación económica, por lo tanto, comprende los siguientes trabajos.

- identificación de los efectos del proyecto;
- valorización de sus efectos;
- conversión de flujos financieros a económicos;
- medición económica de efectos no apreciados en el mercado;
- reducción a un resultado único (cómputo de los indicadores económicos del proyecto: *VPN* y *TIR*); y
- verificación de los indicadores económicos del proyecto ante las incertidumbres que pudiesen afectar su evolución; en otras palabras, determinar qué tan robusto es el perfil económico del proyecto.

Una vez definida el área de influencia del proyecto (un pueblo, una región o el sistema interconectado en su conjunto) se procede a examinar la demanda de manera retrospectiva y prospectiva. ¿Cómo ha crecido la demanda total y por grupos de usuarios?, ¿cuáles son las variables que explican ese crecimiento?, ¿cómo va a crecer la demanda durante la vida económica del proyecto?, ¿cuáles son las características socioeconómicas de los usuarios?, etcétera. Estos son algunos

de los problemas que trata de resolver el análisis de la demanda. Cabe destacar dos elementos importantes:

conviene estudiar el pasado, empleando —en un inicio— métodos sencillos de pronósticos, para sensibilizarse sobre la demanda y sus variables explicativas, y posteriormente, adoptar las metodologías analíticas más adecuadas a los datos disponibles; y
las metodologías son tan buenas como los datos que se emplean.

Los pronósticos de demanda junto con las simulaciones de oferta en el área de influencia (para las situaciones con y sin el proyecto) indican en qué momento del horizonte de planeamiento el proyecto contribuye a:

evitar algún déficit de energía (o potencia);
evitar un deterioro en la calidad del suministro;
sustituir requisitos caros de generación; y
reducir las pérdidas físicas de energía.

Este esfuerzo se hace en dos etapas: primero, se elabora para cada una de las alternativas técnicas consideradas; segundo, se efectúa para la situación sin proyecto (y sin obras sustitutas). Se valoran los efectos para la primera etapa, encontrándose, de tal manera, la solución del costo mínimo. Una vez, determinada la alternativa más económica, se procede a valorar sus beneficios (segunda etapa. Se han identificado los siguientes beneficios:

contribución de energía adicional;
mejoramiento de la confiabilidad; y
ahorro de recursos.

El principio del análisis de beneficio costo *ABC*, consiste en comparar las situaciones con y sin el proyecto. Si se lleva a cabo: ¿qué es lo que pasa- Pueden suceder que el *VPN* del proyecto sea tractivo al costo de oportunidad del capital. ¿Termina ahí el análisis?, ¡no! Lo que se sabe es que dado el nivel inicial de demanda se justifica el proyecto. Ahora, cabe preguntar si el proyecto produciría alguna modificación apreciable en los costos unitarios, y cuál vendría a ser el impacto en los precios. Si el impacto eventual en las tarifas se estima sustancial, dadas las elasticidades establecidas, es necesario rehacer el análisis:

restimación de demanda;
 análisis de alternativas, y
 análisis de beneficio costo.

La alternativa óptima será aquella en que para el conjunto de costos, tarifas y demanda no existe mayor variación. En otras palabras, es el punto de equilibrio entre la demanda y la oferta.

El indicador elegido para integrar los beneficios y los costos influye en las decisiones de jerarquización entre proyectos mutuamente excluyentes. La *TIR* y la razón beneficio costo sólo informan sobre si el proyecto es atractivo o no, por lo que pueden llevar a equivocaciones en la jerarquización y selección de las inversiones.¹⁶ En cambio, el valor presente neto *VPN*, tal como informa la literatura especializada, está libre de estas ambigüedades. No obstante, el empleo conjunto del *VPN* y la *TIR* permite formarse una idea más adecuada sobre el perfil económico del proyecto. Cabe agregar que el análisis económico debe verificar el perfil económico del proyecto ante las incertidumbres que pudiesen afectar su evolución. El análisis de sensibilidad permite juzgar la firmeza o lo robusto de los resultados, contribuyendo a la toma de mejores decisiones. Finalmente, hay que recordar que el análisis de beneficio costo no es un sustituto del sentido común ni del buen criterio económico, sino tan sólo un refuerzo.

BIBLIOGRAFÍA

- Anderson, K. P. (1971), "Towards econometric estimation of industrial energy demand: An experimental application to the primary metal industry", R-719-NSF, Sta. Mónica: Rand Corp.
- . (1973), "Residential energy use: An econometric analysis", R-1296-NSF, Sta. Mónica: Rand Corp.
- BID (1985), ELETRORRAS, Programa de expansión del sistema de transmisión eléctrica", BR-0151, Washington, DC: noviembre.
- Banco Mundial (1983), *Economic of Multipurpose Water Projects*, Washington, DC: Econ. and Policy Div., diciembre.
- Bandaranaike, R. W. (1981), "Rural electrification and the optimal quality of electricity supply", Univ. of Maryland: Ph. D. Thesis, abril.

¹⁶ Lessard, D. R y Wisecarver, D. L. "The endowed walth of nations *versus* the internal rate of return'.

- Blackorby, D. *et. al.* (1984) "Consumer's surplus and welfare change in a simple dynamic model", *Review of Economic Studies*, pp. 171-6.
- Castagnino, E. (1980), "Guía para el análisis del efecto distributivo de proyectos de transmisión y distribución de electricidad", Wash., DC: BID, Unidad de Metodología, diciembre.
- Currie, J. M. *et. al.* (1971), "The concept of economic surplus and its use in economic analysis", *Economic Journal*, diciembre pp. 741-99.
- Deaton, A. and Muellbauer, J. (1980), *Economics and Consumer Behaviour*, Cambridge Univ. Press.
- Gutiérrez-Santos, L. E. and Webb, M. (1977), "Comentarios sobre la evaluación de proyectos con referencia al sector energético mexicano", *El Trimestre Económico*, vol. 44(2), núm. 174, México, DF: FCE, abril-junio.
- Gutiérrez-Santos, L. E. and Westley, G. (1979), *Economic Analysis of Electricity Supply Projects*, Washington DC: BID.
- Gutiérrez-Santos, L. E. (1983), "Electricity Demand Forecasting: A Review of Current Methodologies", Washington, DC: BID, Dep. Análisis de Proyectos, diciembre.
- Harberger, A. C. (1970), "Marginal cost pricing and social investment criteria for electricity undertakings", publicado en Harberger (1972).
- . (1971), "Three basic postulates for applied welfare economics: an interpretative essay", *Journal of Economic Literature*, vol. 9, pp. 785-97.
- . (1972), *Project Evaluation*, London: Macmillan.
- Halvorsen, R. (1978), *Econometric Models of U. S. Energy Demand*, Mass.: Lexington Books.
- Houthaker, H. S. and Taylor, L. D. (1970), *Consumer Demand in the United States: Analysis and Projections*, Cambridge, Mass.: Harvard Univ. Press.
- Julius, D. and Systems Inc. Meta (1981), *Energy Pricing in Developing Countries: A Review of the Literature*, Energy Dep. Paper núm. 1, Washington DC: Banco Mundial.
- Just, R., Hueth, D. and Schmitz, A. (1982), *Applied Welfare Economics and Public Policy*, New Jersey: Prentice Hall.
- Lessard, D. R. y Wisecarver, D. L. (1979), "The endowed wealth of nations versus the internal rate of return", *Development Discussion Papers*, núm. 75, Cambridge, Mass.: Harvard Institute for International Development, Julio.
- Little, I. M. D. and Mirrlees, J. A. (1974), *Project Appraisal and Planning for Developing Countries*, London: Herinemann.
- McKenzie, G. W. (1976), "Measuring gains and losses", *Journal of Political Economy*, 84, pp. 641-6.
- . (1983), *Measuring Economic Welfare: New Methods*, Cambridge: Camb. Univ. Press.
- Mishan, E. J. (1975), *Cost Benefit Analysis*, 2nd. Ed. London: Allen & Urwin.
- Morey, E. R. (1984), "Confuser surplus", *American Economic Review*, 74, núm. 1, pp. 163-73.

- Munasinghe, M. (1979), *The economics of Power System Reliability and Planning*, Baltimore: J. Hopkins Univ. Press.
- Nordin, J. (1976), "A proposed modification of Taylor's demand analysis: Comment", *Bell Journal of Economics*, vol. 7, núm. 2, Autumn.
- ONUDI (1972), *Guidelines for Project Evaluation*, New York: ONU.
- , *Guide to Practical Project Appraisal: Social-Cost Benefit Analysis in Developing Countries*, New York, ONU.
- Sanghvi, A. P. "Customer outage costs in investment planning models for optimizing generation system expansion and reliability", *Transactions of the Canadian Electrical Association*, vol. 21.
- Squire, L. and van der Tak, H. G. (1975), *Economic Analysis of Projects*, Baltimore: World Johns Bank/Johns Hopkins.
- Sugden, R. (1979), "The measurement of consumers' surplus in practical cost-benefit analysis", *Applied Economics*, vol. 5, núm. 4, pp. 139-46.
- Taylor, L. D. (1975), "The demand for electricity: A survey", *Bell Journal of Economics*, vol. 6, núm. 1, spring.
- Turvey, R. (1968), *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, London: Allen & Unwin.
- Turvey, R. and Anderson, D. (1977), *Electricity Economics: Essays and case Studies*, Washington, DC: Banco Mundial: J. Hopkins Univ. Press.
- Webb, M. and Pearce, D. (1985), *Economic Benefits of Power Supply*, Energy Dep. Paper núm. 25, Washington, DC: Banco Mundial, septiembre.
- Westley, G. (1984), "Forecasting Electricity Demand: A General Approach and Case Study in Dominican Republic", *Papers on Project Appraisal*, núm. 26, Washington, DC: BID, Unidad de Metodología, octubre.