

Análisis de la eficiencia de la industria nacional de electricidad

LUIS E. GUTIERREZ SANTOS

1) Este trabajo tiene como objetivo subrayar la necesidad de aumentar la eficiencia económica¹ en la industria nacional de electricidad (INE).² Los aspectos que se analizan son: a) la importancia de la INE dentro de la actividad económica nacional; b) la optimización de la estructura de la generación de energía eléctrica (proporciones de la capacidad instalada entre plantas hidroeléctricas, termoeléctricas y combustión interna), y c) los diferentes costos atribuibles a esta industria.

2) El método que se utiliza es el denominado "análisis de beneficios y costos sociales" (ABCS).³ Los problemas a que ABCS trata de responder son: a) ¿cuándo debe iniciarse el proyecto?; b) ¿cuál es la alternativa preferible dado un monto fijo de capital?; y c) ¿a qué escala deberá operar el proyecto? El proyecto de inversión puede consistir en una planta termoeléctrica, en cuyo caso ABCS tratará de informar sobre cuándo debe construirse, si no hay alguna otra planta hidroeléctrica, atómica o de combustión interna que arroje una mayor razón beneficios/costos, y, finalmente, de qué tamaño deberá ser la planta.

3) Los beneficios y costos se miden no con los precios del mercado, sino con precios hipotéticos, denominados precios sombra o contables,⁴ que tratan de reflejar las oportunidades

Nota: El autor agradece las atenciones que se le brindaron en la Secretaría de Industria y Comercio y en la Comisión Federal de Electricidad, sin cuya cooperación no hubiera podido escribir este ensayo.

1 El criterio de la eficiencia económica se refiere al hecho de escoger, entre un número de posibilidades, aquella que maximice la diferencia entre los beneficios y los costos. Si se tienen dos proyectos de inversión, X y Z, cuyos beneficios y costos respectivos son B_x, B_z y C_x, C_z. El criterio de eficiencia indicaría: selecciónese X sólo que $B_x - C_x > B_z - C_z$. El procedimiento cambia cuando existen limitaciones de capital, pero el razonamiento es fundamentalmente el mismo.

2 Por industria nacional de electricidad me refiero exclusivamente a aquellos organismos públicos agrupados bajo la dirección de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), incluyendo a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro. El sector público usa el término industria eléctrica nacional, pero lo considero demasiado amplio, pues estrictamente hablando incluye otras actividades aparte de las de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

3 Quien se interese en este método puede consultar los resúmenes bibliográficos de A. R. Prest y R. Turvey (1965), M. S. Feldstein (1964), G. H. Peter (1966), y los libros de I. M. D. Little y J. A. Mirrlees (1968) y E. J. Mishan (1971).

4 Los precios sombra toman en consideración: a) la escasez de recursos humanos y de capital; b) las necesidades económicas más apremiantes, y c) la tendencia futura de los precios reales. Su cálculo en México podría ser extremadamente complicado por la falta de coordinación e integración entre algunos sectores económicos, pero se simplifica bastante si tomamos como punto de referencia los precios internacionales. Véase I.M.D. Little y J. A. Mirrlees (1968), capítulos II, XII, XIII y XIV.

accesibles a la economía. Los beneficios se obtienen al multiplicar el rendimiento de la inversión por los precios sombra vigentes para cada año de vida económica del proyecto en cuestión. Los costos se calculan en forma parecida. Posteriormente, se encuentran las diferencias anuales y se les descuenta a su valor presente, para encontrar el valor social neto del proyecto.

4) Dejando a un lado la metodología, es conveniente mencionar algunas de las características técnicas de la INE, que la distinguen del resto del sector industrial. La demanda de electricidad varía durante las horas del día, los días de la semana y los meses del año. La electricidad no puede almacenarse en grandes cantidades y, por lo tanto, cada vez que se enciende un foco la electricidad que lo ilumina está, en ese mismo momento, siendo generada en alguna planta del sistema; en otras palabras, la demanda siempre se satisface con energía "nueva", y por ello la capacidad absoluta del sistema (número de plantas) se determina por la demanda máxima en cualquier momento del año. La industria es intensiva en el uso del capital. Los consumidores no pueden revender electricidad, lo cual permite distinguir entre ellos diferentes clases y cobrarles diferentes precios, de acuerdo a consideraciones de promoción industrial, de eficiencia económica o de aspectos distributivos.

IMPORTANCIA Y EVOLUCION DE LA INE

5) ¿Cuál ha sido la razón de que la electrificación se haya convertido en una de las principales preocupaciones del desarrollo económico y social? Energía significa el poder de hacer algo. La electricidad es el mejor intermediario entre las formas primarias de energía (carbón, petróleo, uranio, corrientes de agua, etc.) y los usos finales en la industria y el hogar. ¿Cuáles son sus ventajas sobre las otras formas de energía? El consumo de electricidad no produce humo ni olor, siendo su aplicación muy sencilla. Su transportación es también muy simple, requiriéndose de dos cables de no más de tres centímetros de grueso, en contraste con las largas tuberías para petróleo y gas o los enormes recipientes para carbón. En otras palabras, constituye un poderoso sirviente, en cualquier lugar de la casa y en el momento deseado, a nuestra entera disposición. Todo esto permite a las fábricas situarse cerca de los centros de consumo, ayuda a modernizar el campo y estimula social y económicamente a los centros urbanos.

6) Empero, la producción de electricidad requiere de elevados costos iniciales. Un país en desarrollo con escasez de capital asigna en sus prioridades de inversión un lugar especial a la electrificación y de aquí se sigue que los proyectos de inversión en este sector deban ser evaluados cuidadosamente. Esta necesi-

dad se comprende mejor al tener una idea de la importancia de la INE en la economía nacional. El cuadro 1 ofrece una visión general de esa importancia.

CUADRO 1

Importancia de la industria nacional de electricidad en la economía nacional

Concepto	Unidad	1969	1970
Participación en el PNB	%	1.7	1.8
Índice general del volumen de la producción industrial (1960=100)	%	207.8	225.2
Índice del volumen de la producción de energía eléctrica (1960=100)	%	275.2	305.4
Activos fijos en operación	miles de pesos	25 814 979	29 285 392
Total productos de explotación	"	4 915 186	5 456 788
Total gastos de explotación	"	2 931 935	3 312 467
Excedente neto de explotación ^a	"	1 504 904	1 579 362
Trabajadores permanentes	número	29 257	29 815
Consumidores	"	4 791 486	5 369 771

^a A esta cifra habría que restarle los cargos financieros para obtener el excedente neto de costos corrientes y de capital.

Fuentes: Los tres primeros renglones provienen del Banco de México, S. A., *Informe anual 1969*, pp. 54, 57 y 66, e *Informe anual 1970*, pp. 56, 59 y 68; las restantes son de la CFE, *Industria eléctrica nacional: agenda estadística 1970*, p. 1.

si se considera que la tasa de crecimiento del PNB de México fue la más elevada de la región. En 1960 menos del 40% de la población tenía electricidad; para 1970 se cubría a poco menos del 60%. De 1963 a 1970 la capacidad instalada aumentó en 87% y la generación total creció en 127.5 por ciento.

8) Los datos anteriores, aun cuando parecen impresionantes, poco dicen sobre los aumentos de eficiencia en la INE. Por otro lado, hay una serie de elementos —como el desajuste de las tarifas respecto a los costos;⁵ el hecho de que el superávit de operación resulte de cobrar excesivamente a unos cuantos usuarios, mientras que a otros se les cobra por debajo de los costos;⁶ el de que la calidad del servicio sea todavía deficiente; el de que la influencia política haya sido una de las prácticas más comunes en la selección del personal directivo de esta industria, en vez del uso de técnicas modernas de selección, y el aumento de la dependencia financiera de la INE respecto del Gobierno federal— que son indicios de falta de eficiencia económica. Por otro lado, de acuerdo con el cuadro 2, parece ser que la eficiencia técnica ha aumentado. Esto se explica en parte por el *momentum* de las inversiones públicas en este sector, o sea que un elevado porcentaje del equipo de capital, siendo de reciente adquisición, conlleva los últimos adelantos técnicos. No es posible expresar aquí un juicio final sobre si la selección de equipo que permitió dichos adelantos técnicos fue la más apropiada. Para ello se necesitaría examinar los estudios de evaluación de estos proyectos, que no estuvieron al alcance del autor, y por lo tanto, se ofrece exclusivamente una hipótesis cuya validez se sujeta al análisis de tales estudios.

CUADRO 2

Evolución de la industria nacional de energía eléctrica

Concepto	Unidad	1963	1969	1970	Variación porcentual
Capacidad de operación	kw	3 243 843	5 657 937	6 067 620	87.0
Generación bruta	gwh	11 443.1	23 064.9	26 029.9	127.5
Electricidad comprada	gwh	615.5	170.9	130.3	- 78.8
Consumo de las plantas	%	4.2	3.2	—	- 23.8
Pérdidas	%	15.7	14.1	—	- 10.2
Ventas totales	gwh	9 659.2	19 334.5	21 758.4	125.3
Electricidad generada por trabajador ^b	mwh	484.7	788.4	873.0	80.1
Factor de carga en el sistema ^c	%	40.3	46.7	49.0	21.6
Electricidad por cada 100 pesos de PNB	kwh	7.7	9.1	—	19.0

^a La medida común de energía eléctrica instalada es el vatio (w). Mil vatios es igual a un kilovatio (kw); a su vez mil kilovatios es igual a un megavatio (mw), y mil megavatios es igual a un gigavatio (gw). Las medidas de energía eléctrica generada y consumida son el kilovatio hora (kwh), el megavatio hora (mwh), y el gigavatio hora (gwh).

^b Sólo trabajadores permanentes.

^c Esta medida es una gruesa aproximación, pues los sistemas no están interconectados y faltó información sobre las cargas máximas en los sistemas. En lugar de esta última utilizó la capacidad total en operación, por considerar que la máxima demanda se encontraba por arriba de la capacidad en operación. Teniendo presente estas reservas esta medida ayuda a juzgar la eficiencia de la INE.

Fuentes: CFE, *Estadística de explotación total federal: 1963-1968; Estadística de explotación, industria eléctrica nacional: 1964-1969; Industria eléctrica nacional: agenda estadística*; Banco de México, S. A., *Informe anual 1969*; Banco Nacional de Comercio Exterior, S. A., *México 1970, hechos, cifras, tendencias*.

7) Conforme la electrificación del país avanza, la demanda de electricidad se va incrementando doblemente: por los nuevos consumidores conectados al sistema y por el crecimiento natural de la demanda de los ya establecidos. Esto explica por qué la tasa de crecimiento para el período 1960-1970 de la oferta de energía eléctrica (13%) haya superado a la de cualquier otro sector de la economía. Dicha tasa se compara ventajosamente con la del crecimiento del PNB (7%). La diferencia del 6% contrasta favorablemente con la existente para el mismo período en América Latina, que fue del 3.8%, cobrando mayor realce

5 En este punto aludo a los costos marginales. Consúltese Gutiérrez Santos (1971) cap. 3, en donde se trata de examinar este desajuste. En cuanto a la teoría detrás de este punto, véase a J. R. Nelson, ed. (1964), R. Turvey (1968), O.E. Williamson (1966), R. Millward (1971), cap. 7, y G.M. Meier, ed. (1970), cap. X, sección A. A partir de estas referencias se puede seguir la abundante literatura sobre este tema.

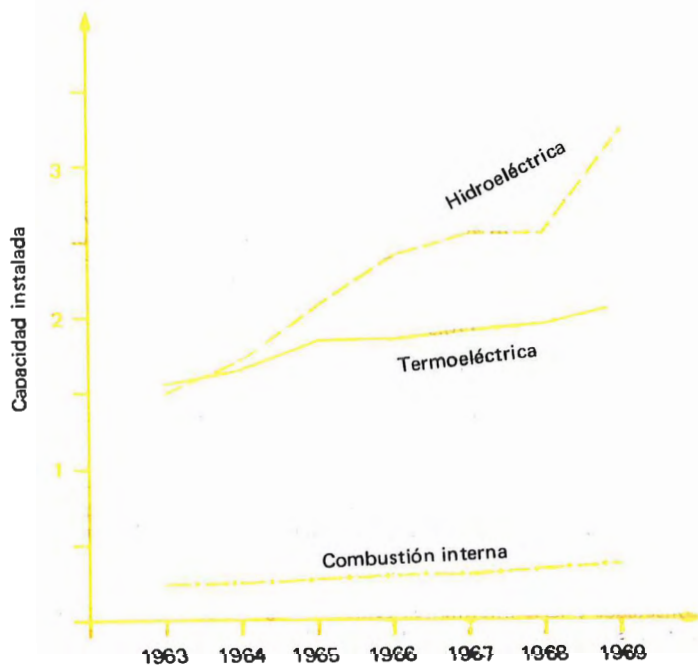
6 Basta mencionar aquí que las tarifas que obviamente están subsidiadas son T-6 (servicio de bombeo de aguas potables y negras) y contratos especiales. Otras que parecen estarlo son T-4 (servicios para molinos de nixtamal), T-5 (servicio de alumbrado público), T-9 (usos agrícolas) y T-11 (usos mineros en alta tensión). Véase Gutiérrez Santos (1971) pp. 28-38.

9) El período 1962-1970 fue de ajuste para la industria. Inmediatamente después de la nacionalización, su dirección se fue centralizando progresivamente en la CFE. Aunado a este proceso se presentó el cambio de tarifas a principios de 1962, que seguramente modificó la estructura de la demanda.⁷ Debido a lo anterior, los intentos de medición de la eficiencia en la INE son extremadamente complicados y solamente es posible formarse una idea de orden general.

ESTRUCTURA Y SELECCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA

10) Como se puede observar en la gráfica 1, a partir de 1964 el crecimiento de las plantas hidroeléctricas sobrepasó al de las termoeléctricas y al de las de combustión interna. En 1969 las proporciones respectivas eran de 57.3, 36.2 y 6.5 por ciento. Las razones de esto estriban fundamentalmente en que los proyectos hidroeléctricos generalmente son más atractivos por sus múltiples efectos: aparte del de generación de electricidad, permiten irrigar extensas zonas agrícolas, tener un mejor control de las avenidas y evitar inundaciones, desarrollar la piscicultura, etcétera. Por estas características, las organizaciones financieras internacionales favorecen los proyectos hidroeléctricos sobre otros. La política económica mexicana por su parte, da precedencia a la irrigación con respecto a la energía en casos de conflicto.

GRAFICA 1



11) Así, dados los recursos y condiciones geográficas pertinentes, una estación hidroeléctrica es la primera elección. Aunados a sus múltiples beneficios, sus costos de transformación son insignificantes y tienen una vida económica hasta de 80 años, contrastando con los 20 años de una estación termal. Empero, hay un punto de saturación marcado por la accesibilidad de los sitios disponibles, y México parece que está muy cerca de alcanzarlo.

7 No estoy enterado —y dudo que alguien lo esté— de en qué grado y en qué proporciones se afectó la demanda, puesto que no existe estudio alguno publicado sobre la elasticidad precio de la demanda de electricidad para los diferentes consumidores.

12) La relación entre los costos de las diferentes plantas varía inversamente. Los costos de construcción de una planta hidroeléctrica son mayores que los de una termoeléctrica y éstos están por arriba de los de una de combustión interna. En cambio, los costos de transformación son mayores para las plantas de combustión interna, siguiéndoles las termoeléctricas y finalmente las hidroeléctricas. Por lo tanto, la selección de alguna estación requiere evaluar los costos y beneficios asociados con cada una de ellas y elegir aquella que ofrezca la mayor diferencia positiva.⁸

13) El período de construcción de dichas plantas se extiende por varios años, variando similarmente sus requerimientos de capital. Por lo tanto, los beneficios y costos asociados a cada año de operación de la planta deben descontarse a su valor presente. La selección de la tasa de interés apropiada para este descuento es decisiva en la selección del tipo de planta. Si se le asigna a esta tasa un valor por debajo del privativo en los mercados internacionales se favorecería la selección de plantas con altos costos de construcción y largos períodos de gestación (tiempo entre las fechas en la que se inicia la inversión y en la que empieza a operar la planta) lo que lleva a agotar los recursos de capital más rápidamente y tener menor capacidad instalada a corto plazo. En el otro extremo, una tasa de interés demasiado elevada conduce a elegir proyectos de bajos requerimientos de capital y altos costos de operación, con lo que el resultado final bien puede ser el de operar un sistema con muy elevados costos de transformación. ¿Cuál es la mejor tasa de interés? En la opinión de estudiosos de este campo, la más apropiada es la contable o sombra,⁹ pues es la que toma en cuenta la tasa de interés en el mercado internacional y que representa los costos de oportunidad. Una vez seleccionada la tasa de descuento, puede ajustarse de acuerdo al monto de capital.

14) En suma, una evaluación apropiada de diferentes proyectos debe considerar primero los "datos de insumo": tasa de descuento; tendencias de la demanda; riesgos e incertidumbres —tales como las ocasionadas por un año seco, riesgos de descomposturas, de equivocaciones en las estimaciones de la demanda— en la determinación del margen de seguridad del sistema; precios sombra de los insumos, etc. En segundo lugar, hay que elegir "las técnicas de evaluación" para comparar las ventajas de cada tipo de planta en el contexto genérico de la operación de la industria y considerar los costos de otras alternativas para la satisfacción del objetivo (por ejemplo, gas en lugar de electricidad).

15) ¿Es eficiente la composición estructural de la capacidad en la INE? Para resolver este problema sería necesario comparar la manera en que se fue decidiendo la actual estructura con el método descrito anteriormente. Dado que se desconoce tal información, no es posible llegar a resultados concretos.¹⁰ Sin embargo, algo puede decirse en relación a las economías

8 El método de selección de una estación de energía eléctrica es complicado. En primer lugar se debe contar con estimaciones a largo, mediano y corto plazo del incremento de la carga máxima y la demanda por energía (incluyendo de origen primario). Luego hay que considerar todas las plantas que podrían satisfacer ese incremento de la demanda y normalizar sus vidas económicas y sus producciones para compararlas en bases iguales. Posteriormente se simula su operación dentro del sistema mediante un programa de computadora, obteniendo de tal manera los diferentes costos y beneficios asociados con cada una de las plantas. Véase M. C. Webb (1967).

9 Véase I. M. D. Little y J. A. Mirrlees (1968), capítulos XIV y XV.

10 No obstante puede llegarse a una idea aproximada al considerar lo que, dadas las condiciones económicas de aquellos momentos, se hubiera seleccionado. Una aplicación de tal método puede encontrarse en Gutiérrez Santos (1971), pp. 14-19.

internas. En 1968 el 51.2% del total de la capacidad instalada provino de plantas por debajo de los 100 000 kw de capacidad. Dado que las estaciones termoeléctricas entre los cien y doscientos mil kilovatios de capacidad operan comúnmente a rendimientos constantes,¹¹ y puesto que los sistemas continúan sin integrarse, se puede deducir que la INE ha aprovechado en forma insuficiente las economías de las grandes estaciones de generación de energía eléctrica.¹²

16) Todo lo anterior parece razonable, pero ¿cuál es entonces la estructura óptima de la generación? La estructura óptima es aquella en la que el valor presente de los costos de satisfacer la demanda ejercida sobre el sistema no puede reducirse mediante cambio alguno en su composición. En otras palabras, la estructura será la óptima cuando se produzca la electricidad más barata posible, dada la tecnología y disponibilidad de capital. Por lo tanto, un incremento marginal permanente en la demanda costará lo mismo si se satisface usando más intensivamente la capacidad instalada o si se aumenta la capacidad. Este punto es muy importante, pues representa la guía para optimizar la inversión. En otras palabras, la estructura es la óptima cuando el costo marginal a corto plazo (CMC) de satisfacer un incremento permanente en la demanda es igual al costo marginal a largo plazo (CML) de ampliar la capacidad. Mediante la inversión se trata de mantener un equilibrio entre los costos marginales a corto y largo plazo. De tal manera, hay que invertir cuando $CMC > CML$ y desinvertir cuando $CML > CMC$. Este criterio marcará las pautas de la política óptima de inversión.

17) Considérese lo que sucedería si se alteran los precios de la electricidad. Si se modifican los precios en cierta dirección la demanda se moverá en sentido opuesto. Dado que la política de inversión se refiere a una demanda ya establecida, ¿cómo podrá la inversión ser óptima, si los precios no son los más "adecuados"? Desde el punto de vista de la economía nacional, la optimización de los recursos de la INE se obtendrá sólo cuando las políticas de inversión y de precios sean las óptimas; una sin la otra no asegura la eficiencia en el uso de los recursos. En suma, optimización significa ajustar la inversión para igualar los costos marginales a corto y largo plazos, y mantener los precios en proporción a los costos marginales sociales.

COSTOS

18) Los costos¹³ de la INE son de dos tipos: fijos y variables. Los costos fijos incluyen los costos de construcción, que son una función de la demanda total y de la carga máxima en el sistema, y los costos del consumidor, que están en función del número y dispersión de los consumidores, así como del tipo de estructura de tarifas.¹⁴ Los costos variables consisten de los

11 P. J. Dhrymes y M. Kurz (1964) en un ensayo econométrico encontraron que las plantas en el rango 100-200 mw operaban a rendimientos constantes, mientras que las de mayor tamaño (201-449 mw) operaban a rendimientos crecientes.

12 Aquí se podría argüir que la escasez de capital obligó a elegir plantas más baratas, pero éste no sería un argumento muy razonable dada la inversión total anual. La razón fundamental es la falta de integración de los sistemas.

13 En este punto véanse H. S. Houthakker (1951), y V. A. Lewis (1949) cap. 1.

14 Una estructura de tarifas simple requiere de bajos costos de administración y medidores simples del consumo de electricidad. Una complicada implica mayores desembolsos, pero en contraste con la primera, distingue entre la hora de consumo, lo que quiere decir que el consumidor se da cuenta, a través de los precios que paga, del costo que su demanda ocasiona en el sistema, orientándole a sustituir electricidad cara por la barata (véase párrafo 21). Quien se interesa en este punto puede consultar H.S. Houthakker (1951), United Nations (1963), cap. IV, y W.A. Lewis (1949), cap. II.

costos de transformación —también conocidos como corrientes o de operación— que están en función de la demanda (varían directamente con la producción), y los costos residuales, que dependen esencialmente de fallas en los procedimientos administrativos, siendo resultado de la diferencia de los costos totales menos los costos ya mencionados y debiendo ser nulos cuando los demás han sido calculados apropiadamente.

19) Las principales influencias en los costos de construcción han sido de índole geográfica, financiera y tecnológica. México, siendo un país extenso, requiere —en contraste con otros países más pequeños— invertir más en líneas de transmisión y en transporte de combustibles. Mientras mayor sea la distancia entre los grupos de población y las fuentes de energía mayores serán estos costos. Más aún, la escasez de sitios (cascadas naturales, o simplemente ríos para enfriamiento en el proceso de generación termal) conduce a escoger sitios cada vez más alejados de los centros de población, o a gastar más en torres de enfriamiento.¹⁵ Por otro lado, los pagos de intereses por el uso del capital se han elevado,¹⁶ reduciendo el número de alternativas al decrecer el capital disponible. Las consecuencias han sido las de ofrecer una menor calidad en el servicio y mayores deudas. Finalmente, el tipo de equipo demandado por la industria, comúnmente sobrepasa la capacidad de la industria nacional para satisfacerlo. Cuando el equipo existe en el mercado nacional es a precios prohibitivos o de muy baja calidad.¹⁷ Otras veces, las políticas de crédito de las compañías nacionales son a tasas de interés más altas y a plazos más cortos, que las condiciones prevalecientes en el exterior. Por todo lo anterior, el ritmo de importación de la INE ha sido elevado,¹⁸ contribuyendo a empeorar la posición de la balanza de pagos.

20) Del lado técnico, la falta de interconexión de los sistemas aumenta los costos de oportunidad. Los costos totales del sistema dependen de la forma en que creció su capacidad.¹⁹ La diferencia de ciclaje del sistema central con respecto a los demás fue resultado de factores históricos. La Mexican Light and Power Company tenía tecnología esencialmente europea, por lo tanto operaba a 50 ciclos, mientras que la American and Foreign Power Company y la CFE tenían técnicas norteamericanas cuya frecuencia era de 60 ciclos. Esta diferencia ha impedido la interconexión de los sistemas. El capital requerido para satisfacer el crecimiento de la demanda es mayor que si los sistemas estuviesen interconectados. Los costos de transformación son mayores, pues las estaciones tienen que ser más pequeñas que si hubiera un gran sistema. La suma de los márgenes de seguridad es mayor habiendo varios sistemas que uno solo, etcétera. Por otro lado, los consumidores resultan afectados

15 Otras consideraciones que hubieran elevado estos costos (tales como las disposiciones ecológicas en contra del humo, del aumento de la temperatura en los ríos, el aumento del contenido de sales en el agua de las presas, etc.) han sido secundarias. Dada la experiencia de la destrucción de la vida acuática por los procesos nucleares y termales de generación en varios países, sería conveniente que la CFE revisara sus prioridades. La dotación *per capita* de agua en México es insignificante comparada con la de los países desarrollados y, por lo tanto, el daño podría ser relativamente mayor. El meollo del problema consiste en que la inclusión de los costos de defensa del ambiente en la evaluación de proyectos reduciría la disposición del capital y por esto su observancia se ha considerado un lujo. No obstante, la situación merece mayor estudio; el perjuicio podría ser cuantioso.

16 Los cargos totales de capital aumentaron en 103.9% de 1965 a 1969.

17 La INE ha declarado su tendencia a consumir productos nacionales para aliviar las presiones en la balanza de pagos, a veces pagando 15% más que los precios internacionales. Véase Villarreal Caravantes (1971).

18 En la matriz de insumo producto de 1960, las importaciones ocuparon el segundo lugar en importancia —tras del consumo de combustibles— con 15.2% del total de insumos a la INE.

19 R. Turvey (1968), p. 58.

puesto que la mayoría de los artículos eléctricos se fabrican para una sola frecuencia.²⁰

21) Finalmente, se puede mencionar que la estructura de tarifas vigente conduce al consumo irracional y al desperdicio.²¹ De acuerdo con los costos de operación y transmisión, las plantas de costos más bajos operan constantemente para satisfacer la carga base. Conforme va aumentando la demanda en el día, se van poniendo en operación plantas más costosas, hasta llegar a las de costos de transformación más elevados, y de tal manera la electricidad generada cuando hay menor demanda (en la noche, los fines de semana y en verano) es la más barata, mientras la generada cuando existe la mayor demanda (durante el día, especialmente alrededor de las 10:00 a.m. y 7:00 p.m., entre semana y en invierno) es la más costosa. Por lo tanto hay que tratar de que los consumidores usen, en la medida de sus posibilidades, electricidad barata para ahorrar en los gastos corrientes. La forma más apropiada para indicarles este comportamiento más racional es fijar los precios en proporción a los costos marginales del sistema. Por supuesto, diferentes grupos de consumidores merecerán diferentes tratos (hogares, fábricas, comercio, etc.), de acuerdo a consideraciones técnicas y distributivas.²²

CONCLUSION

22) El presente estudio sugiere la necesidad de estimular la eficiencia en la toma de decisiones dentro de la INE. Para ello es necesario adoptar las técnicas apropiadas de selección de alternativas y considerar todos los beneficios y costos que puedan surgir al tomar un curso dado. A la vez, este trabajo trató de invalidar los erróneos supuestos de que lo imperante es crear capacidad en términos absolutos sin importar la cantidad y naturaleza de los costos, y que si se presentase algún déficit siempre habrá los fondos necesarios para cubrirlo. Lo importante son los costos sociales y no exclusivamente los monetarios. Ante el desafío del desarrollo económico y social, la INE debe pugnar por hacer este camino lo más simple que le sea posible mediante mayor eficiencia en sus inversiones.

BIBLIOGRAFIA

Información estadística y oficial

- Banco de México, S. A. *Informe anual 1969*, México, 1970.
- , *Informe anual 1970*, México, 1971.
- Comisión Federal de Electricidad. *Algunos datos sobre la industria eléctrica nacional*, México, 1971.
- , *Estadística de explotación, industria eléctrica nacional 1964-1969*, México, 1970.
- , *Estadística de explotación total federal 1963-1968*, México, 1969.
- , *Industria eléctrica nacional: agenda estadística 1970*, México, 1970.
- , *Informe anual, 1969-1970*, México, 1970.
- , *Localidades con servicio*, México, 1970.

²⁰ Está en marcha un plan de unificación de frecuencias a 60 ciclos. La conversión costará 1 600 millones de pesos y tardará poco más de cinco años (1972-1977). La pregunta que se plantea es por qué no se llevó a cabo tal plan inmediatamente después de la nacionalización.

²¹ Guitiérrez Santos (1971), cap. 3.

²² Se puede afirmar categóricamente que la presente estructura de tarifas presiona demasiado al consumo doméstico, produciéndose una redistribución regresiva del ingreso (es decir, de los hogares a las fábricas y el comercio).

- , *Plantas en operación del total federal*, México, 1969.
- , *Plantas generadoras y localidades con servicio*, México, 1968.
- (ed.), *Tarifas generales aprobadas*, México, 1962.

Referencias

- Dhrymes, P. J., y M. Kurz, "Technology and Scale in Electricity Generation", *Econometrica*, julio de 1964.
- Feldstein, M. S., "Cost-Benefit Analysis and Investment in the Public Sector", *Public Administration*, invierno de 1964.
- Gutiérrez Santos, L. E., *The Mexican Electric Industry: Nationalisation and Technology*, disertación de maestría (mimeo.), Universidad de Manchester, Inglaterra, 1971.
- Houthakker, H. S., "Electricity Tariffs in Theory and Practice", *The Economic Journal*, marzo de 1951.
- Lewis, W. A., *Overhead Costs*, Londres, Allen & Unwin, 1949.
- Little, I. M. D., y J. A. Mirrlees, *Manual of Industrial Project Analysis in Developing Countries*, vol. II (*Social Cost-Benefit Analysis*), París, 1968.
- Martínez Domínguez, G., "Integración y desarrollo de la industria eléctrica de México", *El Trimestre Económico*, México, 1971.
- Meier, G. M. (ed.), *Leading Issues in Economic Development*, 2a. ed., Stanford, California, Stanford University Press, 1970.
- Millward, R., *Public Expenditure Economics*, Londres, McGraw-Hill, 1971.
- Mishan, E. J., *Cost-Benefit Analysis*, Londres, Allen & Unwin, 1971.
- Nelson, J. R. (ed.), *Marginal Cost Pricing in Practice*, Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice-Hall, 1964.
- Organización de las Naciones Unidas, *The Covering of Peak Loads in Electricity Supply Networks*, Nueva York, ONU (ST/ECE/EP/19), 1963.
- Peter, G. H., "Cost-Benefit Analysis and Public Expenditure", *Eaton Paper 8*, Institute of Economic Affairs, Inglaterra.
- Prest, A. R., y R. Turvey, "Cost-Benefit Analysis: A Survey", *Economic Journal*, diciembre de 1965.
- Turvey, R. *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, Londres, Allen & Unwin, 1968.
- Villarreal Caravantes, G., "Discurso dirigido al Presidente de la República Mexicana y al Consejo de Administración de la CFE", México, D. F., febrero de 1971 (mimeo.).
- Webb, M. G., "Some Principles Involved in the Economic Comparison of Power Stations", *Manchester School of Economics and Social Studies*, 1967.
- Williamson, O. E., "Peak-Load Pricing and Optimal Capacity Under Indivisibility Constraints", *American Economic Review*, 1966, reproducido en R. Turvey, *Public Enterprise*, Middlesex, Inglaterra, Penguin Modern Economics, 1968.