

01168

8
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS DE LA
RENTABILIDAD DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA
(INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES)
P R E S E N T A :
FEDERICO GUILLERMO IBARRA ROMO

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. LUISEL JONATAN TORRES CORTÉS

264940

AGOSTO DE 1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1.	
MARCO DE REFERENCIA	3
EL SECTOR ELÉCTRICO	4
PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO A NIVEL MUNDIAL	7
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO	11
Generación	15
Transmisión	18
Distribución	21
PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	22
Despacho de carga	24
Planeación de Recursos Integrados	28
CAPÍTULO 2.	
ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA	31
EVOLUCIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA	33
TIFOS DE PROGRAMAS	39
Programas de Información	40
Programas de Contacto Directo con el Cliente	41
Programas de Administración de Carga	41
Programas de Bonificaciones	42
Programas de Préstamos	43
Programas de Contratos por Desempeño	44
Programas Paquete de Instalación Directa	44
Programas por Contrato	44
Las estrategias	47
El entorno	48
La implementación	49
La evaluación	51
IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS APLICABLES	54
EL ENTE REGULADOR	57
ANÁLISIS DE CASOS TESTIMONIALES	60
PROGRAMAS IMPLEMENTADOS EN MÉXICO	63
Tarifas horarias e interrumpibles	63
Desarrollo de Normas de Eficiencia Energética	64
Cambio de Horario en el Verano	66
Proyecto ILUMEX	67
Programa de aislamiento de viviendas en zonas cálidas	68
Diagnósticos energéticos, proyectos demostrativos y difusión	68
Lecciones aprendidas en México	69

CAPÍTULO 3.

ECONOMÍA DE LA ELECTRICIDAD: CFE UN EJEMPLO	71
TARIFAS POR EL SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	73
Nivel tarifario	73
Estructura tarifaria	77
TARIFAS INTEGRADAS O CON BASE EN COSTOS MARGINALES	84
Caracterización de la carga	82
Obtención de los datos e informaciones básicas	82
Análisis de la carga	83
Previsión de la carga	84
Costos del sistema	85
Costos marginales de potencia o de capacidad	86
Costos marginales de energía	88
Costos asociados a los consumidores	89
Ajustes a la tarifa integrada	89
Aspectos económicos	90
Aspectos financieros	91
Aspectos sociales	92
Aspectos operacionales	94
Otros aspectos	94
ANÁLISIS DE ESTADOS FINANCIEROS DE LA CFE	95
Política de inversiones	96
Rehabilitación financiera	98
Política de financiamiento	100
Estados financieros	101

CAPÍTULO 4.

METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE DSM	109
DATOS DE ENTRADA	112
Plan de expansión	112
Costos marginales	115
Impactos sobre la demanda y el consumo de energía eléctrica	117
Tasa de participación	118
Costos del programa	119
Incentivos	120
Tarifas aplicables al suministro de energía eléctrica	120
Tasa de descuento	120
ENFOQUES APLICABLES A LA EVALUACIÓN DE PROGRAMAS DE DSM	122
Enfoques aplicables y su interrelación	122
Interpretación de resultados	126
ASPECTOS COMPLEMENTARIOS	131
Elementos externos	131
Riesgo e incertidumbre	134
Análisis de sensibilidad	135
Análisis de riesgo	135
Terminación del proyecto de DSM	137
Curvas de potenciales asociados a DSM	139
Temporalidad de los proyectos	141
CONCLUSIONES	143

ANEXO A.**JUSTIFICACIÓN TEÓRICA DEL USO DE COSTOS MARGINALES EN EL PROCESO DE TARIFICACIÓN**

DE TARIFICACIÓN	147
TEORÍA DE LA DEMANDA DEL CONSUMIDOR	147
Utilidad total y marginal	147
El consumidor racional	148
Utilidad ordinal y cardinal	149
Curvas de indiferencia	149
Tasa marginal de sustitución	150
La línea de limitación presupuestaria	151
El equilibrio del consumidor	152
La curva de demanda del consumidor	153
Disposición a pagar y excedente del consumidor	155
Curva de demanda del mercado	155
Elasticidad de la demanda	156
Recaudación marginal	157
Curva de demanda de una empresa	157
TEORÍA DE LA PRODUCCIÓN	158
Maximización de los beneficios	158
Tecnología e insumos	158
Corto y largo plazo	159
La función de producción	159
Producto medio y producto marginal	160
Geometría de las curvas de producto medio y producto marginal	160
Isoquantas	161
Tasa marginal de sustitución técnica	162
La línea de isocosto	164
La combinación óptima de insumos	164
Costo de oportunidad y costos sociales de producción	167
Funciones de costo en el corto plazo	168
Costos unitarios y costos marginales	168
Geometría de las curvas de costos unitarios y marginales	169
Funciones de costo en el largo plazo	170
PRECIO Y PRODUCCIÓN BAJO COMPETENCIA PERFECTA	172
Definición de competencia perfecta	172
Determinación del precio en el corto plazo	172
Maximización de beneficios	172
Precio igual a costo marginal	175
Curva de oferta de la empresa	176
Curva de oferta de la industria	176
Precio y producción de equilibrio	177
Determinación del precio en el largo plazo	178
Proceso de ajuste	178
El equilibrio de la empresa	180
MONOPOLIO Y OLIGOPOLIO	181
Definición de monopolio puro	181
Razones para el monopolio	181
Equilibrio de corto plazo en el monopolio puro	182
Equilibrio de largo plazo en el monopolio puro	185
Comparación del monopolio con la competencia perfecta	186
Oligopolio	187
MERCADO DE INSUMOS	188
Competencia perfecta en mercados de insumos	188

Monopsonio	191
EQUILIBRIO GENERAL	192
Intercambio	194
Producción	196
La curva de transformación del producto	197
Producción e intercambio	197
ECONOMÍA DEL BIENESTAR	199
La curva de las posibilidades de la gran utilidad y la función del bienestar social	200
Competencia perfecta y eficiencia económica	201
Competencia imperfecta y tarificación a costos marginales	202

ANEXO B.

EVALUACIÓN DE PROYECTOS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	203
EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS	206
Costos financieros del proyecto	206
Beneficios financieros del proyecto	207
Valuación presente	208
Selección de la tasa de descuento	209
Tratamiento de la inflación	210
Cálculo de rendimientos financieros y económicos	211
Solución del costo mínimo	211
Método de valor presente	211
Método de costo anual	212
Rentabilidad de la inversión	213
Otras consideraciones en la evaluación	215
Costos hundidos	215
Interés durante el desarrollo	215
Cargos por interés y depreciación	216
Inflación y proyecciones financieras	216
Proyectos de expansión	217
Comparación de proyectos con diferentes periodos de vida/ejecución	217
EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS	218
Pagos de transferencia	219
Precios internacionales	219
Externalidades	220
Temporización de proyectos	221
Integración al sistema	221

BIBLIOGRAFÍA	223
---------------------------	------------

INTRODUCCIÓN

La época moderna ha consolidado los vínculos existentes entre energía, sociedad y economía; el uso de la energía es un factor condicionante del desarrollo económico de las naciones y los índices energéticos se han tornado en imágenes confiables del bienestar alcanzado por las diferentes comunidades. El balance energético mundial se ha transformado en las últimas décadas como consecuencia de los adelantos tecnológicos —en el lado de la demanda— que se han sucedido a partir de la crisis petrolera de 1973. Desde entonces, el nivel de eficiencia energética de la planta productora mundial ha aumentado y este incremento obedece, en gran medida, a los procesos de ahorro de energía y diversificación de energéticos emprendidos por los países desarrollados.

Estos cambios estructurales están estrechamente correlacionados con la electrificación de procesos tradicionalmente abastecidos a través de combustibles fósiles; sus resultados han originado un aumento del consumo per cápita de energía combinado con una disminución de la intensidad energética. No obstante los beneficios derivados del incesante crecimiento a nivel mundial de la industria eléctrica, la expansión de los sistemas eléctricos se ha visto obstaculizada por: la insuficiencia de capital requerido para desarrollar nuevas instalaciones, un funcionamiento financiero y tecnológico inadecuado de las empresas eléctricas, así como las significativas contribuciones del sector al deterioro ambiental. Cada uno de estos factores amplifica la severidad de los otros y limita el crecimiento de la oferta.

Algunos estudios señalan que el sector energético de América Latina ha acumulado cerca del 50% de la deuda externa contraída por la región en los últimos 30 años. En promedio, estas naciones gastan una cuarta parte de su presupuesto público en el sector energía, mientras sectores tales como salud y educación compiten por los mismos escasos recursos. Las fuertes devaluaciones y los esfuerzos para frenar la inflación han comprometido las finanzas de las empresas; esta situación se volverá más crítica conforme aumenten los montos y servicios de deudas contratadas, agudizándose por la dificultad para allegarse de nuevos préstamos, con lo cual podrían desencadenarse la fractura económica y la inestabilidad política.

La problemática actual del sector eléctrico, agravada por la gran demanda de recursos de capital requeridos para atender su crecimiento, exige una recomposición del sector que promueva el establecimiento de estructuras técnicamente viables, económicamente justificables y ambientalmente sustentables. En este contexto, es impostergable el desarrollo y/o adopción de nuevos modelos de expansión que reflejen los verdaderos costos económicos para la sociedad y fomenten la producción y el uso económico y eficiente de la energía.

Una reestructuración del sector eléctrico nacional no sólo es deseable para fomentar su eficiencia y productividad, sino que es indispensable para promover la competencia e impulsar los esquemas orientados hacia las opciones no

convencionales del lado del suministro. La Administración de la Demanda (DSM) ha sido una de las estrategias implementadas en otros países cuyos resultados la posicionan como un mecanismo efectivo que ha permitido disminuir la tasa de crecimiento de la oferta, actuando deliberada y directamente sobre los factores que integran el crecimiento esperado de la demanda. DSM engloba las actividades cooperativas entre las empresas eléctricas y sus clientes bajo un esquema de beneficios mutuos, constituyéndose en una opción de planeación que puede subsanar parcialmente el problema financiero del sector eléctrico nacional, al permitir el diferimiento de costosas obras de infraestructura.

En este sentido es hacia donde se ha orientado el presente trabajo, buscando la integración de una metodología que permita evaluar la rentabilidad de los programas y proyectos de DSM considerando las especificidades de la industria eléctrica nacional, y en particular, de la Comisión Federal de Electricidad.

El **Capítulo 1** presenta una caracterización de la industria eléctrica con el propósito de tipificarla como un sector único, describiendo la problemática por la que atraviesan actualmente las empresas concesionarias y los retos que deberán sortear con el propósito de asegurar su permanencia en un mundo globalizado y competitivo, enfatizando los procesos de operación y planeación a largo plazo de una empresa eléctrica. Así mismo, se describe en forma sucinta la complejidad de la Comisión Federal de Electricidad, empresa de integración vertical encargada de ejecutar aquellas actividades consideradas como servicio público de energía eléctrica en territorio nacional.

El contenido del **Capítulo 2** integra un análisis bibliográfico de los trabajos más relevantes publicados en materia de Administración de la Demanda; describe su evolución durante las últimas dos décadas y detalla los tipos de programas emprendidos, las estrategias adoptadas, así como las barreras comúnmente encontradas en su implantación. Además, presenta una revisión de casos testimoniales y programas de DSM ejecutados en México, identificando los resultados de mayor relevancia obtenidos y las lecciones aprendidas.

El **Capítulo 3** está orientado a la economía de las empresas eléctricas. Debido a la importancia que en la calidad de vida de las sociedades modernas tiene la tarificación de servicios públicos, y que la tarifa es el instrumento más eficaz para promover, regular e impulsar el uso racional y económico de la electricidad, este capítulo pormenoriza los modelos y estructuras que sustentan las tarifas eléctricas, resaltando aquellas fundamentadas en los costos marginales de suministro. Este capítulo es complementado con un análisis de la posición financiera de la Comisión Federal de Electricidad realizado con base en la información pública existente.

El **Capítulo 4** está enfocado a la descripción de aquellos elementos a ser considerados para la evaluación financiera de Programas de Administración de la Demanda, presentándose una metodología que permita calcular los variables de relevancia con base en los costos marginales de la empresa. Esta propuesta pretende reforzar el proceso de toma de decisiones de los diversos agentes involucrados en dichos proyectos, estableciendo la rentabilidad de cada una de las partes bajo la premisa de no existir un enfoque que prevalezca sobre los demás, esto es, todos los agentes son tratados en forma igualitaria y la decisión final es analizada en forma integral con el propósito de alcanzar mutuos beneficios.

Este trabajo se complementa con dos anexos: el **Anexo A** presenta —con base en las conclusiones de la economía del bienestar— las razones que han llevado a muchos economistas a recomendar la tarificación a costos marginales para sectores de la economía estructuralmente no competitivos y regulados por el gobierno, intentándose reproducir los resultados de un mercado perfectamente competitivo, con miras al empleo óptimo de los recursos de la sociedad. El **Anexo B** plantea una metodología enfocada a la evaluación de proyectos en la industria eléctrica, sustentándose en sus propios elementos y variables; sin embargo, el enfoque sistémico puede aplicarse por igual a cualquier proyecto mayor de ingeniería.

CAPÍTULO 1.

MARCO DE REFERENCIA

Desde tiempos inmemoriales la energía ha estado presente en prácticamente todas las actividades del hombre. Su uso es, en gran medida, un factor condicionante del desarrollo económico. En épocas recientes, se han consolidado a nivel mundial los vínculos entre energía, sociedad y economía. Lo que ocurre en el ámbito energético afecta a todos los países, independientemente de su grado de desarrollo, su forma de organización social o su calidad de exportadores o importadores de hidrocarburos.

Hasta antes de la Revolución Industrial, la mayor parte de los requerimientos de energía se satisfacían a partir de la combustión de madera. Con el advenimiento de la Revolución Industrial, se inició la explotación del carbón como fuente de energía primaria y, a finales del siglo XIX, los países industrializados de Occidente ya presentaban una alta dependencia de este combustible fósil; el uso del carbón llegó a su clímax durante la segunda década del siglo XX.

Durante la primera mitad del presente siglo, el carbón sirvió como energético básico para la expansión de la industria y aun cuando fue desplazado paulatinamente por los hidrocarburos como principal fuente de energía primaria, todavía hacia los años sesenta cubrió alrededor de 20% de las necesidades mundiales.

En el período comprendido desde los años cincuenta y setenta, los hidrocarburos se consolidaron como el energético de uso más generalizado a nivel mundial, debido a que su oferta fue abundante y barata, por sus múltiples ventajas y por ser combustibles limpios y de gran versatilidad. La energía de origen nuclear y la hidroelectricidad también tuvieron avances después de la segunda guerra mundial; sin embargo, su contribución absoluta ha permanecido relativamente estancada.

Así pues, el panorama energético mundial evolucionó hacia una creciente dependencia del petróleo y simultáneamente se desarrollaron patrones de consumo distorsionados que propiciaron su uso excesivo. El conflicto armado del Medio Oriente —región donde se concentra gran parte de la producción mundial de petróleo— de los años 1973-1974, al que se le conoce como "primera crisis petrolera", tuvo efectos sumamente importantes en el campo energético, ya que en este plazo los precios del petróleo se elevaron bruscamente hasta alcanzar valores cuatro veces superiores a los que privaron hasta entonces. Derivadas de este hecho, se sucedieron transformaciones repentinas y de largo alcance en el balance energético mundial, las cuales se intensificaron con los nuevos aumentos de precios de los años de 1979 y 1980 (segunda crisis petrolera). La era de los energéticos baratos que sirvió de base a la expansión económica mundial había concluido.

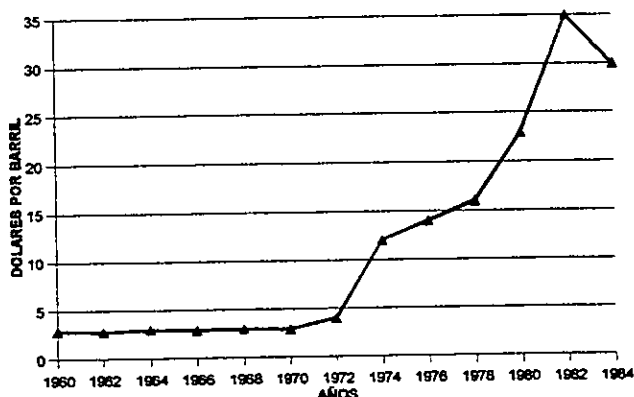


Figura 1.1. Variación de los precios del petróleo crudo árabe

Como respuesta a las crisis energéticas mencionadas, los países industrializados implantaron una política de ahorro de energía y de diversificación de las fuentes de suministro. La transformación se inició desde el principio de los años setenta y se aceleró hacia 1979, año a partir del cual el consumo de energía en el mundo disminuyó en 0.3% anual promedio y en los países industrializados en casi 3%. En el caso del petróleo, el ritmo de decremento anual en el período 1979-1982 fue casi de 5% en los países desarrollados ^[1].

Si bien es cierto que estas reducciones también fueron originadas por la menor actividad económica mundial asociada a la recesión, no cabe duda que el nivel de eficiencia energética a nivel mundial ha aumentado. De hecho, se observa un replanteamiento en las políticas industriales de los países desarrollados orientado hacia el fomento de ramas menos intensivas en el uso de energía como son la electrónica y la biotecnología.

EL SECTOR ELÉCTRICO.

Los sistemas eléctricos de potencia constituyen un sistema productivo complejo, con un papel sustancial en el desarrollo del sistema energético total, e impactos significativos en la sociedad. El desarrollo de sistemas eléctricos de potencia plantea una serie de cuestiones difíciles en la planeación y organización de los sistemas energéticos, su financiamiento y la implantación y dinámica de sus bases tecnológicas.

Por una parte, un proceso de electrificación conlleva cambios tecnológicos importantes que abarcan tanto el diseño, manufactura y utilización de tecnologías en la generación, transmisión y distribución de electricidad, como el desarrollo de la planta industrial y la tecnología de consumo que utiliza electricidad para su funcionamiento. Adicionalmente, la producción y el consumo de esta forma de energía deben ser sincrónicas, esto es, debido a la imposibilidad técnica de almacenamiento de bloques significativos de energía y a las fluctuaciones en tiempo real de la demanda. Lo anterior

[1] Juan José Ambríz García. Administración de la Energía. Universidad Autónoma Metropolitana. México. 1993.

da lugar a la necesidad de construir sistemas más grandes de lo que representa la demanda máxima, a fin de contar con reservas suficientes para cubrir cualquier contingencia ^[2].

El desarrollo de sistemas eléctricos de potencia requiere de tiempos largos de maduración, por eso la industria eléctrica debe operar dentro de un horizonte de largo plazo para la planeación, construcción, operación y desmantelamiento de plantas y sistemas. Como consecuencia de lo anterior, las actividades de producción de electricidad requieren inversiones sustanciales, cuyo significado es esencialmente macroeconómico más que puramente microeconómico (en términos de \$/kWh). De hecho, el mercado eléctrico no está aislado; las tecnologías de producción y consumo de electricidad son interdependientes y están sujetas a competencia, lo cual tiene efectos importantes en el monto y clase de los recursos requeridos.

Mientras que muchos de los puntos esencialmente técnicos —referentes al desarrollo y operación de sistemas eléctricos de potencia— están enmarcados por una bien establecida práctica de ingeniería, durante años se ha debatido el carácter de la estructura y la regulación de la industria eléctrica en el mundo, sobre todo en los países desarrollados. Hasta hace poco tiempo, todavía se creía que la generación, transmisión y distribución de electricidad tenían características económicas y tecnológicas tales que, un mercado desregulado, tendría un desarrollo pobre, en términos de costos, precios, duplicación de esfuerzos y calidad del servicio.

Como industria de proceso continuo y debido en parte a las especificidades técnicas del sistema eléctrico —por ejemplo, en lo referente a la confiabilidad y el control de operación, las economías de escala y la optimización de las inversiones—, se ha asumido —y así se ha regulado acordemente— que la industria eléctrica constituye un monopolio natural ^[3]. Por lo tanto, la centralización creciente del sistema (definida técnicamente por parámetros de control y despacho centrales de carga, escala creciente de unidades y de plantas, mayor densidad de capital, interconexión y complejidad tecnológica), constituye la mejor —o incluso la única— vía para obtener resultados óptimos en términos de costos, precios y calidad del servicio. Además, se ha tomado como un axioma que las características técnicas y de escala de los sistemas eléctricos modernos determinan, por sí mismas, la forma de organización de la industria eléctrica, que deberá ser, sólo por estas razones, de tipo centralizado y de estructura vertical, es decir, incluyendo el control de la generación, la transmisión y la distribución.

En términos muy amplios, la organización centralizada del sector eléctrico implica que el suministro de electricidad dependerá de estaciones centrales de escala creciente, redes interconectadas de cobertura amplia y control central de carga. Bajo estas condiciones, el precepto básico es que la propiedad de un sistema tal, sólo podrá ser una sola compañía nacional o un conjunto de empresas suficientemente grandes y reguladas como única forma posible de optimizar la economía y el desempeño de estos sistemas ^[4].

De hecho, la organización centralizada no es uniforme, ni tampoco representa una forma universal de organización conferida a la industria por una casualidad tecnológica; gran parte de la complejidad de los sistemas eléctricos consiste en la diferenciación organizativa que existe, para su desarrollo y control, en distintos países del mundo. Estas diferencias han evolucionado con niveles comparables de éxito, desde los clásicos monopolios estatales centrales (Francia, México y, hasta hace poco tiempo, Inglaterra); sistemas federales-provinciales regulados (Canadá y Brasil);

[2] T. Errie. Power System Economics. Peter Peregrinus Ltd. London, 1983.

[3] D. Chapman. Energy resources and Energy Corporations. Cornell University Press. London, 1983.

[4] Ibidem.

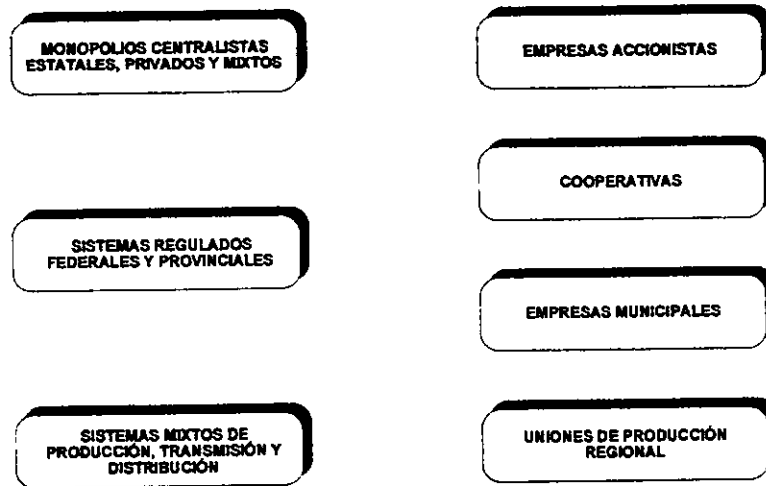


Figura 1.2 Esquemas de organización de las empresas eléctricas

sistemas mixtos de producción, transmisión y distribución (Suecia); hasta sistemas híbridos más complejos que incluyen, además de las formas citadas, empresas accionistas, cooperativas, compañías municipales y uniones de producción regionales (Estados Unidos).

En resumen, la industria eléctrica presenta características muy particulares que la diferencian de otras empresas, entre las que se incluyen:

- Las empresas eléctricas venden servicios que no pueden ser almacenados. Esto significa exceso de capacidad en la mayor parte del tiempo, por lo que, cualquier alteración que permita aplanar la curva de demanda a lo largo del tiempo puede reducir significativamente los costos unitarios; de esta manera se logra variar la razón existente entre el capital necesario y el ingreso.
- Las empresas eléctricas constituyen un caso clásico de monopolio natural, toda vez que los costos unitarios de producción son más bajos para una única empresa monopolista, de lo que serían para varias empresas menores, en competencia entre sí. Un ambiente competitivo no perduraría puesto que la empresa mayor puede, por medio del aumento de su nivel de producción, reducir sus costos unitarios y obligar a sus competidores a cerrar sus actividades.
- Las concesionarias de servicios públicos en general, y de aquellas de energía eléctrica en particular, tienen un uso muy intensivo de capital. El empleo de capital a niveles de hasta 400% del ingreso anual es frecuente, mientras que en el sector manufacturero es usual que ese número se sitúe en torno a 75%. Esto significa que el retorno permitido sobre el capital es extremadamente importante para las empresas eléctricas.
- El tiempo de maduración de las inversiones puede ser muy grande. Así, el tiempo necesario para que inversiones en generación de electricidad comiencen a producir retorno económico es muy largo, especialmente para las centrales de mayor tamaño, que son las que permiten mayores economías de escala.

- En este momento, la tendencia de la gran mayoría de los países es adoptar, como política en el área de energía, el gradual alejamiento del Estado del negocio de electricidad, dando lugar a la participación de capitales privados, como forma de estimular la competitividad con una mayor calidad y productividad. Actualmente se constata una creciente división del negocio eléctrico en sus diferentes etapas productivas: generación, transmisión, distribución y comercialización.
- Es innegable que actualmente las empresas eléctricas comienzan a padecer los efectos del deterioro ambiental. Mientras que los beneficios económicos de las actividades de protección ambiental aumentarán en otros sectores, el sector energía tendrá que llevar el peso del costo de capital para el mejoramiento ambiental. Las soluciones innovadoras y exitosas para estos problemas estrechamente vinculados, muy probablemente deberán adoptar una estrategia que integre desarrollos tecnológicos, incorporación de fuentes alternas, una intensificación en el uso de gas natural y la implementación de equipos y sistemas eficientes tanto en el lado de la demanda como en el lado del suministro.

PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO A NIVEL MUNDIAL.

Durante el siglo XX, la generación de energía eléctrica ha crecido aún más que la población y la economía, y es probable que esta tendencia continúe. La alta demanda de electricidad tiene una razón poderosa: que la electricidad como forma final de entrega o uso de energía es muy ventajosa por su limpieza, seguridad y versatilidad. En efecto, tanto en usos residenciales como en la industria y los servicios (incluyendo la transportación) las opciones eléctricas son más limpias que sus alternativas y son de versatilidad mucho mayor.

Bajo todos los escenarios razonables, se espera que la demanda de electricidad aumente durante los siguientes 30 años, tanto en los países industrializados como en los países en vías de desarrollo. No obstante que el uso de la energía en los países industrializados presenta una tendencia decreciente, el uso de la electricidad aumentará en la medida que se introduzcan nuevas electrotecnologías que sustituyan la carga que actualmente recae sobre la combustión directa de combustibles fósiles.

Hasta el principio de los setentas, la planeación de recursos en las empresas eléctricas era directa. La demanda de electricidad crecía en forma continua, los desarrollos tecnológicos así como la estandarización funcionaban reduciendo los costos de las nuevas plantas generadoras y su infraestructura asociada, originando que los precios de electricidad declinaran.

Después de la primera crisis petrolera, la industria del servicio eléctrico se ha visto afectada por costos crecientes y, en consecuencia, los procedimientos ante los entes reguladores —que habían sido rutinarios durante décadas previas— se tornaron agitados y contenciosos. Las empresas se pronunciaban a favor de aumentos sustanciales de las tarifas para hacer frente a los costos crecientes de capital y combustible, en tanto que los grupos consumidores se oponían a las frecuentes y considerables elevaciones de precios.

Aún con la implantación agresiva de fuentes de energía eficientes y renovables, los combustibles fósiles seguirán dominando la mezcla de suministro durante los próximos 30 años. No obstante, en todo el mundo se presentarán mayores incrementos en el uso de la electricidad per cápita como resultado de los esfuerzos por acelerar los procesos de modernización y mejora del nivel de vida a nivel global.

La energía es un mecanismo esencial para impulsar las economías modernas. Las inversiones en energía, especialmente la eléctrica, alcanzan muchas centenas de miles de millones de dólares por año alrededor del mundo. Por tanto, la gestión eficiente de la oferta y la demanda de energía eléctrica es un objetivo preponderante para quienes toman decisiones a nivel nacional.

Sin embargo, en el intento por establecer una infraestructura acorde a las futura demanda de energía eléctrica, los países en vías de desarrollo, incluyéndose aquéllos que en el pasado fueron economías centralmente planificadas (Europa Oriental), se enfrentan a una severa problemática que constituye un triple enlace:

- Insuficiencia para movilizar el capital requerido para desarrollar instalaciones de transmisión, distribución y suministro de combustible para proveer una cantidad creciente de energía eléctrica. Proyecciones realizadas con base en un escenario que no contempla el uso eficiente de la energía ni la conservación "todo como siempre", estiman que serán necesarios durante la década de los noventa 100 mil millones de dólares anuales para la expansión de los sistemas de energía en los países en vías de desarrollo, pero la combinación de las fuentes tradicionales de fondos internos y externos sólo podrán proveer entre 20 y 25 mil millones de dólares.
- El funcionamiento de las empresas generadoras de electricidad está estancado o deteriorado, tanto financiera como tecnológicamente.
- Actualmente las empresas del sector comienzan a padecer los efectos de una sociedad civil más participativa en lo referente a los aspectos de deterioro ambiental.

Cada uno de estos factores amplifica la severidad de los otros y limita la manera en que la electrificación de estos países pueda proceder. Ninguna medida aislada será una respuesta efectiva frente al reto de este triple enlace. Ni las innovaciones tecnológicas, ni la reforma de políticas, ni las mejoras institucionales pueden ser efectivas por sí mismas. En lugar de esto, será necesario un enfoque multifacético para cada una de las naciones. Las estrategias exitosas deben incluir enfoques innovadores en todos los frentes.

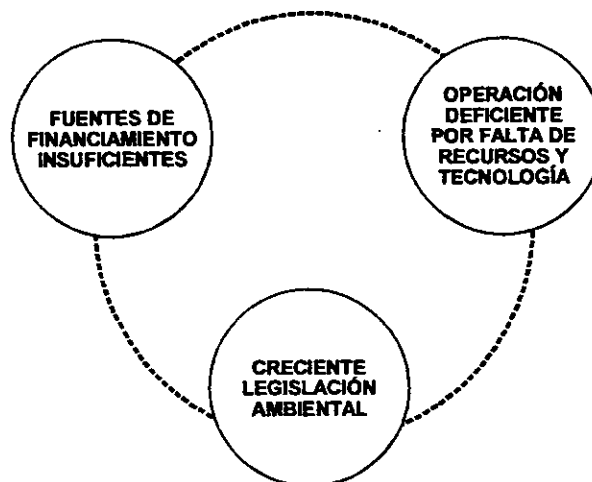


Figura 1.3. Limitantes para el crecimiento de la oferta de energía eléctrica

La gestión racional del sector eléctrico es crítica en el mundo en desarrollo. La mayor parte de estos países presentan relativamente bajos índices per cápita de consumo de electricidad así como de acceso a la energía eléctrica. Mientras las economías crecen y se modernizan, las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica tienden a subir; los altos requerimientos de inversiones de este sector intensivo en capital, la escasez de recursos financieros y de otros tipos, así como las crecientes preocupaciones ambientales resaltan la urgencia de encontrar estrategias energéticas sustentables en los países en vías de desarrollo.

Lo anterior sugiere la incorporación de una estructura coherente e integrada para la formulación de políticas así como el uso efectivo de mecanismos de mercado, incentivos y el desarrollo de programas de difusión y concientización.

A pesar de que el sector eléctrico en América Latina presentó progresos importantes durante las dos últimas décadas, una serie de problemas relacionados con la ausencia de una buena gestión empresarial, baja eficiencia en la utilización de la energía, niveles y estructuras tarifarias inadecuados y otros aspectos de índole económico, institucional y ambiental, han creado dificultades para la prestación de un servicio apropiado y para el desarrollo de este sector. En consecuencia, el sector eléctrico se encuentra en una difícil situación, ya que se deben superar los problemas técnicos e institucionales aunado a las dificultades financieras que le impiden encarar las grandes inversiones que demandará su expansión hasta fines del presente siglo.

El sector eléctrico en muchos países operó y aún lo hace bajo leyes y regulaciones mediante las cuales el Estado asumió el papel principal como planificador central y propietario directo de las empresas prestadoras del servicio público de electricidad. Los principales problemas que afectan al sector eléctrico reflejan en gran medida la falta de una visión moderna del papel del Estado en relación con el sector y de una estructura jurídica e institucional adecuadas para impulsar su propio crecimiento.

La doble función del Estado como regulador y empresario lo ha llevado a intervenir en decisiones administrativas de gerencia, que ordinariamente deberían estar en manos de administradores y directorios autónomos de las empresas. En términos generales, el desempeño del sector eléctrico se ha ido alejando de los niveles óptimos de eficiencia. Las políticas de precios, fiscal y cambiaria, el proceso de tomas de decisión de inversión, así como el manejo institucional no han fomentado la eficiencia económica y energética.

Los países en vías de desarrollo requerirán la incorporación de 1500 GW de capacidad de generación adicional entre los años 1988 y 2008, aunado a las nuevas instalaciones de transmisión y distribución asociadas, para poder mantener una tasa de crecimiento económico moderada durante estos 20 años. Un reporte de la United States Agency for International Development (USAID) elaborado para el Congreso de los Estados Unidos concluye que el costo de esta capacidad agregada es de 125 mil millones de dólares anuales. Por su parte, el Banco Mundial ha estimado que se requerirán alrededor de 100 mil millones de dólares anuales durante la década de los noventa para alcanzar el mismo nivel de electrificación.

De este requerimiento anual se necesitan 40 mil millones de dólares en divisas "duras". Sin embargo, solamente existen de 7 a 10 mil millones de dólares disponibles por parte de todas las fuentes externas incluyendo agencias bilaterales, organismos multilaterales y acreedores privados.

En lo referente a los financiamientos locales, las empresas eléctricas de los países en desarrollo presentan limitaciones para movilizar la moneda local que se requiere para estos planes de expansión. En promedio, estas naciones gastan una cuarta parte de su presupuesto público en el sector energía, mientras sectores tales como salud y educación compiten por los mismos escasos recursos. Esta crisis financiera se volverá más crítica conforme aumenten los montos y

servicios de deudas contraídas, agudizado por la dificultad para allegarse de nuevos préstamos, con lo que podrían desencadenarse la fractura económica y la inestabilidad política.

Un funcionamiento deteriorado de las empresas suministradoras de energía eléctrica conlleva a una disminución del nivel de confiabilidad de transmisión de energía, expresado en términos del margen de capacidad de reserva, que implican una seria amenaza al crecimiento económico. Algunos estudios estiman que *los efectos económicos adversos de la interrupción del suministro de energía pueden igualarse de 5 a 100 veces las tarifas de electricidad promedio.*

El desempeño financiero de las empresas eléctricas de los países del hemisferio Sur es considerablemente menor que sus contrapartes en las naciones industrializadas; más aún, el desempeño técnico de aquéllas ha declinado en los últimos años. El mantenimiento inadecuado, las operaciones de mala calidad, la contabilidad incompleta, un sistema de cobro no sistemático y las prácticas de planeación no realistas limitan la capacidad de las empresas para apoyar un crecimiento sustentable.

Las pérdidas en transmisión y en distribución encontradas en las empresas eléctricas de los países en desarrollo llegan típicamente del 20% al 25% de la energía generada en comparación con el 7-8% detectada en las empresas de las naciones desarrolladas. En el mundo industrializado, las pérdidas son primordialmente técnicas, causadas por la resistencia eléctrica de las líneas de transmisión y redes de distribución. Las pérdidas de potencia reactiva también ocurren en estos sistemas, pero estas pérdidas reducen la energía efectiva transferida a partir de la capacidad existente del sistema.

Sin embargo, en los países en vías de desarrollo estas pérdidas técnicas frecuentemente se empequeñecen comparativamente con las fallas encontradas en la contabilidad, ya sea, por los ingresos que no se cobran y las conexiones ilegales. En múltiples casos, estos problemas se derivan por la falta de autonomía administrativa y por una sistemática incapacidad para brindarle a los empleados los incentivos adecuados para estimular los más altos niveles de creatividad y desempeño.

Como consecuencia de este pobre desempeño, las empresas muestran un retorno negativo sobre sus activos. Los indicadores convencionales de desempeño financiero declinaron ininterrumpidamente en el período de 1966-1987: la tasa de retorno sobre los activos cayó del 9.2% al 4.4%, la cobertura del servicio de la deuda aumentó de 2.0% a 2.6% y el promedio de autofinanciamiento decreció de un 24% a un 19%.

Las tarifas inadecuadas son un factor importante para un desempeño financiero pobre. Algunos estudios realizados por el Banco Mundial indican que el producto promedio de las tarifas en los países en desarrollo debería ser 0.10 USD/kWh (precios de 1989) para poder cubrir los costos marginales de largo plazo. Sin embargo, en muchos de estos países los niveles tarifarios se han mantenido por debajo de los costos marginales de largo plazo e incluso más abajo de los costos promedio de operación.

Históricamente, en los países subdesarrollados se ha considerado que mantener bajos los precios de la electricidad estimula el crecimiento industrial y permite conservar el apoyo político de campesinos y de la clase media urbana. En estos casos, los gobiernos proveen subsidios parciales para cubrir el déficit, a la vez que el desempeño de las empresas generadoras sufre aún más por la insuficiencia de fondos. Las tarifas de energía eléctrica han mostrado en muchos casos una fuerte tendencia al deterioro en términos reales, permaneciendo por debajo de los niveles que demanda la eficiencia del sector y acudiendo en algunos casos no justificados a subsidios cruzados, lo cual ha dado señales incorrectas a los consumidores promoviendo el uso ineficiente de la energía y causando serios problemas financieros a las empresas.

Las fuertes devaluaciones causadas por los problemas de balanzas de pagos, así como los esfuerzos de los gobiernos para frenar la inflación mediante un control estricto de precios del sector público motivaron una erosión en términos reales de las tarifas eléctricas que, entre 1972 y 1988, bajaron un 22%, en tanto que los costos de operación aumentaron un 14%.

Después de la drástica reducción del crédito ocurrida a principios de la década de los ochenta, los países de América Latina tuvieron dificultades para obtener recursos fiscales y a muchas empresas eléctricas les fue imposible atender el servicio de la deuda incrementada por los altos costos financieros originados por devaluaciones monetarias, tanto internas como externas, el retraso en los períodos de ejecución de los proyectos y la pérdida de credibilidad en los mercados financieros internacionales.

La problemática actual del sector eléctrico, agravada por la gran demanda de recursos de capital requeridos para atender su expansión, exige la activa participación del Estado, las empresas, el sector privado y los clientes. Igualmente, será necesario considerar todas las formas de organización empresarial, ya sea estatal, privada o mixta, y deberá aceptarse que el Estado cumpla un papel definido que permita fijar reglas claras, llevar a cabo una efectiva regulación que impulse la competencia, promueva el establecimiento de estructuras que reflejen los verdaderos costos económicos y así fomentar la producción y el uso eficiente de la energía.

La creciente preocupación por el deterioro ambiental complica los planes de expansión de la capacidad de las empresas generadoras de electricidad en muchos países en vías de desarrollo. La producción de electricidad está dentro de los más significativos factores contribuyentes para la contaminación local tanto del agua y el aire, así como de las emisiones de gases que promueven el *efecto invernadero* que pueden afectar el cambio climático.

Se estima que la combustión de combustible fósiles es responsable del 65% al 90% del total de las emisiones de bióxido de carbono derivadas de las actividades económicas del hombre. No obstante que en los países en desarrollo la explotación comercial de la energía contribuye con una cuarta parte de las emisiones globales de CO₂, una cantidad creciente de emisiones acompañará la rápida expansión de sus sectores de energía eléctrica. Las emisiones de componentes y partículas de SO_x y NO_x se incrementarán simultáneamente como resultado de las mismas actividades de generación de electricidad contribuyendo así a la precipitación ácida y a un descenso general de la calidad del aire, sobre todo en las zonas urbanas.

El requerimiento adicional de nuevo equipo para el control ambiental incrementará el costo de capital inicial de nuevas instalaciones incluyéndose las plantas de generación con carbón pulverizado. En contraste, cuando la tecnología integrada de gasificación de carbón/ciclo combinado de más alta eficiencia esté completamente comercializada, se espera que se compense mucho de su costo incremental a través de los beneficios ecológicos que se deriven de su utilización.

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO ^[5].

El desarrollo de largo plazo de la electrificación en México sintetiza un conjunto de interacciones complejas entre el proceso de crecimiento económico e industrialización, la estructura del sistema eléctrico y su operación, y la forma del desarrollo tecnológico tanto en el lado de la producción eléctrica, como en el consumo de electricidad. De hecho, la

[5] La información, las definiciones y las estadísticas particulares del Sector Eléctrico Nacional presentadas en este trabajo han sido tomadas de diversos documentos publicados por la CFE, los cuales están listados en la bibliografía incluida al final de este trabajo.

organización de este sector responde a este conjunto de interacciones y se inserta en su desarrollo también como parte activa.

El sector eléctrico ha tenido un impacto importante en la industrialización de México precisamente a través de su notable crecimiento, y por el hecho de que ha revolucionado un segmento importante de la actividad económica y ha afectado patrones de consumo energético en sectores amplios de la población. La nacionalización de esta industria en 1960 creó una nueva plataforma para integrar un sistema eléctrico nacional capaz de satisfacer la creciente —aunque asimétrica— demanda de electricidad por parte de la industria, los centros urbanos y las regiones agrícolas. Al mismo tiempo, este proceso le planteó al Estado grandes dificultades para lograr la integración tecnológica y económica de la industria eléctrica, reorganizar su marco institucional y armonizar los requerimientos financieros del sector con intereses y objetivos contrastante (entre los productores y los consumidores por un lado, y entre el sector y la economía, por el otro) ^[6].

En realidad, la preocupación del gobierno mexicano por el desarrollo eléctrico data de tiempo atrás, cuando se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 1937. Originalmente, ésta constituía una empresa paraestatal de reducidas dimensiones que cubría demandas aisladas, a través de sistemas de distribución controlados por empresas extranjeras. Sin embargo, en los años de la nacionalización, la CFE ya generaba casi la mitad del suministro eléctrico del país, llevaba a cabo obras de gran escala en Infiernillo (1,012 MW) y construía e instalaba plantas de combustóleo de hasta 600 MW ^[7]. La CFE generaba y distribuía electricidad directamente a través de sistemas bajo su control, y vendía el resto a los sistemas controlados por las empresas extranjeras, generalmente con base en arreglos demasiado complicados y poco ventajosos, que derivaban de la fragmentación del sistema y el control extranjero ^[8]. La expansión de la CFE y su creciente capacidad finalmente justificaron los planes para desarrollar una industria eléctrica nacional, en un nivel más alto de centralización y con la expectativa de proveer un mejor servicio para los cada vez mayores requerimientos de la economía mexicana.

El desarrollo eléctrico de México ha progresado de la existencia de sistemas aislados y pequeños, bajo propiedad extranjera y enfocados a una economía eminentemente rural, a sistemas interconectados y centralizados, bajo propiedad estatal y dentro de una economía predominantemente urbano-industrial. Los factores más significativos para el crecimiento acelerado del sistema eléctrico han sido: (i) el crecimiento manufacturero, (ii) la creciente intensidad de materiales básicos en la industrialización de México, (iii) la acelerada expansión del proceso de urbanización, (iv) la expansión de la gran industria paraestatal en las ramas básicas, de petroquímica y en la industria pesada, y (v) la ampliación de electrificación rural ^[9].

Empero, el proceso anterior ha sido especialmente problemático en cuanto a la integración tecnológica del sector, su organización institucional, el diseño de políticas armónicas y su consolidación financiera. Además, el progreso en materia de productividad ha sido irregular y las rigideces en los programas de inversión se volvieron abrumadoras.

^[6] M. Wionczek. La Industria Eléctrica en México, en *El Nacionalismo mexicano y la inversión extranjera*. Editorial Siglo XXI, México, 1977.

^[7] Evolución del sector eléctrico en México. Comisión Federal de Electricidad. México, 1977.

^[8] Raúl Monteforte. La organización del sector eléctrico mexicano: contexto internacional y perspectivas de cambio. Programa Universitario de Energía. Universidad Autónoma de México. México, 1991.

^[9] Raúl Monteforte. Energy and Styles of Development: the Case of Electricity in Mexico. Tesis Doctoral, Institute of Development Studies, Universidad de Sussex, Inglaterra, 1989.

El sector eléctrico tiene también un significado económico muy importante en sí mismo. Incluso después de los cortes a la inversión pública en el sector, éste absorbió alrededor del 15% del total de la inversión pública entre 1986 y 1989, y continúa representando una demanda significativa de bienes y servicios, resultando a menudo que el sector es el comprador principal de una gran gama de productos en la economía nacional ^[10].

Por otra parte, el proceso de electrificación ha descansado mayormente en la rápida instalación de plantas de combustóleo de escala incremental. Al mismo tiempo, la generación eléctrica y los sistemas de transmisión y distribución han evolucionado hacia redes integradas, a niveles más altos de centralización y configuración sistémica. En particular, la creciente intensidad energética de la industrialización petrolizada de México en los últimos años generó una respuesta acorde, de corto plazo, en el sector eléctrico, caracterizada por un crecimiento sumamente dinámico del consumo de petróleo para la generación eléctrica misma. Es así que, conforme este patrón de desarrollo se ha consolidado, el sistema de generación de electricidad se afianza como el tercer mayor consumidor de hidrocarburos en la economía energética nacional, únicamente por debajo del sector transporte y de la propia industria petrolera ^[11].

La industria eléctrica está insertada dentro del sector energético nacional, el cual es un elemento clave de la economía tanto por su contribución al producto interno bruto, los ingresos por exportación, así como por los ingresos fiscales de la Federación. A pesar de sus innegables aportaciones al proceso de desarrollo, el impacto del sector energético como agente promotor del crecimiento no ha sido tan efectivo y equilibrado como sería deseable. Actualmente, este sector enfrenta una problemática variada y compleja de carácter estructural:

- Se observa un alto consumo de energía por unidad de producto producido; así el consumo total de energía ha crecido a tasas mayores que el propio Producto Interno Bruto.
- Se ha mantenido una fuerte dependencia nacional con respecto a los hidrocarburos, lo cual en una perspectiva a largo plazo entraña un alto grado de vulnerabilidad.
- La estructura del consumo nacional de energía muestra valores sumamente elevados en los sectores energético y de transporte, mientras el sector agropecuario muestra valores extremadamente bajos.

Desde el punto de vista energético, México es un país prácticamente dependiente en exclusiva de hidrocarburos. Datos estadísticos recientes confirman lo anterior. Durante 1995, la producción total de energía primaria fue 2,090.17 petacalorías, correspondiendo el 89.3% a hidrocarburos (petróleo, combustóleo y gas natural), 4.9% a electricidad, 3.8% a biomasa y 2.0% a carbón ^[12].

Es evidente que en México la aparente abundancia y bajo costo de los energéticos aunada a la implementación de estrategias energéticas basadas en subsidios, monodependencia energética y prácticas de monopolio de Estado han provocado patrones de consumo elevados. Esta situación se refleja en la utilización intensiva e ineficiente de la energía que ha prevalecido, sobre todo en las últimas tres décadas, lo cual ha ocasionado un agotamiento acelerado de los recursos energéticos no renovables del país, limitando un crecimiento adecuado de la productividad y la economía, provocando además un grave deterioro en el medio ambiente.

[10] Del monto total de inversión del sector público durante 1997, más de la mitad (56.4%) corresponderá al sector energético, ascendiendo la inversión aplicada en la industria eléctrica a casi 2,300 millones de dólares. Sector de la Energía - Programa de Trabajo 1997. Marzo, 1997.

[11] Balance Nacional de Energía 1995. Secretaría de Energía. Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos. México. Noviembre de 1996.

[12] Ibidem.



Figura 1.4. Composición del Sector Energía en México

En particular, durante las últimas décadas el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a un ritmo acelerado. En 1960 la capacidad de generación instalada en México era de 3,021 MW ^[13] y la demanda era abastecida por sistemas eléctricos independientes entre sí; a partir de entonces, el SEN se ha desarrollado en el marco de un proceso de planificación con objeto de mejorar continuamente las condiciones del suministro ^[14].

Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 kV y 400 kV), la interconexión de sistemas, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, así como el aprovechamiento de la energía geotérmica, la energía nuclear y el carbón.

Actualmente, el Sistema Eléctrico Nacional está subdividido en nueve áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur (Figura 1.5). El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está formado por las siete primeras áreas, las cuales cubren prácticamente todo el macizo continental; las otras dos áreas, que corresponden a la península de Baja California, permanecen como sistemas independientes debido a que su interconexión con el resto de la red nacional no se ha justificado por razones técnicas y económicas. No obstante, el sistema eléctrico de Baja California se mantiene interconectado al sistema eléctrico de la región occidental de los Estados Unidos a través de dos líneas de transmisión de 230 kV, lo cual le ha permitido a la CFE realizar intercambios de energía con varias empresas eléctricas de aquel país y recibir apoyo en situaciones de emergencia.

Al interconectar las áreas del sistema eléctrico se ha logrado: (i) reducir el requerimiento de capacidad instalada, aprovechando la diversidad de las demandas y compartiendo las reservas de capacidad; (ii) el intercambio de energía entre regiones, resultando en una disminución de costos para todo el conjunto; (iii) mejorar la confiabilidad del suministro ante condiciones de emergencia.

[13] Hacia el siglo XXI. Comisión Federal de Electricidad. México. 1992.

[14] Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico. Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. México. 1994.

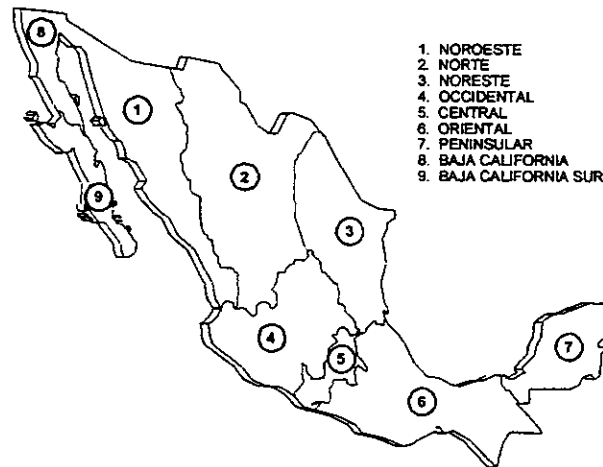


Figura 1.5. Áreas del Sistema Eléctrico Nacional

Generación.

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tecnologías que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria. A diciembre de 1996 la capacidad instalada diseminada a lo largo del territorio nacional alcanzó los 34,791 MW (ver Tablas 1.1 y 1.2). Esta cifra se incrementó en 1,753 MW debido a la entrada en operación comercial de las unidades 5 y 6 de la central termoeléctrica Tuxpan con 350 MW cada una, así como la unidad 4 de la central Carbón II con 350 MW de capacidad, las unidades 1 y 2 de Temascal II con 100 MW cada una, la unidad 1 de la central hidroeléctrica Luis Donaldo Colosio con 211 MW, y las unidades 1 y 2 de la central hidroeléctrica Zimapán con 146 MW cada una.

TABLA 1.1
CAPACIDAD EFECTIVA POR ÁREA (MW) a diciembre de 1996

ÁREA	HE	TC	CC	TG	CI	DUAL	CE	GTE	NE
NOROESTE	941	2,162		155					
NORTE	28	1,074	200	253					
NORESTE	118	1,685	378	170			2,600		
OCCIDENTAL	1,797	3,508	218			2,100		88	
CENTRAL	1,902	2,474	482	374					
ORIENTAL	5,248	2,217	422	43				38 ⁽¹⁾	1,309
PENINSULAR		442	212	402	1				
BAJA CALIFORNIA		620		177				620	
BAJA CALIFORNIA SUR		113		96	75				
ZONAS AISLADAS				5	45				
TOTAL	10,034	14,295	1,912	1,675	121	2,100	2,600	746	1,309
	28.8%	41.1%	5.5%	4.8%	0.3%	6.0%	7.5%	2.1%	3.8%

⁽¹⁾ Incluye 1.6 MW de la Central Eólica "La Venta" en Oaxaca.

HE = Hidroeléctricas TC = Termoeléctricas convencionales CC = Ciclo combinado TG = Turbogas
 CI = Combustión interna CE = Carboeléctricas GTE = Geotermoeléctricas NE = Nucleoeléctricas

FUENTE: Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico. Comisión Federal de Electricidad. Septiembre de 1997.

El mayor desarrollo en cuanto a centrales hidroeléctricas se encuentra en la cuenca del Río Grijalva en el sureste del país y está integrado por las centrales Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas; la capacidad total del conjunto es 3,900 MW que representan 39% de la capacidad hidroeléctrica en operación a diciembre de 1996. Otro desarrollo importante se ubica en la cuenca del Río Balsas, el cual está integrado por las centrales Infiernillo, El Caracol y la Villita, con un total de 1,895 MW que corresponde al 19% de la capacidad total hidroeléctrica. En 1994 entró en operación la central Aguamilpa ubicada en la cuenca del río Santiago con 960 MW que corresponden al 9.6% de la capacidad total hidroeléctrica. El 32.4% restante se encuentra distribuido en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Pánuco, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

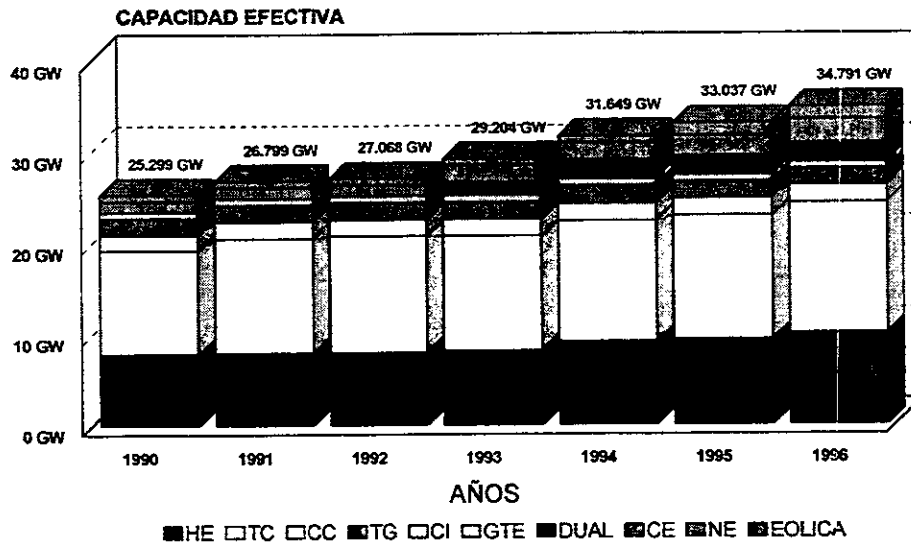


Figura 1.6. Capacidad de Generación del Sistema Eléctrico Nacional.

La energía eléctrica generada a partir de hidrocarburos proviene de centrales de diferentes capacidades y tecnologías. El combustóleo es la fuente primaria utilizada en unidades de carga base que se encuentran localizadas principalmente en los puertos o en la proximidad de refinерías de Petróleos Mexicanos. El gas se utiliza en centrales ubicadas en las zonas metropolitanas del Distrito Federal y Monterrey, y también para abastecer a las unidades de ciclo combinado. El diesel es usado en unidades que operan durante los periodos de carga pico y en las que absorben la demanda en zonas aisladas.

El desarrollo carboeléctrico de mayor importancia se localiza en el estado de Coahuila, al cual pertenecen las centrales Río Escondido con 1,200 MW y Carbón II con 1,400 MW en operación. Petacalco es una central carboeléctrica con flexibilidad para quemar combustóleo localizada en el límite de los estados de Michoacán y Guerrero que cuenta con 2,100 MW de capacidad.

El mayor aprovechamiento de energía geotérmica se encuentra en la central Cerro Prieto ubicada en las proximidades de Mexicali, B.C., la cual cuenta con 620 MW de capacidad que representan el 83.3% de la capacidad geotermoeléctrica en operación en México. El 16.7% restante se localiza en las poblaciones de Los Azufres en Michoacán y Los Humeros en Puebla. La única central nucleoeeléctrica existente en nuestro país es Laguna Verde y se encuentra en el municipio de Alto Lucero, Ver.; esta central cuenta con dos unidades de 654.5 MW, siendo las fechas de entrada en operación comercial septiembre de 1990 para la primera unidad y abril de 1995 para la segunda.

TABLA 1.2
ENERGÍA GENERADA EN 1996 PARA LAS PRINCIPALES CENTRALES EN OPERACIÓN

CENTRAL	TIPO	COMBUSTIBLE	CANT. UNID.	CAPACIDAD (MW)	GENERACIÓN (GWh)	FACTOR DE PLANTA
Francisco Pérez Ríos	TC	Comb./Gas	11	1,982	12,811	73,80%
Tuxpan	TC	Combustóleo	6	1,400	11,730	63,80%
Río Escondido	CE	Carbón	4	1,200	8,929	84,90%
Laguna Verde	NE	Uranio	2	1,309	7,878	68,70%
Petalcalco	DUAL	Combustóleo	6	2,100	2,775	15,10%
Carbón II	CE	Carbón	4	1,050	8,806	71,80%
Chicoasén	HE		5	1,500	6,476	49,30%
Cerro Prieto	GTE		9	620	4,648	85,60%
Villa de Reyes	TC	Combustóleo	2	700	3,923	64,00%
Valle de México	TC	Gas	7	838	3,708	50,50%
Infiernillo	HE		6	1,000	3,653	41,70%
Salamanca	TC	Combustóleo	4	866	4,592	60,50%
Manzanillo II	TC	Combustóleo	2	700	4,796	78,20%
Altamira	TC	Combustóleo	4	770	4,016	59,50%
Puerto Libertad	TC	Combustóleo	4	632	3,489	63,00%
Mazatlán II	TC	Combustóleo	3	616	3,160	58,60%
Malpaso	HE		6	1,080	4,264	45,10%
Presidente Juárez	TC	Combustóleo	8	680	2,785	46,70%
Manzanillo	TC	Combustóleo	4	1,200	3,683	35,00%
Monterrey	TC	Comb./Gas	6	465	2,305	56,60%
Huinalá	CC	Gas	5	378	2,285	69,00%
Francisco Villa	TC	Combustóleo	5	399	2,483	71,00%
Angostura	HE		5	900	3,063	38,90%
Samalayuca	TC	Comb./Gas	2	316	2,267	81,90%
Guaymas II	TC	Combustóleo	4	484	2,508	59,10%
Lerdo (Gpe. Victoria)	TC	Combustóleo	2	320	2,100	74,90%
Aguamilpa	HE		3	960	1,392	16,50%
Río Bravo	TC	Comb./Gas	3	375	1,689	51,40%
Dos Bocas	CC	Gas	6	422	2,263	61,20%
Topolobampo	TC	Combustóleo	4	385	1,507	44,70%
Peñitas	HE		4	420	1,935	52,60%
La Villita	HE		4	295	1,420	55,00%
El Caracol	HE		3	600	1,012	19,30%
El Sauz	CC	Gas	4	218	1,196	62,60%
Valladolid	CC	Comb./Diesel	5	287	1,244	49,50%
Lerma (Campeche)	TC	Combustóleo	4	150	795	60,50%
Gómez Palacio	CC	Gas	3	200	1,076	61,40%
Mérida II	TC	Combustóleo	3	198	976	56,30%
Los Azufres	GTE		12	88	744	96,50%
Mazatepec	HE		4	220	597	31,00%
Temascal	HE		6	354	1,074	34,60%
El Novillo	HE		3	135	389	32,90%
Punta Prieta	TC	Combustóleo	3	113	594	60,00%
Jorge Luque	TC	Gas	8	362	701	22,10%
Poza Rica	TC	Combustóleo	3	117	259	25,30%

HE = Hidroeléctricas TC = Termoelectricas convencionales CC = Ciclo combinado TG = Turbogas
 CI = Combustión interna CE = Carboeléctricas GTE = Geotermoelectricas NE = Nucleoeléctricas

FUENTE: Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico. Comisión Federal de Electricidad. Septiembre de 1997.

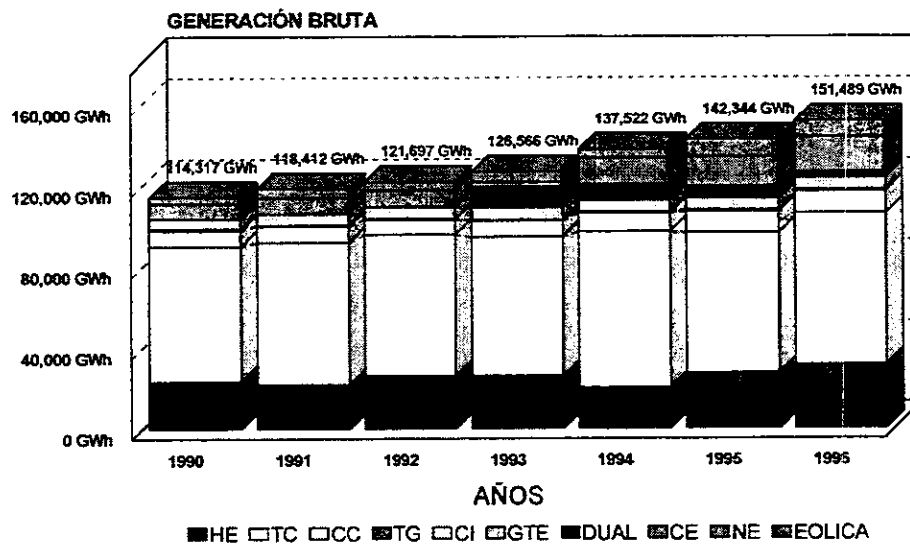


Figura 1.7. Generación Bruta del Sistema Eléctrico Nacional.

Transmisión.

Para hacer factible la transmisión de energía eléctrica a distancias considerables y además disminuir las pérdidas de energía, es necesario elevar el voltaje obtenido en las terminales del generador. Esto se logra con las subestaciones elevadoras, localizadas en las centrales generadoras que permiten la transmisión de la energía eléctrica a las áreas de consumo, donde nuevamente se transforma a las tensiones adecuadas, por medio de subestaciones reductoras.

La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión menor. Esta alimentación puede hacerse directamente desde la red de transmisión, reduciendo la tensión en un solo paso al nivel de distribución, o bien, a través de un sistema de subtransmisión o repartición, utilizando un nivel de tensión intermedio.

La elevación y la reducción de la tensión y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realiza en las subestaciones, las cuales constituyen los nodos de la red, cuyas ramas están constituidas por las líneas de transmisión. De acuerdo con la función que realizan, las subestaciones pueden clasificarse como:

- Subestaciones elevadoras de las plantas generadoras.
- Subestaciones de interconexión de la red de alta tensión.
- Subestaciones reductoras para alimentar los sistemas de subtransmisión o de distribución.

La red de transmisión se ha expandido considerando la magnitud y dispersión geográfica de la carga, así como la localización geográfica de las centrales generadoras. En muchas áreas del país las fuentes generadoras y los centros de consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión entre ellos se ha realizado gradualmente, a medida que las obras necesarias se han justificado técnica y económicamente.

Debido a la estructura radial y la extensa cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones del sistema depende de manera importante de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. En términos generales, la potencia máxima de transmisión de un enlace depende de las siguientes variables:

- Límite térmico de operación de los conductores,
- Control de voltaje en los extremos del enlace, y
- Margen de seguridad para preservar la integridad y estabilidad del sistema al ocurrir una contingencia crítica.

Con el propósito de ilustrar la capacidad de transmisión de los enlaces entre diferentes regiones, se ha dividido el sistema eléctrico nacional en 32 regiones (ver Figura 1.8); cada enlace está constituido por una o más líneas de transmisión según se muestra en la Tabla 1.3.

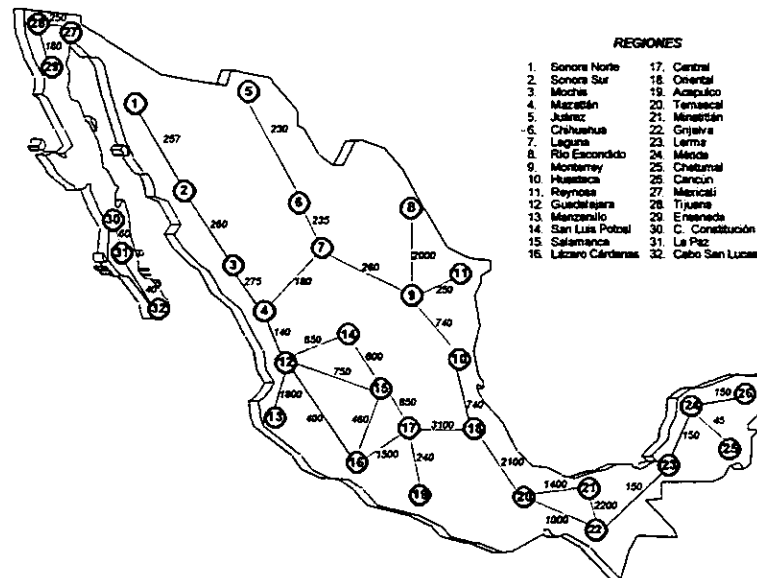


Figura 1.8. Sistema Eléctrico Nacional. Capacidad de Transmisión entre regiones (MW)

A diciembre de 1996, el sistema eléctrico nacional tenía 66,416 km de líneas de transmisión operando en los niveles de tensión desde 69 kV hasta 400 kV; del total anterior, el 17.07% correspondió a líneas de 400 kV, el 28.42% a líneas de 230 kV y el 54.51% restante, a líneas con tensiones nominales comprendidas en el rango de 69 kV a 161 kV ^[15].

En cuanto a subestaciones de transmisión y distribución, el sistema eléctrico nacional tenía una capacidad instalada de 117,173 MVA. Durante 1996, se incrementó la longitud de la red de transmisión en 823.3 km-c, y la capacidad de transformación en 1,949.4 MVA ^[16].

[15] Informe Anual 1996. Comisión Federal de Electricidad. Mayo de 1997.

[16] Ibidem.

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD
DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

TABLA 1.3
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LOS ENLACES EN 1996 (MW)

REGIÓN	REGIÓN	SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN	TENSIÓN (kV)	Nº DE CIRCUITOS	CAPACIDAD TOTAL (MW)
Sonora Norte	Sonora Sur	Hermosillo	PV Guaymas	230	2	257
Sonora Sur	Mochis	Navjoa	Los Mochis	230	2	260
Mazatlán	Mochis	Mazatlán	Culacán	230	2	275
Mazatlán	Laguna	Mazatlán	Durango	230	1	180
Mazatlán	Guadalajara	Mazatlán	Tepic	400 *	1	140
Chihuahua	Juárez	Chihuahua	Moctezuma	230	2	230
Laguna	Chihuahua	Gómez Palacio	Camargo	230	2	235
Laguna	Monterrey	V. de García	Torreón Sur	400 *	1	
		Andalucía	Saltillo	230	1	260
		Río Escondido	Monclova	400	2	
Río Escondido	Monterrey	Nueva Rosita	Monclova	230	1	2000
		Carbón II	Lampazos	400	2	
		Humalá	Aeropuerto	400 *	1	
Monterrey	Reynosa	Humalá	Aeropuerto	230	1	250
Monterrey	Huasteca	Guernez	Altamira	400	2	740
Huasteca	Oriental	Altamira	Poza Rica	400	2	740
		Manzanillo	Acatlán	400	1	
		Manzanillo	Atequiza	400	1	
		Manzanillo	Mazamitla	400	1	1800
		Manzanillo	Tapeixtles	400	1	
		Cd. Guzmán	Acatlán	230	1	
Guadalajara	S. Luis Potosí	Teststín	Aguascalientes	400	1	650
		Atequiza	Aguascalientes	400	1	
Guadalajara	Bajío	Atequiza	Salamanca	400	1	
		Atequiza	Carapan	230	1	750
		Mazamitla	Carapan	400	1	
Bajío	S. Luis Potosí	Aguascalientes	León	230	2	600
		Querétaro	PV S. Luis Potosí	230	2	
L. Cárdenas	Bajío	Infiernillo	Carapan	400	1	460
L. Cárdenas	Guadalajara	Infiernillo	Mazamitla	400	1	400
		Carapan	Salamanca	400	1	500
Occidental		Carapan	Salamanca	230	1	120
		Salamanca	Tula	400	1	
Bajío	Central	El Sauz	Valle de México	230	1	450
		El Sauz	Tula	400	1	
L. Cárdenas	Central	Infiernillo	Donato Guerra	400	2	950
		Puebla	Texcoco	400	2	
		Tuxpan	Texcoco	400	2	
Oriental	Central	Poza Rica	Tula	400	1	3100
		Tecali	Topilejo	400	1	
		Texcoco	Zocac	230	1	
		Zocac	Valle de México	230	1	
Acapulco	Central	Acapulco	Mezcala	230	2	240
		Puebla	Temascal	400	2	
Oriental	Temascal	Tecali	Temascal	400	1	2100
		Veracruz	Temascal	230	2	
Grijalva	Lerma	Escárcega	kilómetro 20	230	2	150
Temascal	Grijalva	Temascal	Jule	400	2	1000
Minatitlán	Grijalva	Minatitlán	Malpaso	400	3	2200
Temascal	Minatitlán	Temascal	Minatitlán	400	2	1400
		Escárcega	Ticul	230	1	
Lerma	Mérida	Lerma	Ticul	115	1	150
		PV Lerma	Mérida	115	1	
		PV Lerma	Maxcanu	115	1	
		Mérida	Valladolid	230	1	
Mérida	Cancún	Mérida	Motul	115	1	150
		Mérida	Valladolid	115	1	
Mérida	Chetumal	Ticul	Chetumal	115	1	45
Mexicali	Tijuana	Rosita	Tijuana	230	2	250
Tijuana	Ensenada	Rosario	Ensenada	230	1	180
C. Constitución	La Paz	Constitución	Punta Prieta II	115	2	60
La Paz	Cabo S. Lucas	El Triunfo	Santiago	115	1	40

FUENTE: Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico. Comisión Federal de Electricidad, Septiembre de 1997.

Distribución.

Los sistemas de distribución comprenden las partes del sistema eléctrico que están más estrechamente ligadas con los usuarios, y se extienden desde las barras de las grandes subestaciones de potencia hasta la entrada de los servicios donde se miden los consumos de la energía, cubriendo los niveles de tensión de 2.4 kV a 34.5 kV.

Paralelamente a la reactivación económica, durante 1996 las ventas totales de CFE se incrementaron 6.8% con respecto al año anterior. Estas ventas se distribuyeron de la siguiente forma: 45.4% en el sector industrial, 23.4% en ventas a Luz y Fuerza del Centro ^[17], 17.8% en el sector residencial, 8.6% en los sectores agrícola y servicios, y 4.8% en el sector comercial. En 1996, el sector industrial registró un crecimiento en ventas de energía de 13.4%; el residencial tuvo un crecimiento de 1% como resultado del incremento en el número de usuarios. El sector servicios presentó un decremento del 6%, tendencia influenciada debido a que muchos de los usuarios de bombeo de agua municipales han optado por un cambio a las tarifas industriales. El sector agrícola incrementó sus consumos en 13.2%, originado por una menor precipitación pluvial registrada en el país. Sin embargo, el sector comercial reflejó aún la caída del crecimiento económico, mostrando un decremento de 1.5%.

**TABLA 1.4
VENTAS POR TIPO DE SERVICIO (GWh)**

SECTOR	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Residencial	15,963	17,224	18,770	19,935	21,765	22,387	22,613
Comercial	5,205	5,465	5,884	6,075	6,342	6,237	6,142
Industrial	40,653	41,236	41,279	42,800	47,323	50,946	57,789
<i>Empresa mediana</i>	<i>19,560</i>	<i>20,706</i>	<i>21,862</i>	<i>22,896</i>	<i>25,043</i>	<i>25,891</i>	<i>28,696</i>
<i>Gran industria</i>	<i>21,093</i>	<i>20,530</i>	<i>19,417</i>	<i>19,904</i>	<i>22,280</i>	<i>25,055</i>	<i>29,093</i>
Servicios	3,140	3,307	3,477	3,680	3,713	3,737	3,512
Agrícola	6,614	6,408	5,592	5,832	6,475	6,593	7,461
Otros *	24,442	25,164	26,678	27,870	29,178	29,291	29,754
TOTAL	96,017	98,804	101,680	106,192	114,796	119,191	127,271

* Incluye ventas netas a LyFC y exportación
FUENTE: Informe Anual 1996. Comisión Federal de Electricidad. Mayo de 1997.

En 1970, el 51.2% de los 48'225,000 habitantes contaba con el servicio de energía eléctrica; para 1980, el 84% de los mexicanos disfrutaban de electricidad, mientras que a 1997, el 95% de los habitantes tienen luz en casa (83.4% de los habitantes de las áreas rurales y 99.0% de las zonas urbanas). Entre 1995 y 1996 se electrificaron 3,187 poblados rurales y 943 colonias populares en beneficio de 1'114,433 mexicanos. Pese a que en México existen poco más de 87 mil localidades rurales no electrificadas, 41,895 de ellas sólo cuentan con una vivienda; 14,116 cuentan con dos; en 22,444 habitan entre 11 y 99 personas, y sólo en 8,611 viven más de 100 mexicanos. De acuerdo con el *Programa de*

[17] Luz y Fuerza del Centro (LyFC) es una empresa descentralizada creada por decreto presidencial el 9 de febrero de 1994, cuyo antecedente inmediato fue la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), la cual desde la Nacionalización de la Industria Eléctrica -en septiembre de 1960- fue un ente en liquidación. Al otorgársele patrimonio y personalidad jurídica propios, LyFC deja de ser un área funcional más de CFE para convertirse en su principal cliente, concentrando aproximadamente el 25% de sus ventas totales.

Electrificación de Poblados Rurales y Colonias Populares, durante 1997 se dotará de este servicio público a 5,205 poblados rurales y a 1,200 colonias populares para beneficiar a un millón 709 mil habitantes ^[18].

SECTOR	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Residencial	10,766,907	11,342,268	11,936,569	12,495,985	13,058,071	13,587,339	14,011,456
Comercial	1,301,019	1,364,298	1,410,361	1,460,037	1,518,156	1,557,426	1,605,094
Industrial	50,960	53,970	58,212	62,127	66,240	70,356	74,782
<i>Empresa mediana</i>	<i>50,706</i>	<i>53,707</i>	<i>57,931</i>	<i>61,824</i>	<i>65,919</i>	<i>70,003</i>	<i>74,408</i>
<i>Gran industria</i>	<i>254</i>	<i>263</i>	<i>281</i>	<i>303</i>	<i>321</i>	<i>353</i>	<i>374</i>
Servicios	59,830	62,217	66,209	70,122	74,923	80,085	82,132
Agrícola	75,802	75,749	76,635	77,652	79,452	79,416	81,230
TOTAL	12,254,518	12,898,502	13,547,986	14,165,923	14,796,842	15,374,622	15,854,694

FUENTE: Informe Anual 1995. Comisión Federal de Electricidad. Mayo de 1997.

PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica tienen periodos largos de maduración; debido a lo anterior, es necesario planificar la expansión del sistema eléctrico a largo plazo.

Una etapa previa a la planificación del sistema eléctrico es la identificación de las opciones factibles y la elaboración de catálogos que contengan la información técnica y las estimaciones de costos de los proyectos candidatos que podrían formar parte del programa de expansión. Para conformar dichos catálogos, las empresas eléctricas desarrollan permanentemente actividades de identificación, estudio y evaluación de proyectos y tecnologías, con base en la información obtenida de publicaciones internacionales y del trabajo de grupos especializados en proyectos de generación y transmisión.

La planificación de todo sistema eléctrico tiene como principio la obtención de un programa de expansión, cuya suma de los costos de inversión, operación y déficit del suministro en el horizonte considerado sea el mínimo. La obtención del programa de expansión óptimo se determina mediante modelos de simulación y optimización. La capacidad requerida considera el impacto de diversos factores en la confiabilidad del sistema: (i) variaciones horaria y estacional de la demanda, (ii) disponibilidad aleatoria de las unidades generadoras y de las líneas de transmisión, y (iii) incertidumbre de las precipitaciones pluviales asociada a la infraestructura hidráulica.

El margen de reserva es el resultado de un análisis costo-beneficio de las adiciones de capacidad tomando en cuenta el costo para la economía del déficit de suministro. De esta manera, la planificación del sistema eléctrico debe realizarse de manera integral, analizando la expansión de la generación de las diferentes regiones del sistema conjuntamente con las adiciones a la red de transmisión.

[18] Quiénes somos... Descripción de una preciada empresa, en *El Plan para la Próxima Década*. CFE. 1997.

Tradicionalmente, la planeación del sistema eléctrico se basa en el pronóstico que refleja las expectativas de crecimiento económico y, mediante estudios de sensibilidad, se determinan las estrategias para manejar los eventos de riesgo e incertidumbre que afectan el desarrollo de la capacidad de suministro. La estimación de la demanda de energía eléctrica es resultado de la aplicación coordinada de modelos econométricos sectoriales y regionales, cuyas estimaciones se sustentan en solicitudes formales de servicio e investigaciones de mercado.

El proceso de estimación consiste en: (i) ajustar y perfeccionar los modelos sectoriales cuyas variables independientes son socioeconómicas, las cuales reflejan la evolución histórica de las ventas de cada sector, y (ii) efectuar e integrar las proyecciones de las ventas sectoriales para obtener las ventas totales de la siguiente década. En la estimación de los requerimientos de capacidad de generación del sistema eléctrico intervienen las siguientes variables:

Energía necesaria y demanda de capacidad: Esta variables es *per se* incierta, puesto que se debe estimar con muy amplia anticipación. Las estimaciones de energía necesaria se ajustan anualmente considerando los programas de reducción de pérdidas y eficientización del lado de la oferta.

Capacidad existente: La constituye la suma de las capacidades de medios disponibles en el sistema (centrales de generación, compras en firme, etc.) al inicio del periodo decenal que comprende el estudio.

Capacidad comprometida: Está formada por los incrementos de capacidad que entrarán en operación a lo largo del periodo, ya sea fuentes de generación en proceso de construcción, licitación o ya contratadas, así como compras firmes de capacidad, incluyendo importaciones.

Capacidad retirada: Es la capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del periodo como consecuencia de la terminación de la vida útil y/o económica de las instalaciones ^[19], o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.

Adiciones de capacidad por rehabilitación: Es capacidad recuperada mediante el *repowering* de centrales con capacidad cegrada.

Adiciones de capacidad por modernización: Es capacidad que se logra mediante la incorporación de adelantos tecnológicos y/o mejoras en los procesos de generación.

Capacidad adicional: Capacidad no comprometida que será suministrada a través de nuevas inversiones o contrataciones.

Las adiciones de capacidad de transmisión que se requieren para abastecer la demanda esperada a costo mínimo y con los criterios de seguridad y calidad, también se determinan mediante estudios técnicos y económicos de las opciones disponibles. Los beneficios que se derivan de la expansión de la red están relacionados con uno o más de los conceptos siguientes:

- *Confiabledad:* Reducción del valor esperado de la energía no suministrada debido a posibles fallas de los elementos del sistema.

[19] La definición de los retiros se basan en 35 años de vida útil para las unidades de una termoeléctrica convencional y 25 años para las unidades turbogas. En la práctica, el retiro de unidades se basa en un estudio costo-beneficio que puede conducir a la decisión de rehabilitar o modernizar las unidades en vez de retirarlas de servicio.

- *Seguridad:* Posibilidad de mantener operando en sincronismo las unidades generadoras inmediatamente después de una contingencia crítica de generación y/o transmisión.
- *Calidad:* Posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables para el sistema y sus usuarios.
- *Economía de la operación:* Reducción de los costos de operación del sistema eléctrico.

Despacho de carga.

Los resultados de la operación del sistema eléctrico constituyen la primera fuente de información para retroalimentar y/o ajustar la planeación de la expansión del mismo; la operación de los sistemas de potencia frecuentemente se centraliza en un centro de despacho y control de carga. En términos generales, el funcionamiento de todo centro de despacho y control de carga está estrechamente vinculado a la resolución de los siguientes problemas: (i) el despacho económico, (ii) la asignación de unidades, (iii) la coordinación hidro-térmica de largo y corto plazo, y (iv) la confiabilidad y costo de falla.

Para el despacho económico, se supone un sistema con N unidades de generación conectadas a un nodo y sirviendo a una carga eléctrica P_R . La entrada de cada unidad es el costo de la unidad representado por F_i y la salida de cada unidad es su capacidad eléctrica, la cual puede alimentar una carga P_i . De esta manera, el costo total del sistema eléctrico es la suma de los costos de cada una de las unidades de generación. La restricción esencial sobre la operación de este sistema, es que la suma de las potencias de salida debe ser igual a suma de la carga demandada y sus pérdidas asociadas representadas por P_L .

En el caso del Sistema Eléctrico Nacional, la demanda total del sistema es generalmente mayor durante el mediodía y el atardecer, cuando las cargas industriales son altas y la iluminación está encendida; la demanda es menor desde la medianoche y hasta el amanecer del día siguiente; se presentan variaciones semanales, siendo más intenso el uso de electricidad durante los días laborables en comparación con los fines de semana. Este hecho es la principal razón de la existencia del problema de asignación de unidades, esto es, asignar una unidad de generación es conectarla para que pueda suministrar potencia a la red; claro está, que el problema surge cuando se requiere sacar unidades para reserva y dejarlas en línea de espera.

Cabe destacar la diferencia esencial entre la asignación de unidades y el despacho económico; el problema de despacho económico asume que existen N unidades siempre conectadas al sistema y su propósito es encontrar la política óptima de operación para las N unidades. El problema de asignación de unidades es más complejo; se parte de la disponibilidad de N unidades y una demanda pronosticada a satisfacer; entonces existe un número de subconjuntos —cuyos elementos son algunas de las N unidades— que pueden satisfacer la demanda esperada, y la resolución del problema de asignación es encontrar aquel subconjunto que minimiza el costo de operación.

La coordinación de la operación de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas involucra un programa de probables derrames del agua almacenada en las presas. La elaboración de este programa en el largo plazo requiere pronosticar la disponibilidad de agua (escurrimientos) y conocer los derrames comprometidos en un intervalo de tiempo, variable que depende de las capacidades de los vasos. Para elaborar el programa a largo plazo de los derrames se establecen tres condiciones posibles de hidraulicidad (seca, media y húmeda). De esta manera, si se considera el escenario medio es posible ahorrar producción costosa al sustituir la generación termoeléctrica por hidroelectricidad; en el escenario

seco, las plantas hidroeléctricas funcionarán para minimizar el riesgo de violar restricciones operativas: embalses conectados a otros vasos, nivel de aguas mínimo^[20], nivel de aguas máximo extraordinario^[21], nivel de seguridad de los embalses (para evitar inundaciones), etc.

Para definir una política de operación en el corto plazo (un día o una semana) se requiere un programa hora a hora de todas las unidades de generación que permita minimizar el costo de producción para un periodo particular. Bajo estas condiciones, la demanda (carga), los escurrimientos a los embalses (lluvias) y la disponibilidad de cada unidad son variables conocidas que en adición a un conjunto de condiciones iniciales (i.e. niveles en los vasos), sirven para determinar la operación óptima horaria que minimiza una función objetivo sujeta a las restricciones operativas de las presas, de las termoeléctricas y del sistema de potencia en general.

Se ha mencionado que la planeación de un sistema eléctrico se basa en el pronóstico que refleja las expectativas de crecimiento económico, y que el proceso de estimación de la demanda de energía eléctrica incluye el ajuste y perfeccionamiento de los modelos sectoriales que reflejan la evolución histórica de las ventas de cada sector; el centro de despacho y control de carga es uno de los proveedores de información más fiable para realizar dicho ajuste. Escoger un plan de expansión del sistema entre otros muchos disponibles es una actividad compleja, especialmente cuando las proyecciones están realizadas con base en un ambiente de incertidumbre donde la demanda futura pronosticada tiene un carácter eminentemente aleatorio, al igual que las siguientes variables: (i) confiabilidad de las unidades; (ii) costo y disponibilidad de combustibles; (iii) legislación para combatir la contaminación y sus costos; (iv) costos de construcción; (v) tiempo de puesta en marcha de las unidades; y (vi) disponibilidad y costos de capital. Es difícil predecir las incertidumbres mencionadas; sin embargo, es posible determinar si un plan de expansión satisface un nivel deseado de confiabilidad.

En el caso particular de la CFE y derivado de: la Nacionalización de la Industria Eléctrica decretada en 1960, la necesidad de aprovechar los recursos hidroeléctricos del país, la unificación de frecuencias, y la interconexión de los sistemas, se hizo necesario crear una entidad encargada de la operación, control y coordinación de los incipientes sistemas eléctricos de ese entonces. Es así que hace 1963 se creó la Oficina de Operación Nacional de Sistemas y las Oficinas de Operación Sistema en varias partes del país, lo cual constituye el antecedente de lo que hoy se conoce como el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El CENACE es un organismo creado con el propósito de administrar la operación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las transacciones entre unidades de negocios de CFE y permisionarios externos, así como el acceso a la red de transmisión eléctrica. Para el logro de esta misión, el CENACE ha establecido los siguientes objetivos estratégicos:

- La *continuidad*, que consiste en la acción de suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios con base en la normativa y reglamentos vigentes aplicables;
- La *calidad* en el servicio prestado, que implica mantener el suministro dentro de estándares internacionales medidos en términos de los valores de voltaje y frecuencia;

[20] Nivel de aguas mínimo de operación: La elevación mínima del nivel del agua en el vaso para que puedan operar las turbinas alimentadas directamente desde tuberías forzadas o conductos a presión, o para extraer del vaso el gasto de diseño del canal o conducto sin presión.

[21] Nivel de aguas máximas extraordinarias: La elevación del nivel máximo del agua que admite la presa en condiciones de seguridad al ocurrir la avenida de diseño.

- La *seguridad* en la operación, la cual obliga a mantener las condiciones del sistema eléctrico de potencia dentro de márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios; y
- La *economía* que implica satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global con base en la disponibilidad de unidades generadoras, energéticos primarios, escurrimientos hidráulicos y restricciones en la red de transmisión.

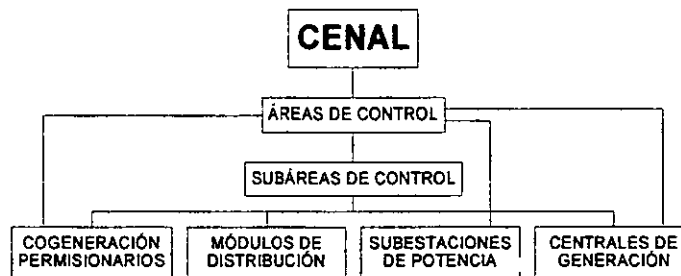


Figura 1.9. Estructura funcional del CENACE

La estructura orgánica actual del CENACE consta de cuatro niveles jerárquicos, cada uno con funciones específicas que debe llevar a cabo, siempre en forma coordinada: el primer nivel está constituido por un Centro Nacional (CENAL), que planea, coordina y supervisa la generación de energía y la seguridad de la red troncal nacional; la seguridad, la calidad de la frecuencia y la economía global del SEN son los objetivos básicos atendidos en este nivel; el CENAL tiene autoridad técnica y administrativa sobre los subsecuentes niveles. El segundo nivel lo constituyen las nueve áreas de control en que se ha dividido el SEN para su mejor coordinación y administración (ver Figura 1.5). A cada una de estas áreas les corresponde supervisar la generación y mantener la seguridad, la continuidad y la calidad en la red de transmisión y subtransmisión, en un ámbito geográfico determinado.

El tercer nivel lo conforman 25 subáreas de control, que atienden la calidad del voltaje y la continuidad del servicio, operando y supervisando la red eléctrica de subtransmisión que está bajo su responsabilidad. En el cuarto y último nivel se realiza el monitoreo de la red a través de los módulos de operación manejados en los diferentes centros de distribución de energía eléctrica.

La demanda de energía es dinámica, cambia a cada instante en forma horaria, diaria, semanal y estacionalmente. Puesto que la demanda cambia a cada instante es necesario variar continuamente la energía que producen las unidades generadoras, controlando las características de voltaje y frecuencia, además de conservar los límites de operación de cada uno de los elementos del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc.), vigilando que se cumplan los objetivos básicos de operación. Para la producción de energía eléctrica se aprovechan las fuentes primarias de energía de que se dispone (hidrocarburos, agua, carbón, nuclear, geotérmica y vientos), coordinando su operación para la producción de la energía al más bajo costo.

La operación de un sistema eléctrico de potencia requiere de sistemas de información y control, así como herramientas de estudio que permitan optimizar cada uno de los procesos de control. El CENACE cuenta con sofisticados sistemas de cómputo que sirven para la realización de las tareas que tiene encomendadas. Entre estos sistemas destacan:

Sistema Integral de Planeación de la Operación a Mediano Plazo (SIPO). Se encarga de planificar la operación del SEN en el mediano plazo (horizontes de 1 a 2 años), con el objetivo de minimizar el costo global de operación. Los

resultados que se obtienen son: necesidades energéticas por tipo de combustible, estrategias de operación de grandes centrales hidroeléctricas e información del mantenimiento de unidades generadoras. Este sistema se encuentra en explotación desde principios de la década de los ochenta.

Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE). Este sistema auxilia a los operadores de subáreas y áreas de control, y a los supervisores del CENAL en la toma de decisiones durante la operación del SEN. Dentro de su contenido se encuentran los siguientes módulos operativos: la Adquisición Automática de Datos (SCADA), el Sistema de Análisis de Seguridad, el Despacho Económico Restringido, el Control Automático de Generación, el Monitor de Reserva, la Programación y Control de Intercambios de Energía, el Sistema Generador de Reportes, el Cálculo de Costos de Producción y el Sistema de Administración de Energía. Este sistema se encuentra en servicio desde 1984.

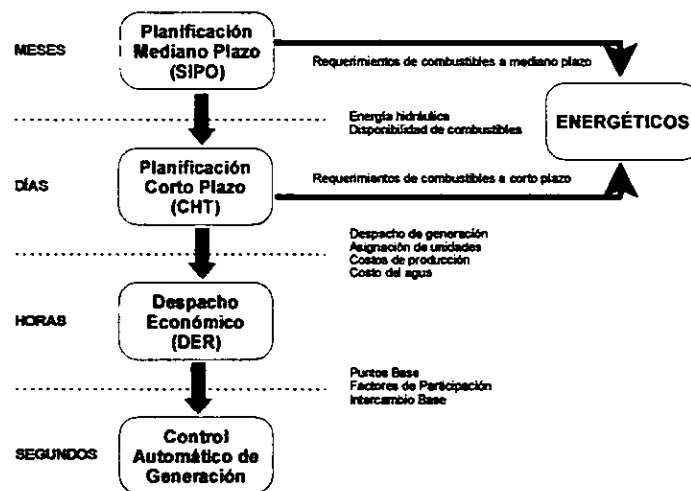


Figura 1.10. Proceso de producción económica de electricidad en CFE

Sistema de Información para la Administración, Análisis y Estudios (SIPAAE). En él se integran las funciones sustantivas que el personal de operación tiene encomendadas como son: relatorio, licencias, hoja de producción, consumo de combustibles, demandas, así como todos los resultados de operación diaria del SEN para su explotación estadística; este sistema se implantó durante el año de 1993.

Sistema de Análisis de la Confiabilidad (SAC). Se encuentra en operación desde mediados de 1995, y permite medir la confiabilidad a través de indicadores de desempeño del sistema de potencia, como son: disponibilidad promedio de unidades generadoras, comportamiento de reservas rodantes, etc. También tiene la capacidad de determinar costos marginales esperados con base en los tiempos de falla y entre fallas para cada elemento del SEN (generador, línea de transmisión y transformador).

Sistema de Planeación de la Operación en el Corto Plazo-Coordinación Hidrotérmica (CHT). Realiza la función de obtener el plan óptimo de operación a corto plazo (horizontes de 1 a 7 días), minimizando los costos globales por consumo de combustibles, restricciones ambientales y de red, pronósticos de demanda, curvas de régimen térmico, etc. Entre los principales resultados que se obtienen a través de este sistema destacan: la asignación de unidades, pre-despacho horario de generación, necesidades energéticas a corto plazo, costos marginales regionales y nodales, así como costos de producción; este sistema entró en operación en 1992.

Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP). Consiste de una serie de programas fuera de línea e interactivos utilizados para análisis de seguridad; este sistema permite calcular parámetros de líneas de transmisión, análisis de flujos de carga, análisis de fallas para determinar niveles de corto circuito, estabilidad transitoria y estabilidad dinámica, en el dominio del tiempo y la frecuencia. Se encuentra en servicio desde principios de los años ochenta.

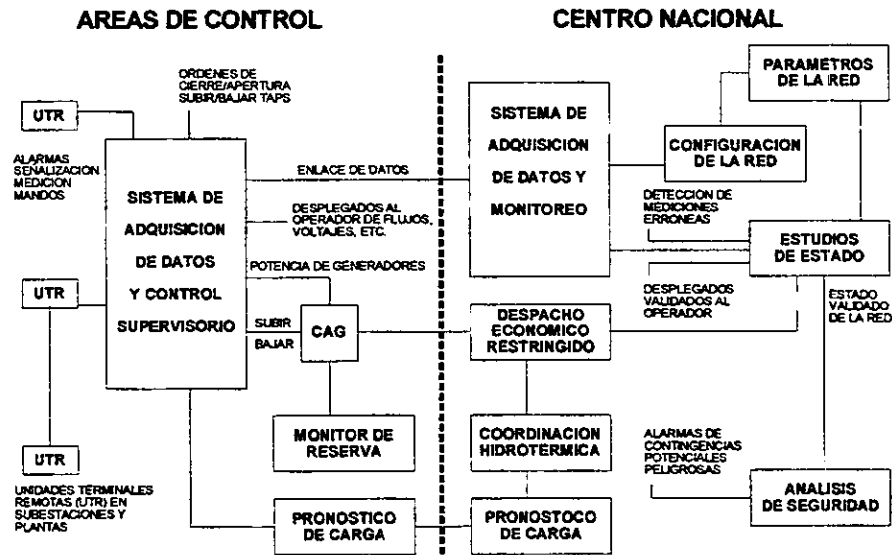


Figura 1.11. Sistema de Control en Tiempo Real

Sistema de Análisis y Control de Indicadores de Gestión. Este sistema data de 1993 y permite medir la gestión operativa del CENACE a través de indicadores que muestran el grado de cumplimiento de los objetivos estratégicos del CENACE; de esta manera se cuenta con indicadores que miden la seguridad en la operación, la continuidad en el suministro de energía, la calidad en el servicio y la economía durante la operación.

Simulador para Entrenamiento de Operadores (SENOP). Es una herramienta que permite capacitar y adiestrar en la operación diaria a los supervisores del CENAL, así como a los operadores de las áreas y subáreas de control. El sistema proporciona un ambiente similar al del SEN, y en él se pueden simular desde condiciones de rutina en estado estable hasta condiciones de emergencia de una manera controlada. El SENOP se encuentra en explotación desde fines de 1994 en cuatro áreas de control y desde mediados de 1995 en el CENAL.

Sistema de Medición y Comunicación para Transmisión de Datos. Su finalidad es medir los intercambios entre los procesos de generación, transmisión y distribución, los intercambios entre Áreas y Subáreas de Control, así como la generación bruta y neta de la Comisión Federal de Electricidad y los productores independientes.

Planeación de Recursos Integrados.

Para evaluar los beneficios que proporcionan nuevas obras al incorporarse al sistema, se utilizan modelos probabilísticos y determinísticos que permiten calcular índices de confiabilidad, costos de producción y parámetros del comportamiento eléctrico de la red en estado estable y dinámico. En los estudios determinísticos se analiza el

comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de carga y disponibilidad de los equipos de generación y elementos de transmisión.

Empero, durante los últimos años el campo y la naturaleza de la planeación de recursos en las empresas eléctricas ha cambiado drásticamente, extendiéndose hasta considerar como recursos a los programas de eficiencia y administración de carga, costos ambientales de producción de electricidad y varios criterios de selección de recursos, más allá del precio de la electricidad; este proceso se denomina *Planeación de Recursos Integrados* [22].

Las principales características de este paradigma incluyen: (i) el reconocimiento explícito de los programas de eficiencia de energía y administración de carga como alternativas de capacidad adicional; (ii) inclusión de factores ambientales; y costos económicos directos; (iii) participación en este proceso de comisiones reguladoras, consultores externos expertos en energía, las empresas mismas y sus clientes; y (iv) análisis de las incertidumbres y riesgos planteados por diferentes portafolios de recursos y por factores externos. IRP difiere de la planeación tradicional de las empresas en varios aspectos entre los que destacan los tipos de recursos adquiridos, propietarios de los recursos, criterios para la selección de recursos y organización involucrada [23].

Una de las características distintivas del IRP comparada con la planeación tradicional es la inclusión de programas del lado de la demanda como recursos de las empresas; desafortunadamente, la reglamentación tradicional no favorece las inversiones en DSM [24].

Esta afirmación se basa en el conflicto de intereses entre los usuarios y los accionistas: cada kWh que vende una empresa aumenta sus ingresos y, cada kWh ahorrado o sustituido mediante una medida de eficiencia de energía reduce las utilidades de las empresas. Los argumentos en contra de las inversiones en DSM incluyen [25]:

- *Ingresos perdidos* causados por programas de DSM que reducen el uso de la electricidad, los cuales redundan en la sub-recuperación de los costos permitidos en tarifas diferenciales.
- Incertidumbre en la recuperación de los costos del programa.
- Preocupación de que las inversiones en DSM —generalmente no incluidas en la base tarifaria— habrán de reducir el precio promedio y los ingresos de las empresas eléctricas.

De esta forma, al intentar garantizar la expansión del sistema a mínimo costo para los usuarios, IRP obliga al planificador a tratar con variables interdependientes con un amplio rango de opciones. Por lo antes expuesto, es evidente que la gestión adecuada de la demanda energética, y el desarrollo de proyectos de escalas menores y de tecnologías intermedias, descentralizadas y/o no convencionales, plantean un problema en la medida que requieren, para su adecuado progreso, la implementación de sistemas descentralizados de decisión, sistemas locales y regionales

[22] La Planeación Integral de Recursos (Integrated Resources Planning) es un esquema de planeación a largo plazo que considera una mezcla de recursos derivados, tanto del lado de la demanda como del lado de la oferta.

[23] Edward P. Kahan. *Integrating Market Processes into Utility Resource Planning*. The Electricity Journal. Nov -1992.

[24] Por sus siglas en el idioma inglés se reconoce al término DSM - Demand Side Management como equivalente de los conceptos Administración de la Demanda o Administración del lado de la Demanda.

[25] Eric Hirst. *Integrated Resources Planning*. Annual Review of Energy. US Department of Energy. Washington, 1991.

de desarrollo de proyectos y de adquisición de bienes, servicios y tecnología, participación comunitaria, y una serie de cambios estructurales e institucionales que son incompatibles con intereses seccionales específicos en el sector energético, así como con el marco tecnocrático de la planeación convencional del sistema eléctrico, el cual se ve reforzado a través de: (i) el control de grandes recursos de inversión, de proyectos tecnológicos y mercados estratégicos; (ii) el control y la apropiación de los beneficios que surgen de estos proyectos; y (iii) la concentración de los incrementos resultantes en la generación eléctrica para el beneficio de sectores o regiones económica o políticamente influyentes.

Durante el prolongado periodo de expansión económica y energética que culminó en los setentas, se aceptó que la centralización de los sistemas eléctricos fue una solución efectiva para el control de los costos, la consolidación tecnológica de la industria y la calidad del servicio. La gran presión originada por crecientes cargas en los sistemas interconectados, y las condiciones de demanda impuestas por la industrialización y urbanización aceleradas, llevaron a las industrias eléctricas al límite de sus capacidades, a fin de poder responder a estos ingentes requerimientos y anticiparse al rápido crecimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución. Este proceso ha demandado grandes esfuerzos de la industria eléctrica mundial; si bien el modelo centralizado ha drenado gran cantidad de recursos sociales y ha impactado fuertemente a la ecología, también es cierto que ha mantenido funcionando la actividad económica.

CAPÍTULO 2.

ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

Durante los últimos años se ha puesto de manifiesto una creciente preocupación en los problemas potenciales del cambio climático global y la necesidad de emprender proyectos enmarcados en un desarrollo sustentable. La producción, conversión, transmisión y distribución de la energía presentan numerosos impactos ambientales adversos y significativos; entonces, el mejoramiento de la eficiencia en la utilización de la energía puede ser una forma redituable de reducir el daño ambiental y contribuir a un desarrollo de largo plazo que armonice con la naturaleza.

Para ello, se ha fomentado la creación de productos, equipos y tecnologías eficientes para su uso extensivo en los hogares, negocios e instalaciones industriales, cuya acogida por parte de los consumidores de energía se ha visto limitada por numerosas restricciones, así como barreras técnicas, económicas y financieras. La necesidad de estimular la adopción de tecnologías eficientes ha dado lugar a los programas de Administración de la Demanda (DSM).

El concepto de DSM no es nuevo, puesto que durante décadas muchas empresas eléctricas han implementado esquemas para el corte del suministro en periodos “pico” o “punta” e incremento de carga en periodos “fuera de pico” o “base”; para ello se han usado tarifas horarias y de carga interrumpible. Sin embargo, DSM va más allá de las técnicas y tarifas tradicionales de manejo de carga, para abarcar un amplio rango de opciones de tecnologías y precios que modifiquen las cargas de los usuarios, con objeto de crear beneficios a los clientes, las empresas suministradoras de energía eléctrica y la sociedad en general. En esencia, este concepto de DSM involucra una asociación entre las empresas eléctricas y sus abonados para crear alternativas de eficiencia energética que logren beneficios mutuos.

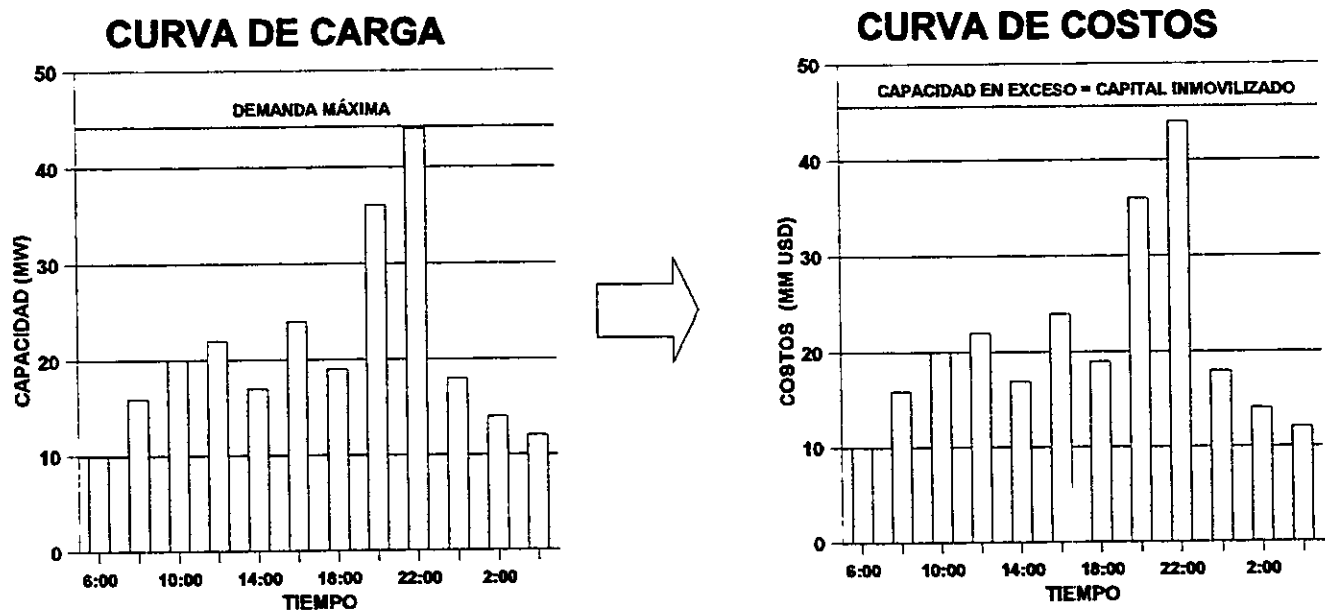
Actualmente, la Administración de la Demanda es un enfoque que engloba las actividades cooperativas entre las empresas eléctricas y sus clientes, para crear opciones que modifiquen los usos finales de la energía de los usuarios bajo un esquema de beneficios mutuos para las compañías suministradoras, los consumidores y la sociedad en general, rompiendo con ello el proceso tradicional de planeación de las empresas eléctricas, el cual ha estado enfocado a la expansión de su oferta como una consecuencia natural del desarrollo económico regional.

Durante la década de los setentas, los costos más altos de nuevas formas de producir electricidad combinados con dificultades crecientes en ubicación y construcción de nuevas plantas marcaron el final de un largo periodo de costos y precios declinantes de la electricidad a nivel mundial. Los retrasos en construcción de infraestructura y la aparición de normas ambientales agregaron incertidumbre a los costos de suministro y amenazaron con aumentar significativa-

mente éstos para algunas empresas. Este contexto tornó económicamente justificable la reorientación de políticas de muchas empresas hacia las opciones no convencionales del lado del suministro, y el inicio de Programas de Administración de la Demanda.

La Administración de la Demanda se basa en la utilización de nuevas tecnologías que hacen más eficientes los equipos, las instalaciones, los procesos y sus controles, pero también considera diferentes formas de inducción hacia los usuarios para modificar sus hábitos y formas de uso de la energía.

Las empresas eléctricas venden servicios que no pueden ser almacenados, es decir, deben proporcionar el servicio siempre que un usuario acciona un interruptor. Esto significa exceso de capacidad en la mayor parte del tiempo, por lo que cualquier alteración que permita modificar en forma dirigida la curva de demanda a lo largo del tiempo puede reducir significativamente los costos unitarios; de esta manera se logra variar la razón existente entre el capital necesario y el ingreso.



EL ÁREA BAJO LA CURVA REPRESENTA LA ENERGÍA SUMINISTRADA, QUE SE CONVERTIRÁ EN INGRESOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA

EL ÁREA BAJO LA CURVA REPRESENTA LOS COSTOS OPERATIVOS DE LOS ELEMENTOS UTILIZADOS POR EL SISTEMA DE POTENCIA

Figura 2.1 Conversión de la curva de carga a la curva de inversiones.

Cuando los señalamientos apropiados de precios están en su lugar y cuando hay acceso a un financiamiento adecuado, las empresas suministradoras de energía eléctrica del primer mundo han demostrado que, la eficiencia energética en general y la Administración de la Demanda en particular, pueden ser una inversión productiva.

La DSM es un concepto dinámico que ha evolucionado sin descanso desde hace 20 años; empero, el objetivo fundamental de los programas de DSM permanece: modificar los usos finales de los usuarios que redunden en beneficios para los clientes, las empresas suministradoras y la sociedad; entre estos beneficios se incluyen los indicados en la Tabla 2.1:

TABLA 2.1 BENEFICIOS DERIVADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE DSM	
<i>Para los clientes</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la factura por electricidad • Mejoramiento del estilo de vida • Incremento en la productividad • Incremento del valor del servicio
<i>Para las empresas</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Menores costos del servicio • Mejoramiento de la eficiencia • Mejoramiento de la flexibilidad • Reducción de las necesidades de capital • Mejoramiento del servicio y satisfacción al cliente
<i>Para la sociedad</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de emisiones contaminantes • Conservación de recursos naturales estratégicos • Protección al ambiente • Crecimiento sustentable

EVOLUCIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA.

La Administración de la Demanda constituye un componente de la Planeación Integral de Recursos de las compañías suministradoras de energía eléctrica y su aplicación es una de las muchas estrategias para optimizar los recursos asociados a la prestación de este servicio, cuyos resultados han logrado diferir importantes inversiones a través de la disminución de la tasa de crecimiento de la demanda, promoviendo la eficiencia de las empresas y el uso racional y económico de la energía eléctrica.

No obstante las ventajas técnicas derivadas de los Programas de Administración de la Demanda, muchas de las tecnologías asociadas a ellos no poseen aún un mercado maduro, razón por la cual una medida será exitosa —en términos de su rentabilidad— al considerar las especificidades del entorno. Sin embargo, la implementación de este tipo de programas no está condicionada en exclusiva a los retornos de la inversión intrínsecos, sino que la decisión final se apoya en el balance existente entre los beneficios técnicos, económicos, sociales y de impacto al medio ambiente asociados a estos proyectos.

La respuesta de la industria eléctrica no fue nada uniforme. En tanto que algunas empresas iniciaban programas impresionantes, una mayoría de ellas hizo poco e incluso muchos continuaron ofreciendo incentivos —en forma de tarifas promocionales— para aumentar las ventas ^[26]. Las razones de la indiferencia empresarial a la adquisición de recursos de costo más bajo por el lado del medidor del cliente (eficiencia de energía mejorada) se basaban en la afirmación de que la reducción de ventas (ingresos perdidos) rara vez producía utilidades. En otras palabras, las

[26] En Estados Unidos, las inversiones en Programas de Administración de la Demanda se duplicaron entre 1989 y 1991; en este último año, el costo asignado fue de 1,800'000,000 de dólares que correspondieron al 1% de los ingresos totales de las empresas eléctricas, lográndose la disminución de 26,700 MW de capacidad en periodo pico (4.8% de la demanda pico) y ahorros de energía de 23,300 GWh (0.9% del consumo nacional de aquel país). Se espera que antes de terminar el presente siglo se quintupliquen los recursos canalizados a DSM.

características básicas del esquema regulador, hasta entonces vigente, creaba desincentivos financieros para la participación de las empresas en la adquisición de eficiencia redituable al cliente.

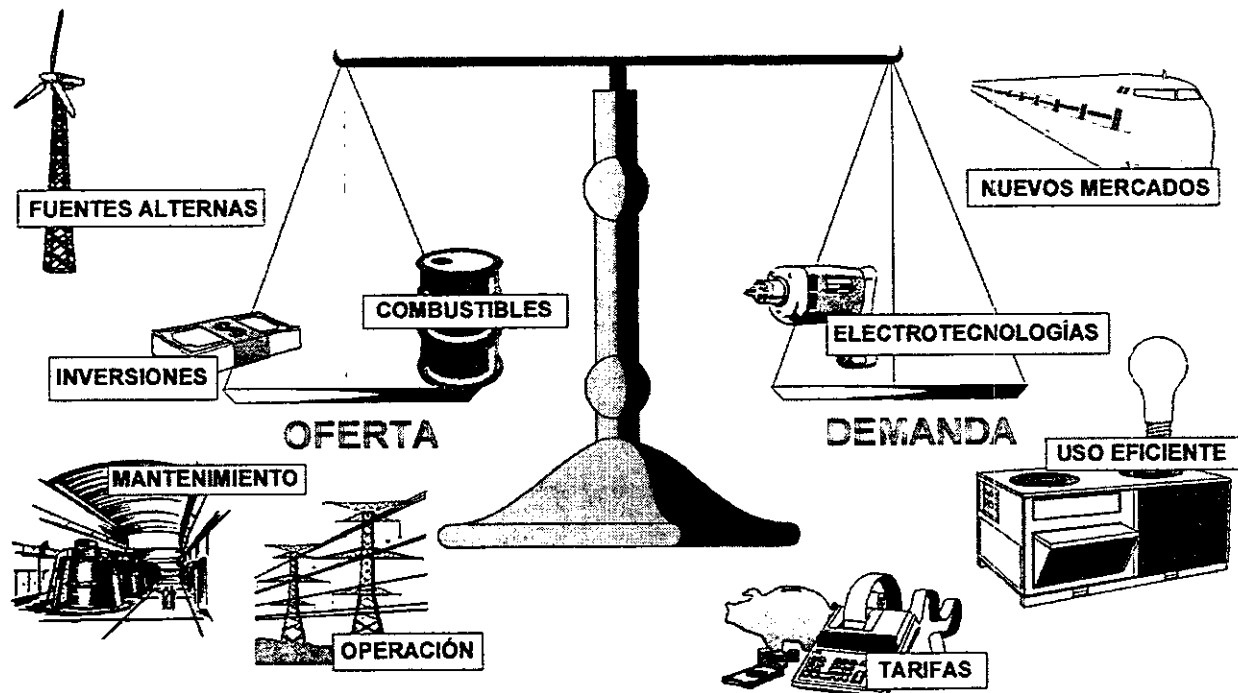


Figura 2.2 Planeación Integral de Recursos.

Bajo este nuevo contexto, los recursos del lado de la demanda se consideran equivalentes a aquéllos del lado de la oferta, creándose una competencia entre diferentes opciones de suministro. De esta manera, se espera que las empresas eléctricas comprendan eficiencia de usos finales en lugar de nuevo suministro, siempre y cuando, el costo de la eficiencia mejorada sea más bajo que su contraparte del lado del suministro. Es evidente que existen ciertas complicaciones involucradas al aplicar este principio general:

- La comparación entre los costos de suministro y de demanda no es necesariamente simple; evitar medios adicionales de suministro conlleva reducciones en costos ambientales y en las necesidades de nuevas instalaciones de transmisión y distribución. Sin embargo, un kilowatt adicional de demanda requiere más de un kilowatt de suministro considerando el margen de reserva necesario para asegurar un cierto nivel de confiabilidad.
- Los recursos del lado de la demanda son diferentes en su naturaleza a los del suministro, puesto que la empresa no es propietaria de aquéllos, volviéndose su adquisición complicada e incierta.
- La eficiencia de uso final no entrega un producto que se pueda vender en la forma tradicional.

Las estructuras de regulación convencional establecen que las empresas ganan dinero vendiendo energía eléctrica a sus clientes, mientras que la Administración de la Demanda se enfoca a reducir las ventas, lo cual opera contrariamente a los objetivos básicos del negocio. Sin embargo, esta tendencia fue revertida al cambiar significativamente el entorno regulador y las reglas bajo las cuales se autorizan la planificación de la empresa y las tarifas a sus clientes. Se puede afirmar que la evolución de la DSM constituye la reconciliación de conflictos entre los intereses de las empresas (utilidades y confiabilidad del servicio) y el interés primordial de la sociedad (obtención de un servicio a costo mínimo).

Supóngase que los costos incrementales de una empresa eléctrica son 0.02 USD/kWh, y que existe una medida que puede reducir el uso de electricidad en una región —i.e. aislamiento térmico en viviendas de interés social— la cual tiene el mismo costo. Desde una perspectiva general, la sociedad tendrá una mejor calidad de vida si paga 0.02 USD/kWh ahorrado adquiriendo e instalando el aislamiento, en comparación con un costo evitado de suministro en exceso por esta cantidad. Sin embargo, por varias razones el cliente puede elegir no comprar el aislamiento, ante lo cual la empresa podría: (i) promover su adquisición, por medio de una campaña de información; (ii) estimular aún más fuertemente la compra visitando la casa e identificando ésta y otras oportunidades para reducir el desperdicio de energía, a través de una auditoría de energía; (iii) dar un paso más adelante y ofrecer una bonificación al cliente que compre e instale el aislamiento (incentivo financiero al cliente); (iv) ofrecer una bonificación y además encargarse de la instalación para el cliente o (v) pagar el costo total de la medida y efectuar su instalación.

Incluso el método menos costoso de los antes citados, proporcionar información a los clientes, está en conflicto con los objetivos de lucro de la empresa. El ofrecer literatura para reducir los costos de ventas representa para la empresa un desembolso (diseño, edición y distribución del material), y lo que es más importante, reducción de sus ventas. Debido a que la empresa obtiene utilidades por cada unidad de energía que se vende, la reducción de ventas significa menos utilidades. En estas circunstancias, no se puede esperar que las empresas eléctricas estén muy interesadas en entregar literatura, ni mucho menos, emprender acciones más agresivas para la adquisición de los recursos del lado de la demanda. Sin embargo, una serie de eventos que iniciaron a mediados de los setentas y continúan hasta nuestros días han impulsado a las empresas a prestar mayor atención a la DSM, destacándose la actuación de grupos e instituciones que solicitaban ante las autoridades gubernamentales mayor vigilancia sobre los gastos de expansión de las empresas eléctricas; esto fue el origen de los nuevos esquemas de regulación que ahora permiten ganar más utilidades a aquellas empresas que emprendan DSM.

Datos recabados indican que las empresas más agresivas actualmente están gastando del 2 al 6% de sus ingresos de operación en DSM (ver Tabla 2.2). Cabe destacar que durante la década pasada, los niveles típicos de erogaciones en DSM para las empresas más agresivas se ubicaban en 1% de sus ingresos de operación. Estas empresas esperan que para finales de siglo los programas de DSM reduzcan el uso de energía y la demanda pico de electricidad en aproximadamente 8-20% de sus nuevas necesidades de energía; incluso, una encuesta recientemente aplicada por la Oficina de Administración de Información de Energía de los Estados Unidos entre 24 empresas encontró que dichas empresas están planeando confiar en DSM para hacer frente al 33% de las nuevas necesidades de capacidad y cerca del 20% de nuevas necesidades de energía.

Claro está que la aplicación creciente de recursos a DSM involucra una cuestión muy importante: la medición y evaluación de resultados. Cuando las empresas son recompensadas por gastar dinero de los clientes en DSM, se vuelve trascendente la cuantificación de los ahorros esperados. Por muchas razones, la evaluación de los resultados derivados de los programas de conservación es difícil e imprecisa: (i) con frecuencia es difícil saber lo que hubiera sucedido si la empresa no implementa un programa específico; (ii) las variaciones en el comportamiento de los usuarios muchas veces enmascara los efectos de las medidas adoptadas; (iii) el efecto general de las medidas de DSM con frecuencia se oculta en la facturación y no siempre puede ser separado de ésta; (iv) algunos clientes hubieran hecho lo que la

empresa hizo por ellos (efecto espontáneo o free-riders), y es difícil estimar la magnitud de dicho efecto; (v) algunas de las medidas simplemente pueden no funcionar tan bien como se pretendió.

EMPRESA	GASTOS (MMUSD)	GASTOS/ INGRESOS (%)	Ahorros proyectados en el año 2000 como % de la demanda	
			GWh	MW
Boston Edison	40	3.3	7.4	10.5
Central Main Power	28	4.1	2.2	11.8
New England Electric	85	4.9	7.2	11.8
New York State E&G	25	1.9	9.2	14.5
Northeast Utilities	75	3.3	11.3	11.5
Pacific Gas & Electric	154	1.7	7.8	10.9
Puget Sound P&L	35	3.7	9.4	—
Sacramento MUD	42	6.4	17.7	19.2
Seattle City Light	18	6.2	2.8	—
Southern California Edison	108	1.4	17.6	16.7
Wisconsin Electric	57	4.8	4.5	—

FUENTE: Mark Levine. "Eficiencia eléctrica de usos finales en Estados Unidos", Lawrence Berkeley Laboratories, 1995.

Entonces, es esencial desarrollar e implementar actividades de medición sofisticadas, tal y como se ha venido dando recientemente en los programas más extensos de las empresas.

Una segunda cuestión clave involucra a los subsidios cruzados que resultan entre diferentes tipos de clientes (industriales, comerciales y residenciales) o dentro de la misma rama industrial (entre diferentes compañías), derivados de la implementación de programas de DSM. En efecto, un programa que reduce los costos totales de suministro para un territorio de servicio puede —y con frecuencia lo hace— elevar los costos unitarios y los precios de la electricidad. En este caso, el cargo para hacer frente a la demanda incremental declina y se logra un beneficio social neto, pero el precio por kilowatt-hora aumenta para todos los usuarios incluyendo a aquéllos que no son beneficiarios directos de los programas, subsidiando así a quienes reciben las medidas de DSM. En algunos casos, los usuarios pueden pagar menos de lo que pagarían si la empresa hubiese optado por la adquisición de recursos del lado del suministro, incluso más costosos.

Como se ha explicado anteriormente, la reglamentación tradicional no favorece las inversiones aplicadas en DSM, puesto que está basada en un falso vínculo: *más ventas = más utilidades*. Para contrarrestar este hecho, las empresas eléctricas y sus entes reguladores han desarrollado varios métodos para hacer frente a este obstáculo y así lograr la canalización de recursos crecientes a DSM. El método más simple consiste en permitir que las inversiones de DSM se incluyan en la base tarifaria de la empresa, lo cual trae aparejado el efecto indeseable de subsidios cruzados entre diferentes tipos de clientes. Otro método empleado es ajustar los ingresos perdidos inducidos por la reducción de las

ventas de electricidad asociada con los programas de DSM; estos ajustes aseguran que las empresas recuperarán, vía sus clientes, el ingreso neto que hubieran ganado de haber empleado sus recursos de generación.

Otra modelo se fundamenta en desacoplar las utilidades y las ventas de la empresa; este mecanismo regulador garantiza que los ingresos de la empresa serán independientes de las ventas logradas, para lo cual, la empresa registra cuentas de balance para la colección en exceso o déficit de los ingresos previstos, reflejándose estas diferencias en ajustes al precio de la electricidad durante el siguiente año. También se han aprobado varios tipos de incentivos financieros para los accionistas de las empresas eléctricas, entre los que destacan: aumento en la tasa de recuperación, bonos y ahorros compartidos.

El ajuste de la tasa de recuperación previamente autorizada se concreta al cumplir con metas de ahorros de energía o alcanzar niveles de gastos en DSM; la tasa ajustada se aplica a las inversiones directas en DSM o como un ajuste al precio promedio de la electricidad. El pago de bonos a los accionistas de las empresas eléctricas se da como consecuencia de alcanzar logros específicos en términos de un pago fijo por cada kW y kWh ahorrados y verificados a través de un sistema de monitoreo y control concertado. La principal ventaja de estos dos últimos métodos es su sencillez administrativa, sin embargo, las empresas no reciben incentivos para minimizar los costos de los programas de DSM, y su bonificación no depende directamente de los beneficios aportados por dichos programas.

El modelo de incentivos financieros que actualmente es el preferido por las empresas eléctricas y los entes reguladores es el de ahorros compartidos. Bajo este método, la empresa obtiene una fracción (típicamente 10-20%) de los beneficios netos logrados a través de sus programas de DSM, entendiéndose por beneficio neto a la diferencia entre los beneficios totales y los costos del programa. Los beneficios totales se definen como la cantidad de energía ahorrada por el programa multiplicada por el costo evitado de energía, más la cantidad resultante de multiplicar la reducción de demanda por el costo de la capacidad evitada; los costos del programa están formados por los costos administrativos y los incentivos financieros otorgados a los clientes. Este mecanismo refleja las reducciones en el costo de capital de la empresa, es un efectivo medio de control de costos y estimula el desarrollo de ambiciosos programas de DSM.

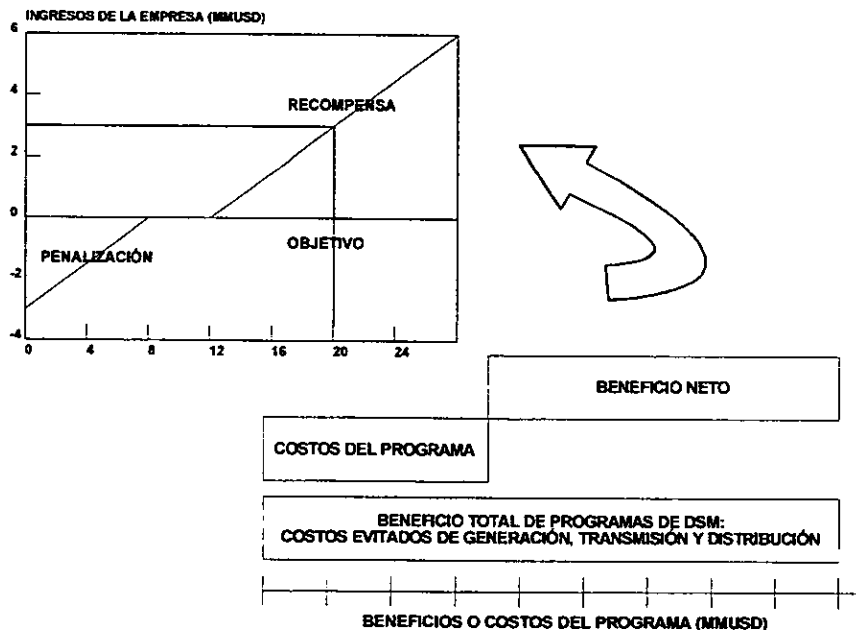


Figura 2.3 Incentivos financieros a los accionistas de las empresas eléctricas. Método de ahorros compartidos.

En este ejemplo, los accionistas ganan tres millones de dólares adicionales si la empresa logra su beneficio pretendido de 20 millones de dólares; si los programas de DSM implementados son más efectivos de lo esperado, los ingresos aumentan pero hasta un cierto límite; si la empresa es incapaz de lograr el 40% del objetivo, entonces los accionistas pagan una penalización (disminución de utilidades); los accionistas mantienen inalteradas sus utilidades si el beneficio neto se ubica en la *banda muerta*, rango de 40-60%. Por lo tanto, se puede inducir que la principal cualidad de este método es el compromiso existente entre el desempeño del(os) programa(s), así como sus inversiones y gastos asociados.

Debido a que las prácticas de elaboración de tarifas (i.e. años de pruebas históricos contra futuros y cláusulas de ajuste de combustibles) difieren significativamente de empresa a empresa, aunado a la diversidad en cuanto a estructura financiera y cultura corporativa, es evidente que cualquiera de los mecanismos reguladores antes citados no podrá trabajar adecuadamente en todas partes. El tamaño de los incentivos a los accionistas para implementar DSM necesita ser evaluado a la luz de: los niveles de gasto, el valor de los recursos involucrados en los programas, la relación riesgo/utilidad, el impacto sobre las tarifas al cliente, el impacto sobre la tasa de retorno.

El desarrollo de nuevos modelos de incentivos es —en cierto sentido— un experimento a gran escala que ya está rindiendo frutos; varios mecanismos de incentivos están siendo actualmente probados y sus efectos deben evaluarse detenidamente; la credibilidad y viabilidad futura de estos modelos están sujetas a la precisión de las mediciones para cuantificar los ahorros de energía y demanda, puesto que éstas determinan los pagos a las empresas.

No obstante lo positivo de los cambios originados por la adecuación de los marcos reguladores, durante los últimos años se ha observado una evolución drástica e incluso contradictoria de la relación entre las industrias reguladas del mundo desarrollado y las autoridades reguladoras. Por un lado, la desregulación creó oportunidades para que las empresas eléctricas obviaran la vigilancia regulatoria y probaran su habilidad en “nuevas” operaciones como empresas de libre mercado. Por otro lado, los legisladores y quienes regulan se involucran cada vez más en vigilar y dar forma a ciertas actividades de las empresas generadoras de electricidad: dirigir estrategias de planeación, idear nuevos incentivos para regulación de DSM, incorporar inquietudes ambientales y conservar los recursos estratégicos no renovables. Es entonces cuando surgen las dudas respecto a si el concepto de DSM podría funcionar en un mundo mercantil sin regulación. La respuesta es afirmativa basada en los siguientes conceptos:

- La DSM incluye una amplia variedad de alternativas programa/servicio; por ende, las empresas eléctricas pueden responder flexiblemente a las demandas del mercado. Cada empresa puede ajustar alternativas, equipararlas con tecnologías asequibles y vigilar los programas/servicios que satisfagan las expectativas individuales de suministro de energía.
- La DSM estimula la planeación enfocada al cliente, que es un elemento crítico para poder satisfacer las necesidades del libre mercado. El enfocarse a los clientes —por segmento— y el definir los productos/servicios que satisfacen sus necesidades engloba la estrategia del valor agregado.
- La DSM implica la asociación entre la empresa eléctrica y sus clientes. En un ambiente competitivo, esta asociación es aún más esencial para las empresas, puesto que deben definir ampliamente los servicios y extenderlos más allá de vender kilowatt-horas, hacia programas e iniciativas de mutuo beneficio.
- La DSM implica que la empresa eléctrica intervenga del lado del cliente para asegurar cambios en la curva de carga. En un ambiente competitivo, esta intervención puede cambiar la manera en que las empresas invierten

en DSM: en vez de subsidiar programas, las empresas pueden empaquetar programas y ofrecerlos a los clientes como opciones de valor agregado.

- La DSM expande el paradigma tradicional del suministro al incluir recursos del lado de la demanda. En un ambiente competitivo, una empresa eléctrica debe evaluar todas las opciones de recursos. Aún así, un mercado minoritario muy competitivo forzará a las empresas a escoger un portafolio de suministro más ágil. Al utilizar medios competitivos, los recursos de suministro serán obtenibles por cualquier suministrador; podrán evitarse grandes centrales y se incluirán más fuentes renovables en los planes de recursos.
- La DSM define un proceso para optimizar la interfaz entre el suministro y la demanda; esta optimización incrementa el uso del capital inmóvil, reduce costos y minimiza las tarifas. Una empresa eléctrica puede adoptar una de dos estrategias para sobrevivir en un ambiente competitivo: volverse el proveedor de más bajo costo o agregar valor a sus productos/servicios.

TIPOS DE PROGRAMAS.

Lo hasta ahora expuesto conlleva implícitamente la propuesta de quienes han impulsado la idea de ver a las empresas eléctricas bajo un concepto de mercado —en su sentido más amplio— de modo que las empresas ajusten su planeación y operación bajo este contexto.

Desde 1991 que se acuñó el término administración del lado de la demanda, algunos la han definido como una serie de programas con el propósito de optimizar el rendimiento de la energía eléctrica; otros la conciben, más extensamente, como una estructura para el análisis integrado de la oferta y la demanda. Hoy en día, las definiciones y actividades de DSM siguen su evolución, pero su concepto básico —antes y ahora— se centra en una asociación entre las empresas suministradoras de energía eléctrica y sus clientes.

La empresa eléctrica diseña, en el mejor de los casos con sustanciales aportaciones de sus clientes, y ofrece programas a sus clientes que, a la larga, deciden si participan en ellos o no. Es importante hacer notar que este concepto de DSM implica que los programas que se ofrecen son voluntarios, no son programas obligatorios.

Las primeras actividades de DSM se orientaban a la modificación de las curvas de carga y hacían frente a la necesidad de alternativas de un servicio a más bajo costo que pedían los clientes. Generalmente, las empresas eléctricas que adoptaban estas actividades necesitaban reducir picos de demanda, llenar valles u ofrecer servicios alternativos para clientes intranquilos. Las actividades subsecuentes de DSM se extendieron más allá de la conservación y el manejo de carga para incluir programas diseñados específicamente a construir carga tanto en los periodos de pico como en los periodos fuera de pico.

Desde sus inicios, muchas empresas eléctricas han adoptado a la DSM como una estrategia aceptable para incrementar la flexibilidad de planeación y para disminuir el riesgo. Son pocas las compañías que han adoptado el concepto en su definición más amplia (usar la reducción de carga, la construcción de carga o la modificación de las curvas de carga para incrementar la interfaz entre la oferta y la demanda). Mientras que las actividades más comunes de DSM aún incluyen programas de limitación de picos tales como el control de carga, las tarifas de tiempo de uso y las interrumpibles, actualmente somos testigos de un rápido crecimiento de este tipo de programas de eficiencia.

Algunos observadores de la industria proyectan que para el año 2000, los gastos anuales en DSM ascenderán a 10 mil millones de dólares, cifra equivalente al doble de los recursos aplicados para este mismo fin durante 1995. Cálculos recientes de EPRI [27] sugieren que a fines de siglo los programas de DSM podrían reducir el uso de electricidad en Estados Unidos por aproximadamente 200'000,000 MWh, y que esta cantidad podría incrementarse a 450'000,000 MWh para el año 2010 (una reducción de 11% en el uso esperado de electricidad) si los incentivos favorables continúan motivando la implementación de DSM [28].

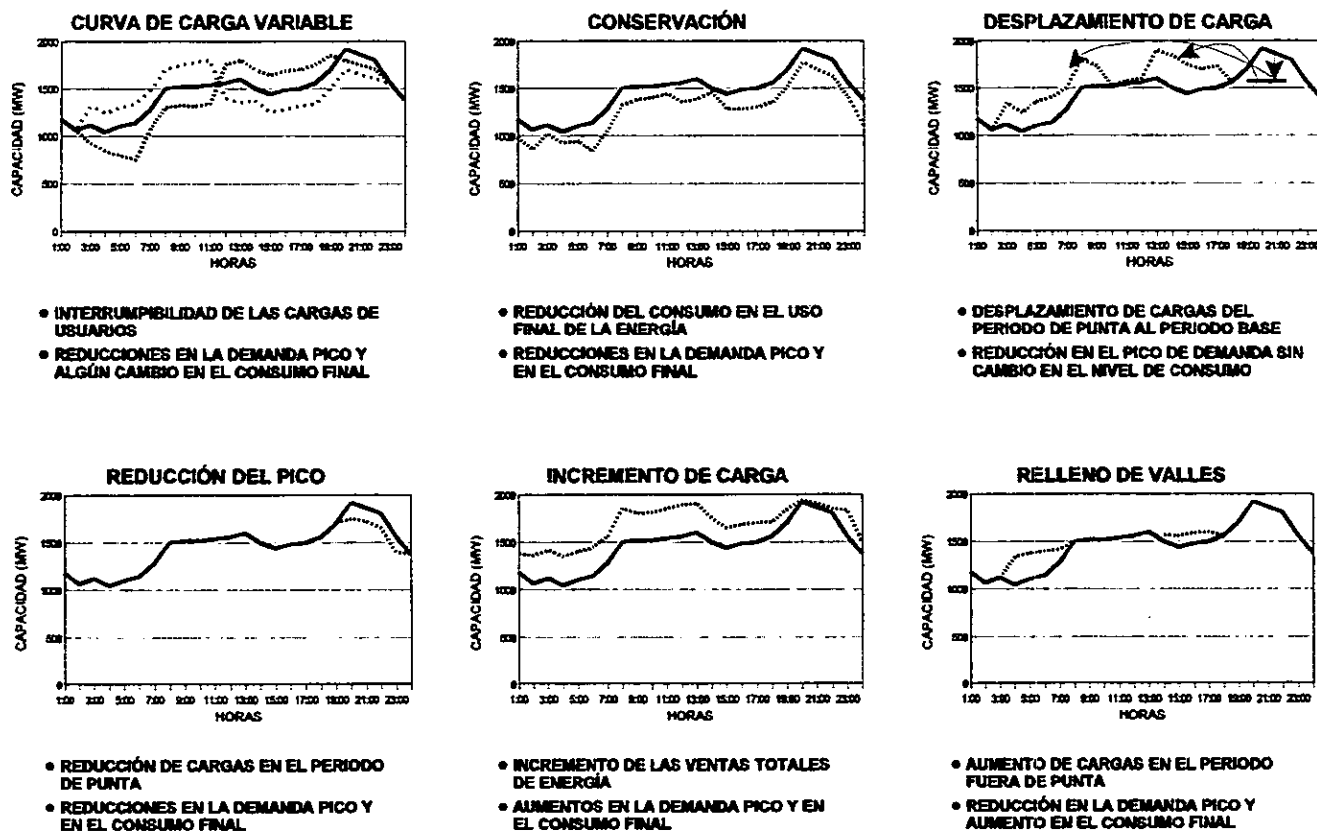


Figura 2.4 Características Generales de los Programas de Administración de la Demanda.

Programas de Información.

Cientos de programas de información han sido efectuados por las empresas, pero sus resultados rara vez han sido compilados o publicados. Los datos limitados de que se dispone indican que este tipo de programas pueden tener un

[27] EPRI (Electrical Power Research Institute), considerado como el organismo de investigación más importante de la industria eléctrica en los Estados Unidos y uno de los más influyentes en todo el mundo.

[28] Las ventas totales de energía eléctrica de CFE durante el año de 1996 alcanzaron 127'271,000 MWh.

impacto positivo, pero que los índices de participación y los ahorros obtenidos son generalmente limitados. Collins ^[29] encontró ahorros brutos de energía entre 0-2% entre receptores de folletos, videos y otros servicios de información sobre ahorro de energía. Sin embargo, los programas de información son un buen complemento a otros programas: la combinación de información más incentivos financieros redundante en una mayor participación y en ahorros mayores que con la información o los incentivos solos.

Programas de Contacto Directo con el Cliente.

Quizá el tipo más común de programas de contacto directo es la auditoría energética (diagnóstico energético). La mayor parte de las empresas de electricidad y gas en los Estados Unidos ofrecieron auditorías de energía a sus usuarios residenciales durante la década pasada como parte del programa de Servicio de Conservación Residencial (RCS) ordenado a nivel federal; de acuerdo con una evaluación de dicho programa ^[30], seis años después de iniciado el programa RCS, aproximadamente 7% de los clientes elegibles habían participado en él, quienes obtuvieron ahorros netos de 3-5% del consumo de energía ^[31]; los factores que propiciaron una alta participación y los mayores ahorros incluían un alto grado de compromiso de la empresa con el programa, la provisión de asistencia financiera e instalación completa de las medidas. Índices similares de participación y ahorros son típicos en este tipo de programas orientados al sector comercial; empero, aquellos programas personalizados al usuario —acompañados de incentivos financieros— han logrado tasas de participación cercanas al 90% y ahorros netos hasta del 8% del consumo de electricidad, con un costo promedio para las empresas suministradoras de 0.01 USD/kWh ahorrado ^[32].

Programas de Administración de Carga.

Los programas de administración de carga más comunes incluyen el ciclado de equipos de climatización y la aplicación de tarifas para cargas interrumpibles y de tiempo de uso. En un programa de ciclado de equipos, los clientes permiten que la empresa use un control para desconexión de las unidades durante los periodos de pico a cambio de una bonificación promedio por cliente de 25-30 USD/año ^[33].

Estos programas han logrado tasas medias de participación del 25%, incluyendo algunos programas con coeficientes de participación superiores al 50%; los factores que se asocian con una alta participación incluyen incentivos elevados, duración del programa y un esfuerzo intensivo de mercadeo que incluye medios de comunicación masivos (periódicos, revistas, radio y televisión), así como correspondencia directa. Típicamente, el ciclado de los equipos se realiza durante 20 minutos cada hora, lográndose ahorros por cliente que promedian 0.9 kW para programas de aire acondicionado

^[29] Berry Collins, et. al. Past Efforts and Future Directions for Evaluating State Energy Conservation Programs. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tenn. 1990.

^[30] General and Summary Reports to Congress on the Residential Conservation Service Program. US Department of Energy. Washington, DC. 1987.

^[31] E. Hirst. Evaluation of Utility Home Energy Audit (RCS) Programs. American Council for an Energy -Efficient Economy. Washington, DC. 1989.

^[32] Steven Nadel. Lessons Learned: A review of Utility-Experience with Conservation and Load Management Programs for Commercial and Industrial Customers. New York State Energy Authority. Albany, NY. 1990.

^[33] R. Blevins. Survey of Residential Sector Demand Side Management Programs. EPRI. Palo Alto, CA. 1989.

y 0.6-1.0 kW para programas de calentamiento de agua ^[34]. Estos ahorros por cliente varían en función directa del clima y el ciclo de operación convenido; es evidente que los ahorros se incrementan conforme aumenta el periodo de desconexión, situación que viene acompañada de un sinnúmero de quejas por falta de confort o falta de agua caliente en las instalaciones.

En un programa de tarifas para cargas interrumpibles, los clientes aceptan reducir su demanda durante los periodos pico —cuando les es requerido— a cambio de una bonificación reflejada en su factura; el tamaño de dicha bonificación depende de la reducción en la demanda convenida. Estos programas están orientados hacia los grandes consumidores de los sectores comercial e industrial, y no obstante que los índices de participación son generalmente bajos (aún los programas más exitosos incluyen solamente unas cuantas decenas de clientes), las reducciones de carga por cliente pueden ser significativas (hasta de varios MW) acompañados de sustanciales ahorros de energía. Un estudio reveló reducciones contratadas promedio de 1.5 MW por cliente y 105 MW por programa; además, encontró que el incentivo promedio anual ofrecido por las empresas eléctricas se ubica alrededor de 85 USD/kW, y que las reducciones reales generalmente son menores que las reducciones contratadas ^[35].

Las tarifas de tiempo de uso (TOU) establecen precios diferenciales de energía por estación del año y hora del día, presentándose precios mayores durante los periodos de demanda pico y precios menores durante los periodos fuera de pico. Algunas empresas han hecho obligatoria la aplicación de estas tarifas a sus grandes consumidores comerciales e industriales; en usuarios residenciales su uso es muy limitado, puesto que no se justifica el aún elevado costo de los medidores de energía requeridos para su implementación. Una revisión de los programas de este tipo reveló que los ahorros promedio se sitúan en 1% para usuarios comerciales e industriales, mientras que para los usuarios residenciales los ahorros variaron de 6 a 20% ^[36]. Los ahorros logrados variaron en razón directa del diferencial de precio y la duración del periodo de punta (es más fácil desplazar cargas con un periodo de dos horas que con un periodo de 12 horas).

Programas de Bonificaciones.

Las bonificaciones (rebates) son probablemente el tipo de incentivo financiero más común que ofrecen las empresas eléctricas. En el sector residencial, las bonificaciones se ofrecen en la compra de aparatos eficientes y lámparas fluorescentes compactas; en los sectores comercial e industrial, los programas de bonificaciones incluyen equipos de alumbrado y usos finales múltiples. La mayor parte de estos programas pagan bonificaciones equivalentes al 25-50% del costo de la(s) medida(s) de DSM, presentan tasas de participación acumulativas menores del 4% de los clientes elegibles, pero incluyen a cerca del 25% de los grandes usuarios. Los mejores resultados se han logrado mediante procedimientos simples de aplicación, materiales de mercadeo atractivos, involucramiento activo de los aliados del sector, auditorías de energía gratuitas y un extenso mercadeo enfocado al desarrollo de una relación personal con los usuarios mayores. Estos programas han logrado reducir el consumo global de electricidad para algunas empresas hasta

^[34] K.D. Kerksey, et. al. DSM Customer Acceptance. EPRI. Palo Alto, CA. 1988.

^[35] R. Blevins. Survey of Industrial Sector Demand Side Management Programs. EPRI. Palo Alto, CA. 1991.

^[36] J.P. Acton, et. al. Time of Day Electricity Rates for the United States. Rand Corporation. Santa Monica, CA. 1993.

en un 7%, a un costo promedio para las empresas eléctricas de 0.01 USD/kWh ahorrado, incluyendo aquellos programas que pagan las más altas bonificaciones a razón de 0.03 USD/kWh ^[37].

Los resultados varían mucho de un programa a otro, dependiendo de los niveles de eficiencia que deben cumplir los equipos para calificar y los esfuerzos de promoción de la empresa. Si los niveles de elegibilidad son muy bajos, entonces una alta proporción de los modelos disponibles califica para bonificaciones, lo cual redundaría en una alta tasa de participación, altos niveles de participación voluntaria (free-riders) y bajos ahorros por bonificaciones; la problemática descrita ha afectado numerosos programas de bonificaciones. Empero, los programas de bonificaciones más exitosos se caracterizan por sus estrictos niveles de elegibilidad en combinación con grandes esfuerzos de mercadeo.

Los análisis de programas de bonificaciones a nivel comercial e industrial indican que el mercadeo, los esfuerzos educacionales y el nivel de descuento tienen una fuerte influencia sobre las tasas de participación y los ahorros de energía alcanzados; cuando se promueven medidas con bonificaciones elevadas y/o con periodos rápidos del pago de la bonificación, los voluntarios tienden a ser numerosos. No obstante que las empresas desean reducir al mínimo la cantidad de voluntarios, esta reducción puede generar como efecto indeseable una disminución de la tasa de participación; incluso, se ha demostrado que programas que presentan altos niveles de participación voluntaria pueden ser redituables para la empresa patrocinadora ^[38].

Los programas de bonificaciones han probado ser muy efectivos para promover mejoras en equipos de alumbrado y equipos en general. La mayor parte de estos programas actualmente en operación han prestado poca o nula atención a la promoción de las tecnologías más avanzadas o a promover mejoras integrales de sistemas de uso final, es decir, vigilar la eficiencia que involucra la interacción de cada uno de los usos finales ^[39].

Programas de Préstamos.

Hasta ahora, este tipo de programas han sido emprendidos por muy pocas empresas. De hecho, las empresas ofrecen a sus clientes la elección entre un préstamo con cero interés o una bonificación equivalente al interés sobre el préstamo. Las comparaciones directas con los programas de bonificaciones que ofrecen las mismas empresas, indican que la mayor parte de los clientes (90%) prefieren el esquema de bonificaciones. Sin embargo, este modelo no se descarta puesto que los préstamos pueden ser útiles para aquellos clientes que no cuentan con suficiente efectivo para financiar mejoras de conservación ^[40].

[37] Steven Nadel. Lessons Learned: A review of Utility-Experience with Conservation and Load Management Programs for Commercial and Industrial Customers. New York State Energy Authority. Albany, NY. 1990.

[38] L. Barry. The Market Penetration of Energy-Efficiency Programs. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tenn. 1990.

[39] Steven Nadel. Lessons Learned: A review of Utility-Experience with Conservation and Load Management Programs for Commercial and Industrial Customers. New York State Energy Authority. Albany, NY. 1990.

[40] M. Weeda. Utility DSM Incentive Programs: What's been tried and what works to reach the commercial and industrial sectors. American Council for an Energy-Efficient Economy. Washington, DC. 1990.

Programas de Contratos por Desempeño.

Estos programas se basan en la participación de las compañías de servicios de energía (ESCO's), quienes reciben pagos de la empresa eléctrica por cada kWh o kW que ahorran. Dejados a sus propios medios, la mayor parte de las ESCO's se concentran en atender a los clientes más grandes y a impulsar únicamente las medidas de ahorro más lucrativas (particularmente alumbrado y cogeneración). Diversos programas de este tipo han logrado ahorros significativos de energía y disminución de demanda; sin embargo, han resultado ser mucho más costosos que los programas operados por las empresas que promueven las mismas medidas, razón por la cual, la mayoría de las empresas que ofrecen o han ofrecido contratos por desempeño, o bien han eliminado estos programas o han optado por complementarlos con otro tipo de programas ^[41].

Programas Paquete de Instalación Directa.

Estos programas integran la venta de equipos, auditorías de energía, instalación de equipos y controles, programas de medición, asistencia financiera (préstamos o bonificaciones), y algunas veces asistencia para la operación y mantenimiento, así como otros servicios para garantizar su permanencia. Estos programas están diseñados para clientes que carecen de tiempo, dinero y/o conocimientos para identificar y poner en práctica proyectos de DSM por sí mismos. Estos programas pueden lograr índices de participación más altos que otros tipos (50-90%), mas sólo han sido probados sobre una base altamente concentrada.

Los programas paquete han logrado ahorros mayores que los programas de bonificaciones: en el sector residencial se han reportado ahorros del 10-15%, mientras que en los sectores comercial e industrial se identifican ahorros que variaron entre 10% y 26%. No obstante lo anterior, estos programas típicamente cuestan a las empresas 0.04-0.06 USD/kWh para el sector residencial, y 0.02-0.04 USD/kWh ahorrado para los usuarios comerciales e industriales, los cuales representan un precio inferior al costo marginal de largo plazo de algunas empresas, pero un costo por encima del incurrido en los programas de bonificación ^[42]. Sin embargo, cuando los costos del cliente se incluyen en el análisis, los costos unitarios del programa de bonificaciones —por kWh y por kW— son cercanos a los costos del programa paquete, debido a que los clientes pagan una mayor proporción del costo total de las medidas en un programa de bonificaciones que en un programa paquete. Los programas paquete a gran escala apenas se han iniciado, de manera que aún falta esperar los resultados alcanzados en proyectos de gran escala.

Programas por Contrato.

En años recientes se ha observado un interés creciente en programas por contrato, en los cuales las empresas solicitan propuestas a terceros para suministrar recursos, ya sea del lado de la demanda o del lado de la oferta. Los adjudicación de contratos se basa en el precio y otros factores. El objetivo de los programas por contrato es dejar que sea el mercado quien determine el precio de los nuevos recursos y la mezcla apropiada de recursos de los lados de la oferta y la demanda y/o la mezcla de programas patrocinados por la empresa con las aportaciones de externos. No obstante que algunos programas de contrato se han limitado a sectores y equipos específicos, en estos programas pueden someterse ofertas para cualquier sector o uso final.

[41] New England Electric. Evaluation of New England Electric System Partners in Energy Planning Programs. Westborough, Mass. 1988.

[42] Steven Nadel. Electric Utility Conservation Programs: A review of the lessons taught by a decade of program experience. American Council for an Energy-Efficient Economy. Washington, DC. 1991.

La experiencia que se tiene con los programas por contrato del lado de la demanda es limitada, aunque el número de propuestas crece cada año; los datos recabados indican que la mayoría de estas propuestas han sido sometidas por ESCO's y, en menor cantidad, por grandes usuarios industriales. Los estudios preliminares señalan que se pueden lograr ahorros significativos, incluso algunas empresas tienen firmados contratos que totalizan hasta el 4.6% de su demanda pico ^[43].

Las compras por contrato, por definición, cuestan menos que los costos evitados de la empresa, aunque hay una tendencia a que las ofertas se acerquen a los costos evitados de la empresa. Una revisión de este tipo de programas encontró que los costos promedio para la empresa están alrededor de 0.025-0.068 USD/kWh ^[44]; este mismo estudio concluye que los programas por contrato sólo pueden jugar un papel limitado en la estrategia de administración de la demanda debido a: (i) el poco desarrollo alcanzado por las ESCO's, (ii) los altos costos de transacción que presentan ciertos sectores y, (iii) la falta de mecanismos apropiados para ofertar algunos programas específicos. Así pues, todo indica que los programas por contrato representan únicamente una pequeña parte del portafolio de programas de DSM.

De lo antes expuesto se deduce que diferentes estructuras de programas encuentran nichos diferentes:

- Los programas de bonificación pueden ser utilizados con éxito para promover un equipo eficiente a un costo moderado para la empresa, pero este tipo de programas generalmente alcanzan a una minoría de los clientes y no han sido muy efectivos para promover la eficiencia integral de los sistemas.
- Los programas de préstamos y contratos por desempeño pueden ser útiles a los usuarios que carecen del capital para financiar medidas de conservación.
- Los programas de desempeño contratado y por contrato son útiles para las empresas que no desean operar el programa por sí mismos.
- Todos los programas requieren de una extensa administración y supervisión, por ello, algunos programas encabezados por las ESCO's pueden resultar más costosos que los programas manejados por las propias empresas eléctricas.
- Los programas paquete de instalación directa pueden lograr índices de participación muy elevados, así como mayores ahorros por cliente, pero generalmente lo logran a un costo más alto para la empresa que otro tipo de programas. Este método es particularmente atractivo para incorporar a los clientes más difíciles de interesar (i.e. grupos de bajos ingresos, micros y pequeñas empresas).
- En igualdad de circunstancias, las bonificaciones tienden a aumentar la participación y los ahorros de los programas.

Las fortalezas y debilidades de los diferentes tipos de programas se resumen en la Tabla 2.3.

[43] D. E. Stey. Bidding conservation against cogeneration: The level playing field. EPRI. Palo Alto, CA. 1989.

[44] C. Goldman. Review of DSM bidding programs: Impacts, cost and future prospects. Synergic Resources Corporation. Bala Cynwyd, Penn. 1992.

TABLA 2.3
FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE PROGRAMAS DE DSM

	Número de Clientes Seleccionados	Número de Clientes por Año	Tasa de Participación	Ahorros por Cliente	Costo para la Empresa
Información	Fuerte	Moderado	Débil	Débil	Variable
Administración de Carga	Fuerte	Moderado	Moderado	Moderado-Fuerte	Débil
Bonificaciones	Fuerte	Moderado	Débil-Moderado	Moderado	Débil-Moderado
Préstamos	Moderado	Débil	Débil	Moderado-Fuerte	Moderado
Contrato por Desempeño	Moderado	Débil-Moderado	Débil-Moderado	Moderado-Fuerte	Moderado-Fuerte
Instalación Directa	Moderado *	Moderado	Fuerte	Fuerte	Moderado-Fuerte
Subasta de Recursos	Variable	Variable	No es claro	Variable	Moderado-Fuerte

* Puede ser fuerte si se extiende al largo plazo

Un análisis recientemente publicado por EPRI estima que los programas de DSM —incluyendo programas de eficiencia de energía y construcción de carga— han logrado la reducción del 1.1% de las ventas totales de electricidad, 3.6% de la demanda pico en el verano y 3.0% de la demanda pico durante el invierno. No obstante, las empresas que han implementado los programas más agresivos han alcanzado ahorros globales del 5% de la energía consumida y reducir en 5% la demanda pico ^[45].

Los diferenciales existentes entre las empresas líderes y los programas promedio encuentran su fundamento en las siguientes razones: la Alta Dirección de las empresas eléctricas apoya activamente los esfuerzos de DSM y transmite este compromiso a su personal; estas empresas cuentan con personal capacitado, espíritu innovador y deseos de adaptarse al uso de nueva información; asignación de inversiones sustanciales, alrededor del 2-6% de los ingresos brutos; implementación de programas de gran escala; capacidad para trabajar conjuntamente con los clientes; y presión o estímulos que emanan del marco regulador vigente. Aunado a lo anterior se deben mencionar las siguientes barreras características de los programas: confianza excesiva en los métodos de programación tradicionales, falta de una perspectiva de largo plazo en los programas de planeación y operación, atención inadecuada a las oportunidades perdidas, incongruencia entre los programas de las empresas y la normativa vigente, escasez de personal capacitado y equipo, poco impulso a los programas de DSM industriales, inadecuada evaluación de los programas, permanencia insuficiente de las medidas, etc.

^[45] A. Faruqi, et. al. Impact of DSM on Future Customer Electricity Demand: An Update. EPRI. Palo Alto, CA. 1995.

Las estrategias.

Es un hecho que el crecimiento exponencial de los recursos destinados a programas de DSM está fundamentado en la rentabilidad de las inversiones aplicadas, así como en la adecuación de los marcos reguladores que las han permitido. De esta manera, las empresas eléctricas han sido el factor detonante de promoción de estos proyectos; para ello, las compañías eléctricas han seguido las siguientes estrategias básicas:

Estrategia enfocada a la curva de carga. El concepto fundamental de DSM fue el mejorar el factor de carga con objeto de satisfacer más eficientemente la demanda de sus usuarios, reflejándose esto en menores costos. En Europa, son muchas las empresas que han logrado factores de carga muy elevados combinando opciones de control de carga, tarifas y almacenamiento.

Estrategia enfocada a la reducción de costos. La DSM permite a las empresas reducir los costos futuros de servicio asociados a las necesidades del cliente. Durante las dos últimas décadas ha sido evidente que la generación de electricidad no es ya una industria de costos descendentes. Los costos futuros de la producción de electricidad serán probablemente mucho más altos que el costo promedio presente. El establecimiento de programas de DSM da la oportunidad de reducir los aumentos en los costos futuros de la electricidad.

Estrategia enfocada al recurso de largo plazo. En Estados Unidos, las empresas eléctricas están considerando cada vez más a la DSM como una opción de recurso a futuro. Los conceptos de costo mínimo o planeación de recursos integrados, adoptados en la mayor parte de los estados de ese país, otorgan la misma importancia a los recursos del lado de la oferta que del lado de la demanda, obligando al desarrollo de una mezcla de recursos de costo mínimo que haga frente a las necesidades futuras del cliente.

Estrategia enfocada a reducir el impacto ambiental. Con la creciente preocupación de la sociedad en lo referente al cambio climático global y la capacidad de generar un desarrollo sustentable, son ampliamente aceptadas las medidas de eficiencia que reduzcan el daño ambiental. DSM otorga un mecanismo excelente para fomentar el uso de las tecnologías más eficientes en energía. Países como Australia, Suecia, Dinamarca y Noruega han implementado DSM como una alternativa para cumplir con sus metas ambientales.

Estrategia enfocada al servicio al cliente. Parece existir una tendencia hacia una desregulación parcial y/o completa en el mercado de la electricidad, creando una mayor competencia en este mercado. Bajo esta situación, DSM ofrece oportunidades para mejorar el servicio al cliente y las relaciones con el cliente y, por ende, aumentar la posición competitiva de la empresa.

Estrategia enfocada a los nuevos negocios. El establecimiento de programas de DSM a través de las compañías de servicios de energía, parcial o totalmente propiedad de las empresas, ofrece una nueva e interesante oportunidad de negocios con atractivas perspectivas de utilidades.

Las empresas suministradoras de energía eléctrica que han incursionado en la DSM han aplicado en diferentes grados las estrategias antes señaladas, lo cual ha originado diferentes conceptos de programas, tecnologías y enfoques de aplicación. No obstante lo anterior, se pueden derivar beneficios significativos del intercambio de información, experiencias y tecnologías a través de las fronteras internacionales.

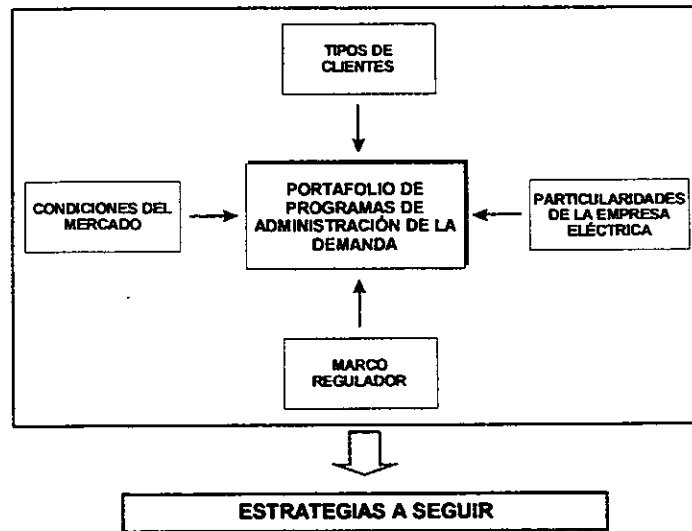


Figura 2.5 Integración de Programas de Administración de la Demanda.

El entorno.

La aplicabilidad y beneficios de opciones específicas de DSM en un programa particular están vinculados a numerosos factores, entre los que destacan: características de los clientes y la empresa eléctrica, condiciones del mercado y marco regulador existente.

Las características del cliente como son mezcla de aparatos y equipos, factores demográficos, principales usos finales, patrones de utilización de la energía, patrones de ocupación, etc. determinan la naturaleza de la demanda del cliente y, por lo tanto, influyen sobre la potencial aplicación de DSM sobre estas cargas. De esta manera, proyectos que incluyan equipos de aire acondicionado eficientes o sistemas para control de unidades centrales serán más atractivos en regiones con climas cálidos, mientras que la promoción de bombas de calor o sistemas de calefacción con equipos de almacenamiento térmico pueden ser más adecuados para clientes ubicados en climas más fríos.

Las características de la planta de generación como son la forma de carga del sistema, mezcla de combustibles, capacidad marginal, costo estacional de la energía, crecimiento de carga, margen de reserva, etc. son factores que pueden influir sobre los beneficios diferenciales de la empresa para las opciones de DSM factibles. Así, las empresas eléctricas con capacidad reducida y altas cargas de enfriamiento en el verano pueden obtener un beneficio sustancial al implantar opciones de almacenaje de frío (ice storage), en tanto que las empresas con altos márgenes de reserva y bajos factores de carga se pueden beneficiar con la promoción de alguna electrotecnología eficiente en la industria.

Las condiciones del mercado, tales como el crecimiento económico, precios de los combustibles, tasas de interés o inflación, pueden también influir sobre los beneficios de las distintas opciones de DSM para la empresa y el consumidor. En situaciones de alto crecimiento económico es posible que el crecimiento de carga sea alto y, por lo tanto, los beneficios por corte en periodo de punta, desplazamiento de carga y/o conservación estratégica de energía pueden ser muy altos. Los precios de la electricidad en competencia con algunos combustibles, pueden determinar los beneficios de electrotecnologías eficientes u otras opciones que involucren cambio de combustible (fuel switching).

El marco regulador es un factor importante para determinar los beneficios de un programa específico de Administración de la Demanda. En Estados Unidos son las Comisiones Regulatoras Estatales quienes determinan el tratamiento que debe darse a los gastos e incentivos (rebates), así como los mecanismos para recuperar las inversiones aplicadas en DSM. En una situación regulatoria diferente, por ejemplo Canadá, donde la mayor parte de las empresas eléctricas son de propiedad estatal, los criterios de elección de los programas de DSM es diferente. Cabe destacar que a pesar de las notables diferencias entre las estructuras reguladoras de ambos países, los tipos de programas establecidos en ellos son muy similares.

No obstante que existen diferencias significativas entre estos factores en países como Estados Unidos, Canadá, Suecia, Noruega, Dinamarca y Australia, incluso dentro de cada país, se ha observado que muchos de los conceptos de aplicación y técnicas de DSM son transferibles entre las distintas áreas de servicio, regiones o países ^[46].

La implementación.

Para el momento en que los programas de DSM están listos para su implantación, la empresa ya ha efectuado una preselección con base en una evaluación inicial de la rentabilidad y factibilidad de la mezcla de recursos, lo cual implica que se deben establecer un conjunto de metas realistas para cada programa seleccionado. El potencial de recursos de una tecnología de DSM ignora deliberadamente varios factores clave: costo, límites operacionales, aceptación política, disponibilidad en el mercado de productos y servicios, así como el personal requerido para implementar el programa. Es indispensable incluir estas consideraciones durante la etapa de implementación del programa específico. Además, la empresa eléctrica habrá de afinar algunos detalles para presupuestar y asignar recursos:

- Selección y entrenamiento del personal.
- Coordinación entre departamentos participantes.
- Asignación de presupuestos, incluyendo la adquisición de equipos.
- Diseño del plan de mercadeo, incluyendo la creación de las estructuras de incentivos a clientes.

La selección y entrenamiento del personal es una tarea seria que requiere atención significativa. El cuidado y esmero que se pongan para contratar al personal más calificado retribuirá en forma de mejores resultados durante las etapas siguientes a la implementación. El entrenamiento apropiado a este personal permitirá tener el programa en operación a plena capacidad más pronto.

Otro elemento importante para asegurar que la implementación del plan se lleve a cabo tan libre de tropiezos como sea posible, está en la coordinación de esfuerzos de los diferentes departamentos o divisiones de la empresa involucrados en el proyecto: planeación de recursos, unidades de contratación, personal administrativo, servicios al cliente, contabilidad y presupuestos, finanzas y tarifas, operación sistema (transmisión y distribución), así como comercialización (lecturas y facturación). Un recurso valioso que con frecuencia es soslayado por las empresas es la búsqueda de servicios y conocimientos de otros departamentos no forzosamente afines al proyecto.

[46] Dilip R. Limaye. Administración del lado de la Demanda: Perspectivas Internacionales. SRC International. New York, 1992.

Los costos generales del programa usualmente se estiman durante las fases de selección de recursos e integración; durante la fase de implementación se desarrollan presupuestos detallados. La planeación cuidadosa es la clave de este proceso de distribución presupuestal, en el que se incluirán las actividades de selección, compras, instalación y educación, examinándose los requisitos de personal y compras, así como la duración estimada. En las fases iniciales del programa se realizarán las primeras estimaciones de costos, lo cual permitirá identificar fácilmente, en esta etapa, las eventuales áreas problemáticas y determinar sus posibles soluciones.

La creación del plan de mercadeo es el mecanismo a través del cual el programa de DSM llega a los usuarios, y en él descansa la promoción de los servicios deseados entre los clientes objetivo. La determinación de las estrategias de mercadeo del programa se basa en los métodos más efectivos de promoción a un costo tal que permita generar un nivel de interés justificado en los programas sujetos a dicho mercadeo. El primer paso en la selección de la estrategia de mercadeo más apropiada consiste en dividir a los consumidores objetivo en grupos más pequeños con características similares. Las estrategias de mercadeo se refinan a través de proyectos piloto (grupos focales) o encuestas, los cuales permitirán obtener estimaciones de aceptación de la medida y comportamiento de los clientes; de hecho, estos métodos ayudan a enfocar las preferencias y selecciones del cliente. A continuación se mencionan algunas de las estrategias de mercado más comúnmente seguidas, incluyendo ejemplos de cada una de ellas:

Educación de clientes. Promoción a través de anexos a la factura de cobro, correo directo, folletos, paquetes de información, línea abierta de información, exhibiciones temporales y permanentes.

Incentivo directo. Estimulos económicos para la participación, entregados en forma de bonos, regalos, premios en efectivo, préstamos con nulo o bajo interés, instalación subsidiada, inclusión de pólizas y servicios de mantenimiento, ofertas de recompra y recompensa a los empleados de la empresa ante casos exitosos de mercadeo.

Cooperación de aliados del sector. La cooperación con ingenieros, arquitectos, distribuidores, cámaras, contratistas, etc. que ayuda en las etapas de entrenamiento, certificación, propaganda y mercadeo conjuntos, y ventas de servicios y/o productos.

Contacto directo con el cliente. La participación del cliente en los servicios de instalación, talleres y foros comunitarios, servicios de inspección, auditorías de energía, exhibiciones y otros.

Anuncios y promoción. Usando los medios masivos de comunicación (radio, televisión o periódicos), o bien, materiales proporcionados en localidades estratégicas donde los clientes efectúan sus compras.

Precios alternativos. Presentando opciones de tarifas o servicios innovadores, tales como tarifas de tiempo de uso, tarifas estacionales, tarifas de bloque invertidas, tarifas de demanda, precios de conservación o tarifas interrumpibles.

Es evidente que la implantación del proyecto requiere llevar un seguimiento del plan documentado y aprobado. No obstante, las metas pueden cambiar ligeramente durante el desarrollo del proyecto; lográndose una mejor cuantificación en la medida que se apeguen a escenarios reales. Conforme progresa el programa, el planificador de la empresa puede comprobar periódicamente los avances contra la programación; así, cualquier cambio inesperado en la participación del programa, costos de electricidad, precios del equipo, etc. se pueden cuantificar conforme se presentan. Esto coloca a la empresa en buena posición para realizar los ajustes que se demanden.

La evaluación.

Uno de los temas principales de la DSM y actualmente uno de los términos de preocupación más recurrente para las empresas eléctricas es la evaluación de resultados, es decir, el proceso de verificación de la efectividad del programa. Conforme los programas de DSM aumentan en magnitud, costos y posibilidades, la medición de sus efectos y rentabilidad asume una importancia creciente. La evaluación es la medición sistemática de la operación y desempeño de los programas. Las evaluaciones dependen de mediciones objetivas y no de evidencias anecdóticas e impresiones personales. En la evaluación se utilizan métodos de investigación de las ciencias sociales y datos técnicos para producir resultados válidos y confiables. Las evaluaciones tienen por objeto afectar decisiones futuras; no son ejercicios académicos.

Junto con los gastos rápidamente crecientes aplicados en los programas de DSM vienen riesgos financieros crecientes y la necesidad concomitante de asegurar que la inversión en DSM devenga las ganancias deseadas. Además, los pagos a las empresas eléctricas —expresados en términos de incentivos por regulación— usualmente están en correspondencia directa con la habilidad que tienen aquéllas para probar que los ahorros esperados de energía y capacidad realmente fueron alcanzados.

El problema básico para determinar los impactos reales de los kWh y kW logrados se sustenta en los diferenciales calculados entre una situación hipotética sin programa y otra con base en un programa piloto o total; estos trabajos deben realizarse con una exactitud razonable, a un costo razonable y en un lapso de tiempo razonable. Lo anterior constituye un compromiso muy costoso —según algunos datos puede alcanzar hasta un 20% del total de los costos del programa de DSM— que sin duda disminuirá su costo con el tiempo mientras crece la experiencia en la ejecución de programas de DSM.

Las evaluaciones suministran información para modificar y mejorar la operación de los programas. En un sentido más amplio, las evaluaciones proporcionan información relevante a los ejecutivos de las empresas y entes reguladores que permiten:

- Documentar los ahorros de energía, reducciones en demanda y rentabilidad de los programas.
- Mostrar formas de mejorar los programas aumentando las tasas de participación y los ahorros de energía, o bien, disminuyendo los costos.
- Sugerir nuevas formas para el diseño de programas futuros.
- Respalidar los presupuestos de DSM ante los comités de la empresa.
- Suministrar datos para mejorar los pronósticos de carga y la planeación de la empresa.

Durante décadas, las empresas eléctricas han desarrollado información detallada sobre costos y tiempos de construcción; costos de operación, mantenimiento y combustibles; factores de capacidad y disponibilidad; duración y causa de interrupciones; producción, consumo de combustibles y emisiones por planta. La historia de los programas de DSM es tan corta que no existen datos comparativos referidos a los programas de eficiencia energética y manejo de carga, sobre tasas de participación, ahorros de energía, reducciones en demanda; esto no exime a las empresas eléctricas de medir el comportamiento de los programas de DSM con la misma competencia y diligencia con que

vigilan la operación de sus sistemas eléctricos. La literatura identifica básicamente dos tipos de evaluaciones para los programas de DSM:

Evaluaciones de proceso. Examinan operaciones del programa para identificar el grado de implementación del programa y sugerir formas para mejorar su desempeño; se enfocan hacia metas del programa, historia y actividades, y con frecuencia se basan en entrevistas con el personal de la empresa, los participantes y lo aliados del sector. Estas evaluaciones ocurren durante el establecimiento del programa, por lo que, pueden dar una rápida retroalimentación para realizar ajustes oportunos. Además, las evaluaciones de proceso se pueden usar para interpretar los resultados de las evaluaciones de impacto.

Evaluaciones de impacto. Examinan los efectos del programa, suministran documentación cuantitativa de los beneficios y costos del programa. Este tipo de evaluaciones mide las tasas de participación, aceptación de los participantes y prácticas de DSM recomendadas, tecnologías de DSM promovidas, así como reducciones de energía y demanda programadas. Las evaluaciones de impacto comparan los resultados del programa contra un escenario hipotético donde no existe el programa.

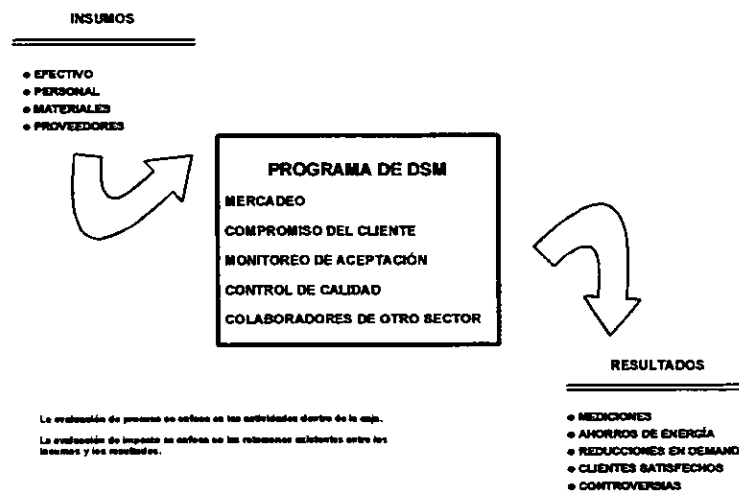


Figura 2.6 Tipos de evaluación de los Programas de Administración de la Demanda.

Ambas evaluaciones involucran dos fases de los ahorros de energía y reducciones de demanda: los ahorros totales que son los cambios anuales en el uso de electricidad y la demanda pico experimentados por los participantes en el programa, y los ahorros netos integrados por la porción de los ahorros totales que pueden atribuirse directamente al programa de la empresa.

Los ahorros netos son la diferencia entre los ahorros totales y los ahorros que hubieran logrado los participantes en ausencia del programa; los ahorros en ausencia del programa reflejan la respuesta de los clientes a cambios en los precios de la electricidad y combustibles fósiles, cambios en la actividad económica o ingresos personales, introducción de nuevas tecnologías y otros factores externos al programa.

No obstante que es posible medir directamente los ahorros totales del programa, los ahorros fuera del programa no pueden medirse en virtud de que el programa ya existe. Entonces, es común realizar estimaciones de estos ahorros a

través de un grupo de comparación, integrado generalmente por los clientes elegibles que optan por no participar. La Tabla 2.4 muestra las actividades asociadas con el proceso de evaluación de un programa de DSM.

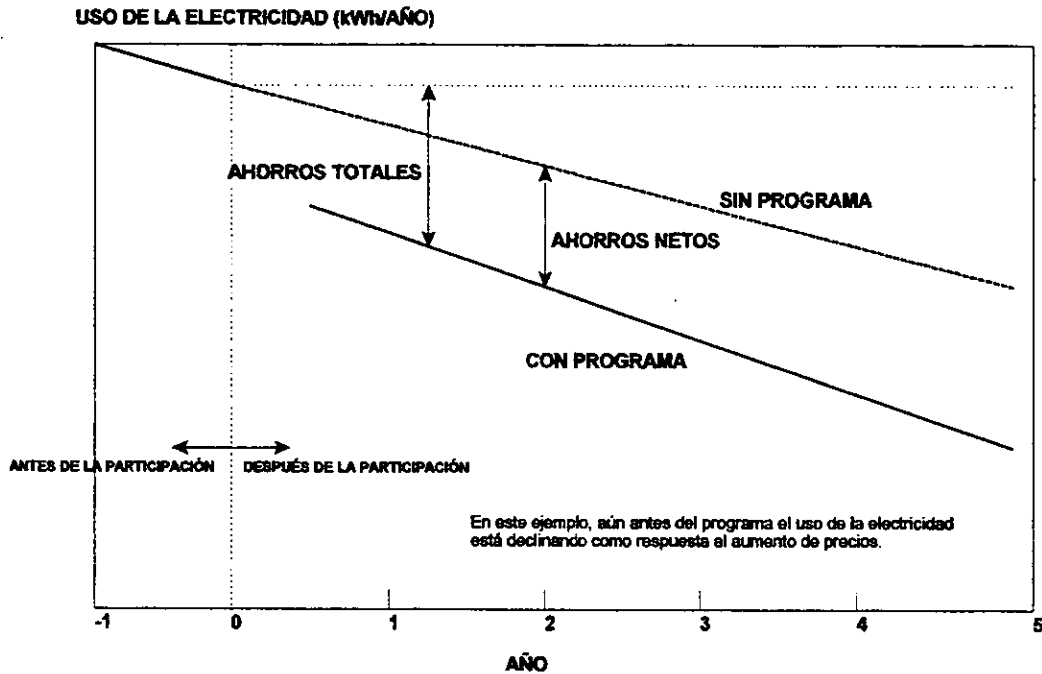


Figura 2.7 Escenarios de uso de electricidad con y sin programas de Administración de la Demanda.

TABLA 2.4
SECUENCIA DE ACTIVIDADES EN LA EVALUACIÓN DE PROGRAMAS DE DSM.

Evaluación del plan

- Identificar metas del programa y decisiones futuras.
- Determinar objetivos de la evaluación y cuestionarios.
- Identificar recursos de evaluación (presupuesto, personal, tiempo, datos, y métodos analíticos).

Desarrollo de la evaluación

- Definir las poblaciones a monitorear.
- Recolección de información (historia del programa, datos del clima, facturación mensual de electricidad y datos de usos finales).
- Análisis de la información.

Presentación de resultados

- Revisión conjunta de resultados.
- Comunicar resultados a los ejecutivos de la empresa y el ente regulador.
- Preparación del informe final y guías.
- Actuar con base en la información obtenida.

Cabe destacar que los datos de facturación podrán medir las variaciones en el uso de electricidad, en tanto que las investigaciones de carga miden cambios en la aplicación de usos finales específicos. Entonces, los cambios de equipos y prácticas de operación podrán afectar los datos de facturación mensual, pero no los datos de investigación de carga.

IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS APLICABLES.

Las actividades de DSM no solo se enfocan al rendimiento de la electricidad y el manejo de la carga (un uso más sabio de la electricidad) sino que apropiadamente utilizada también incluye las opciones para reducir, manejar y/o incrementar la carga (un uso más extenso de la electricidad). De hecho, el uso más extensivo de la electricidad en combinación con su uso más sabio puede ser la manera más efectiva para conservar los recursos energéticos estratégicos.

Muchos planificadores han argumentado que una unidad de energía eléctrica ahorrada es equivalente a la preservación de tres unidades de energía primaria a causa de la conversión de la energía que ocurre durante la producción de electricidad. Esta afirmación ha tenido como resultado una suposición general e incorrecta al presentar al uso de la electricidad como ineficiente y siempre asociado con impactos adversos al medio ambiente; en casos extremos, esta mala interpretación ha alentado el uso indiscriminado de combustibles fósiles en lugar de la electricidad, e incluso, ha dado lugar a la aplicación de subsidios para convertir los sistemas de uso final basados en electricidad a gas natural.

Algunas formas de energía pueden satisfacer con mejor rendimiento una aplicación energética específica, pero estas energías son extremadamente limitadas en su escala de aplicación; la electricidad ofrece una precisión y un control inigualables, además puede cubrir todas las necesidades energéticas asociadas con el mundo contemporáneo, lográndolo con comodidad y conveniencia. Es por ello que se explica el por qué casi todos los aparatos y dispositivos nuevos están diseñados para su utilización con electricidad. No obstante las ventajas evidentes que presenta la electricidad frente a otras formas de energía, algunos investigadores —entre ellos Steven Nadel— sugieren enfatizar el rendimiento de la electricidad en términos de los requerimientos totales de recursos.

Para analizar el rendimiento del total de recursos de un uso final es esencial emplear una visión del sistema total de energía incluyendo las etapas de conversión, transferencia y utilización. Al comparar el uso del combustible fósil contra el uso de la electricidad, el analista evalúa todas las pérdidas de conversión y transferencia, así como las ganancias en el uso final a través de la efectividad de las distintas formas de energía.

Para ilustrar la eficiencia comparativa de usos finales se examinará un sistema en su totalidad; la Figura 2.8 esquematiza dos circuitos alimentados con una unidad de energía proveniente de un pozo de petróleo o de gas: por un lado, un sistema eléctrico convierte esta unidad de energía fósil en energía térmica para climatización de espacios a través de una bomba de calor con un rendimiento global del 90%; por otro lado, la misma unidad energética es transportada a través de un sistema de transmisión y distribución de gas hasta donde se encuentra un horno de gas, el cual proporciona las mismas condiciones de confort, pero con un rendimiento global del 83%. Este ejemplo incluye las pérdidas que se dan en los procesos de generación, transmisión, distribución y ganancias en una bomba de calor con COP = 3.4, así como en la refinación, transporte y distribución de gas ^[47].

Algunos estudios estiman que los máximos ahorros de energía se lograrán cuando las empresas eléctricas y quienes las regulan lleguen a reconocer el valor que tendría una estrategia combinada: expandir el uso de la electricidad (un uso más extenso) aunado a la implementación de programas agresivos enfocados a la eficiencia de los usos finales (un uso más sabio), lográndose incluso una reducción de las emisiones contaminantes; dicha estrategia ha permitido a los países desarrollados incrementar el consumo de energía per cápita desde finales de la II Guerra Mundial hasta nuestros días, al tiempo de lograr una disminución continua de su intensidad energética.

[47]

Los equipos que convierten energía eléctrica en energía térmica emplean el COP (coeficiente de rendimiento) como una medida que indica la proporción de calor que se produce por unidad de electricidad consumida.

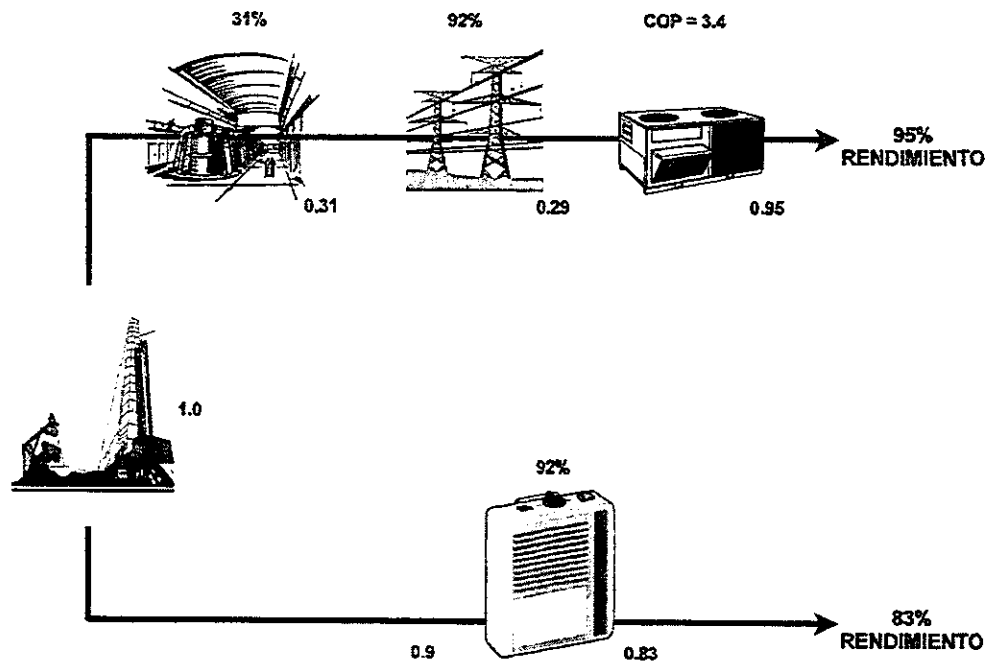


Figura 2.8 Comparación del rendimiento total: sistema de gas versus sistema eléctrico.

Sin embargo, tal vez el beneficio más grande que ofrece la DSM sea la flexibilidad que le ofrece a las empresas suministradoras de energía eléctrica. Al volverse los mercados de la energía cada vez más competitivos, se torna más difícil que las empresas logren un balance entre la demanda y el suministro. Esta competencia impone cambios estructurales significativos en las economías de mercado y permite que las nuevas tecnologías de usos finales, así como la generación producida por los clientes penetren al mercado. La planeación del lado de la oferta carece de la flexibilidad necesaria, sobre todo cuando en el tiempo se suceden numerosas revisiones de los pronósticos de carga afectando la rentabilidad de las nuevas inversiones. Por el contrario, muchas de las actividades de DSM son más adaptables a los ajustes de corto plazo si se diseñan para proveer capacidad casi instantánea y así lograr emparejar la demanda con la generación disponible, la transmisión y la distribución de recursos.

Existen numerosas oportunidades para introducir electrotecnologías eficientes y rentables, y de hecho, son sólo cuatro usos finales los que representan el 80% de la demanda actual de energía eléctrica: la fuerza motriz, la refrigeración, el alumbrado y la climatización de espacios (calefacción y aire acondicionado). Las empresas eléctricas pueden lograr más de la mitad del potencial total de ahorros si se diseñan e implementan programas de DSM enfocados a estas cuatro áreas de interés.

La fuerza motriz es responsable de más de la mitad del uso total de electricidad. La tecnología de los controladores de velocidad ajustable o los nuevos motores de alta eficiencia pueden mejorar aún más el rendimiento de la fuerza motriz. Investigaciones conducidas por EPRI muestran que la conversión electrónica de un motor de velocidad constante a uno de velocidades ajustables, típicamente logra una ganancia de rendimiento del 20%, obteniéndose un periodo de recuperación de la inversión que oscila entre 3 meses y tres años. Además, se ha intensificado el desarrollo de una gran

variedad de motores de alta eficiencia; es muy probable que a finales de siglo estos motores tengan mejoras absolutas de rendimiento entre 2 y 6 puntos porcentuales. Se estima que la combinación de ambas medidas tiene un costo de 0.05 USD/kWh.

La industria mexicana usa más electricidad para motores que para cualquier otro fin; estos usos finales ofrecen oportunidades sustanciales para ahorros de energía al emplear estrategias y tecnologías eficientes. Una evaluación preliminar señala las siguientes medidas para reducir el consumo energético de motores en la industria mexicana ^[48]:

- **Motores de alta eficiencia:** Pueden reducir el consumo energético con diseños mejorados y materiales de alta calidad; estos motores generan menos calor, duran más y pueden operar a una eficiencia 10 puntos porcentuales mayor en los rangos de capacidades más pequeñas.
- **Selección de capacidades:** Por varias razones técnicas, los motores que operan a carga reducida son particularmente ineficientes. Se debe adecuar el tamaño del motor a la carga (reducción del tamaño), con lo que se obtendrían 2.4 puntos porcentuales de incremento en la eficiencia energética.
- **Sistemas de velocidad variable:** Pueden cambiar la velocidad de los motores al modular el voltaje de entrada al motor y, por ende, adaptando el funcionamiento del motor a fluctuaciones en la carga; su implementación lograría ahorros energéticos en el rango de 24 a 52%, dependiendo de la aplicación.
- **Bandas dentadas en V y Sincrónicas:** Incrementan la eficiencia al reducir el deslizamiento. Las bandas dentadas en V tienen cortes en el corte de la banda para reducir el deslizamiento y disipar el calor; ofrecen mejoras en la eficiencia entre 1.6 y 3.8% sobre las bandas V convencionales. Las bandas sincrónicas tienen ranuras acanaladas para una mayor reducción del deslizamiento, incrementan los beneficios de las V dentadas hasta un 4-10%.
- **Lubricantes sintéticos:** Reducen la fricción en las aplicaciones de transmisión por engrane; estos lubricantes no tienen base de petróleo y tienen propiedades que prolongan la vida y utilidad del equipo donde son usados. La ganancia en eficiencia estimada es alrededor del 2%.

La refrigeración es un rubro importante y una oportunidad de ahorro para los usuarios residenciales, comerciales e industriales. Recientemente EPRI demostró una nueva tecnología que puede disminuir en 20% la energía consumida en los refrigeradores de los supermercados. Actualmente, son muchas las empresas eléctricas y los fabricantes de equipo que están impulsando el desarrollo de nuevos productos en el campo de la refrigeración, concentrando sus esfuerzos en la innovación de aislantes térmicos y nuevas tecnologías asociadas a los equipos compresores. Cabe resaltar que cada día son más los fabricantes ocupados en mejorar la eficiencia de los refrigeradores para uso doméstico, eliminando de ellos el uso de clorofluorocarbonos (CFC), elementos que destruyen el ozono de la estratosfera.

El alumbrado, responsable de más del 20% del uso directo de electricidad y otro 5% en carga indirecta de enfriamiento está experimentando una evolución silenciosa. Las lámparas fluorescentes compactas (LFC) lenta pero firmemente están sustituyendo a las lámparas incandescentes usadas en los hogares, al igual que la nueva generación de lámparas fluorescentes tipo T y los balastos de alta eficiencia están desplazando los viejos sistemas de bajo rendimiento. Más aún, se dispone ahora de una gran variedad de sensores y controles para disminuir el uso o apagar automáticamente

[48]

RCG Hagler Bailly Inc. Antecedentes y propósito de la implementación de DSM en México. USAID. Washington, DC. 1995.

las lámparas. En estos momentos, la cuestión no está en la disponibilidad de tecnologías de alumbrado de alta eficiencia, sino en cómo influenciar el mercado —tanto fabricantes como consumidores— para acelerar la adopción de estos equipos que no solo decremantan el uso de electricidad, sino que además mejoran la seguridad, la productividad y la salud de los trabajadores.

Las aplicaciones de aire acondicionado y calefacción serán abastecidas cada vez más por bombas de calor, sobre todo cuando el COP alcance un nivel generalizado entre 3 y 3.5. Estos equipos usan menos energía primaria de lo que usaría un horno con 100% de rendimiento, por lo que, paulatinamente se está convirtiendo en la tecnología de calentamiento preferida, tanto desde la perspectiva del recurso de energía total como desde el punto de vista de los ambientalistas. EPRI ha patrocinado el desarrollo de un sinnúmero de estos equipos que aunado a los beneficios antes señalados logran satisfacer todas las necesidades de los usuarios: brindan más comodidad, su funcionamiento es más silencioso y operan con un rendimiento significativamente mayor.

Durante la década pasada, se desarrollaron una serie de equipos y dispositivos de uso final basados en electricidad que permitieron que los programas de DSM fueran rentables. Empero, el potencial total de ahorro de energía casi se ha duplicado en los últimos cinco años derivado de la incorporación de nuevos materiales, elementos de microelectrónica, uso de computadoras, y mejoras en los procesos de manufactura, al tiempo que el costo unitario de la electricidad ha disminuido en un tercio. Los investigadores en los Estados Unidos están cada vez más de acuerdo en que las empresas eléctricas podrían ahorrar una cantidad sorprendentemente grande de electricidad —mucho más del 5% al 15% frecuentemente citado hace unos cuantos años— si aplicaran por completo todas las tecnologías más avanzadas de la actualidad. EPRI realizó un avalúo del máximo potencial técnico, el cual no considera las cuestiones de aceptación económica o por parte del cliente, y estas son las cifras más relevantes:

- En el sector residencial se podrían obtener ahorros que fluctúan entre el 27% al 46% de la demanda actual de electricidad. Los más importantes colaboradores para conformar este potencial son los avances tecnológicos en materia de calentamiento de agua, climatización de espacios y alumbrado.
- En el sector comercial se podrían obtener ahorros entre un 23% y un 38% de la demanda actual de electricidad. Los más importantes contribuyentes para integrar este potencial son los equipos de alumbrado, el enfriamiento de espacios y avances alcanzados en cargas específicas: computadoras y fotocopiadoras.
- En el sector industrial, las empresas eléctricas podrían ahorrar entre 24% y 38% de la demanda actual de electricidad, resaltando que la mayor oportunidad de ahorros la representan los motores eléctricos, mismos que actualmente utilizan alrededor del 67% de la electricidad industrial.

EL ENTE REGULADOR.

La prestación de servicios de energía eléctrica es reglamentada por el Estado, debido a las características específicas del sector. La inexistencia de una regulación adecuada puede provocar distorsiones en el empleo de los recursos económicos, que no se solucionarían si la determinación de los precios y niveles de producción fuese dejada únicamente a cargo de las fuerzas del mercado. Por esta razón el Estado interviene en actividades normativas y fiscalizadoras.

En muchos países del mundo, el Estado ha cedido la prestación de los servicios a empresas estatales, usando el argumento de evitar abusos monopólicos en relación con tarifas, ganancias y calidad de los servicios. Así, el Estado

se adjudica un papel tutelar sobre este servicio público por medio de un organismo o varios organismos relacionados, atribuyéndose funciones productivas, normativas y de finalidad social. Sin embargo, este enfoque ha producido resultados negativos en algunos países, donde las funciones de producción y regulación se superponen, confundiendo los papeles y objetivos de los agentes involucrados. Las entidades estatales que no están sujetas al riesgo de la quiebra pueden presentar deficiencias de administración y gestión que conducen, generalmente, a permanentes déficits financieros, mala calidad de los servicios, injerencia política excesiva e ineficiente, y elevados costos finales de suministro.

En el enfoque tradicional de regulación, es habitual que el sistema tarifario se base en costos contables, donde las tarifas deben cubrir los costos de explotación, mantenimiento y conservación de las instalaciones y además proporcionar una adecuada rentabilidad al capital invertido. Este sistema dificulta la búsqueda de la eficiencia, ya que los costos considerados pueden encubrir la ineficiencia de la gestión de las empresas. Por otro lado, como el ingreso es función de la remuneración sobre los activos, existe una señal en la dirección de aumentar el valor de esos activos.

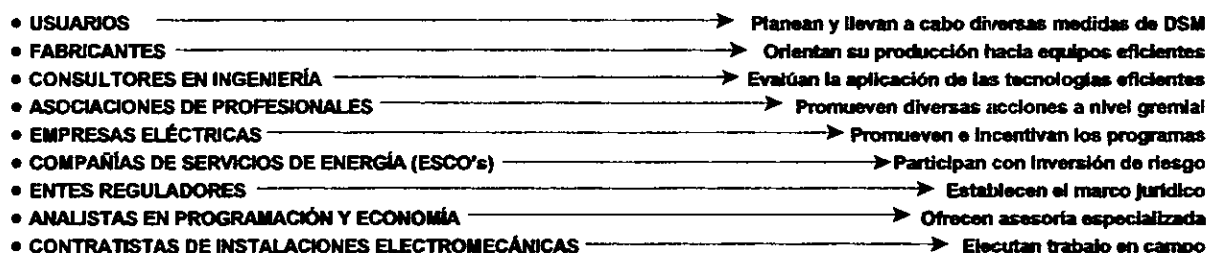


Figura 2.9 Participantes en los Programas de DSM y sus funciones.

El nuevo enfoque de regulación busca el máximo bienestar social; promueve la eficiencia en la gestión de las concesionarias y mejora los niveles de calidad de los servicios, definiendo los papeles de todos los agentes involucrados de la forma más clara posible. En este nuevo paradigma, los reglamentos del sector electricidad deben tratar básicamente de las normas de calidad del servicio, de las condiciones de asignación de concesiones, de los derechos y las obligaciones de las empresas y consumidores, además de la fijación y reajuste de las tarifas; asimismo deben permitir fácil fiscalización y control del cumplimiento de las normas. Entonces, es fundamental definir las funciones del Estado y de las empresas concesionarias de los servicios. El Estado debe asumir las funciones que los particulares no están en condiciones de cumplir eficientemente, lo que necesariamente no incluye su participación como agente productivo. El Estado debe reglamentar y fiscalizar el cabal cumplimiento de las normas.

En resumen, un adecuado marco regulador debe considerar los siguientes aspectos:

- La separación real, en organismos diferentes, de las funciones normativas y fiscalizadoras de las funciones claramente productivas y comerciales, evitando concentrar en la misma entidad la función de juez y parte.
- La eliminación de las incertidumbres de la legislación, dando a las empresas públicas y privadas los medios para buscar la estabilidad económico-financiera.
- La determinación de una tarifa que incentive la eficiencia de las empresas y señalice a los consumidores en la dirección del uso racional y económico de la energía eléctrica.

- El establecimiento de un sistema eficiente y eficaz de subvenciones a los sectores más pobres.
- La creación de una estructura capaz de promover la eficiencia, la productividad, por medio de la competitividad, siempre que sea posible.

Los entes reguladores modernos han sido el factor detonante para la decidida participación de las empresas eléctricas en su papel promotor y financiador de ambiciosos programas de DSM, al autorizar los esquemas y mecanismos de generación y recuperación de fondos destinados a la implementación de medidas que coadyuven al mejoramiento de la eficiencia energética rompiendo el paradigma *ingresos perdidos versus afectación de la fórmula de rentabilidad de las inversiones*. El ente regulador es el agente que ha promovido entre las empresas eléctricas la búsqueda e incorporación de las alternativas disponibles más económicas para cubrir sus demandas.

Para promover un desempeño superior de las empresas eléctricas es necesario un marco regulador independiente de cualquier patrocinio y transparente para la población, que separe con claridad los papeles del gobierno y los de las compañías suministradoras. En particular, el gobierno mexicano desempeña el papel de dueño y regulador de las empresas generadoras de energía eléctrica con lo que el patrocinio político se convierte en una barrera para la transformación hacia instituciones comerciales. Por lo tanto, es evidente la necesidad urgente de realizar un nuevo convenio social entre el gobierno y las empresas eléctricas nacionales.

En México, durante 1993 se creó por decreto presidencial la Comisión Reguladora de Energía, órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, entre cuyas facultades destaca la resolución de controversias originadas por la aplicación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica o la de otros ordenamientos relacionados con los aspectos energéticos en todo el territorio nacional. Inicialmente, sus funciones han sido orientadas hacia el establecimiento de un marco regulador que incentive y promueva la participación de capital privado en la integración de infraestructura para el Sector Eléctrico.

En el mediano plazo, la Comisión Reguladora de Energía deberá asumir además, las atribuciones inherentes que desempeñan los entes reguladores de otros países durante su etapa de madurez, esto es, la protección del consumidor de energía eléctrica haciendo cumplir a los productores de electricidad esquemas de mínimo costo garantizado, lo cual da origen a un órgano que supervisa el proceso de planeación de expansión de la oferta incorporando fuentes no convencionales, capacidad evitada por el lado de la demanda y externalidades ambientales. El establecimiento de marcos reguladores claros y organismos reguladores fuertes e independientes es prerequisite para cualquier acción efectiva en el largo plazo en materia de DSM. La regulación no debe únicamente fijar el precio en el nivel del costo del servicio, sino también encontrar medios de imponer que las empresas eléctricas atiendan cualquier cantidad que sea demandada a un nivel de confiabilidad adecuado. Así, el ente regulador se ve involucrado en las complejas tareas de hacer provisiones de demanda, fijar el nivel adecuado de confiabilidad e imponer el suministro a ese nivel de fiabilidad.

Es evidente que aun cuando se han realizado significativas modificaciones a la estructura organizacional de las empresas eléctricas nacionales, éstas han sido insuficientes para enfrentar la problemática del Sector Eléctrico. En este proceso de modernización estructural, las empresas eléctricas cambian su propósito único y primario de producción de electricidad hacia una empresa ofertante de servicios energéticos, esto es, entes financieros que incursionan en campos afines y no desconocidos como son: la promoción de la venta de equipos eficientes entre sus clientes; establecimiento, apoyo y conducción de organizaciones educativas; o bien, la distribución de energía generada por otras compañías o personas. Lo anterior, constituye el enfoque moderno de una empresa eléctrica donde el usuario deja de ser un mero abonado para convertirse en un cliente. En los próximos años la Comisión Reguladora de Energía debe consolidar su posición como ente regulador, de manera que al ampliarse sus atribuciones desempeñe el control y

dirección de la planeación de la expansión de la oferta energética en nuestro país coadyuvando no sólo a la adecuada prestación del servicio público, sino también para garantizar el libre ejercicio de las actividades a cargo de particulares.

ANÁLISIS DE CASOS TESTIMONIALES.

En enero de 1992 y como respuesta de la industria eléctrica de los Estados Unidos, se impulsó un proyecto denominado *Results Center*, cuyo propósito fundamental es documentar las experiencias derivadas de la implementación de programas de Administración de la Demanda dentro de la Unión Americana; debido al éxito alcanzado, se han incorporado a este esfuerzo —hasta enero de 1997— un total de 67 empresas eléctricas pertenecientes a seis países. La información publicada por el *Results Center* está presentada en un formato estandarizado que integra y permite comparar diferentes estrategias de mercado adoptadas, mecanismos de financiamiento, tipos de programas, tecnologías involucradas, barreras a vencer y estadísticas relevantes. En esta sección se presenta, en forma sucinta, los casos testimoniales que a juicio del autor son los proyectos más representativos de la Administración de la Demanda en los últimos años; la información mostrada está basada en los primeros 100 casos editados por el *Results Center*.

TABLA 2.5 CASOS TESTIMONIALES DE DSM						
EMPRESA	VENTAS (GWh)	PRODUCTOS (USD)	USUARIOS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	DEMAN- DA PICO (MW)	TARIFAS PROME- DIO (¢/kWh)
New England Electric System	20,470	1,838,000,000	1,256,656	5,645	4,250	7.62 - 9.10
Califican: Pequeños comercios e industrias con demanda menor de 50 kW			Tasa de participación: 9.5%		Vida esperada: 15 años	
Tecnologías: Iluminación, climatización y calentamiento de agua			Tipo de Programa: Paquete de Instalación directa			
Estrategia de mercadeo: Incentivos directos (100%), equipos e información distribuidos a través de aliados del sector						
Particularidades: Los costos de administración son compartidos entre la empresa eléctrica y en su mayoría por los aliados del sector						
Ahorros de energía: 481,376,675 kWh		Reducciones en demanda: 14.27-12.38 MW (verano-invierno)			Costo total: 19,813,000 USD	
Southern California Edison	71,146	6,904,000,000	4,078,559	20,875	16,709	7.48 - 11.00
Califican: Usuarios residenciales de bajos ingresos			Tasa de participación: 9.5%		Vida esperada: 10 años	
Tecnologías: Sustitución de lámparas incandescentes por LFC			Tipo de Programa: Instalación directa			
Estrategia de mercadeo: Incentivos directos (100%), los equipos son entregados y el programa se implementa a través de asociaciones civiles que representan los intereses de inmigrantes y minorías						
Particularidades: No obstante los ahorros alcanzados se tiene gran incertidumbre respecto a la persistencia de la medida; la empresa no contabiliza en forma separada (por programa) los costos de administración de los diferentes proyectos de DSM						
Ahorros de energía: 121,800,000 kWh		Reducciones en demanda: 13.85 MW			Costo total: 23,547,118 USD	
Burlington Electric Department	34,050	35,365,000	18,114	55	58.9	7.30 - 12.60
Califican: Usuarios residenciales			Tasa de participación: 38%		Vida esperada: 10 años	
Tecnologías: Sustitución de lámparas incandescentes por LFC			Tipo de Programa: Instalación directa			
Estrategia de mercadeo: Arrendamiento financiero de los equipos, éstos son entregados e instalados a través de pasantes de carreras universitarias						
Particularidades: Los residentes de Burlington votaron para que su empresa eléctrica iniciara proyectos de DSM; en particular, este proyecto representa un VPN negativo para los usuarios quienes lo aceptan con base en una conciencia ecológica que replantea el paradigma de implementar únicamente medidas rentables para los usuarios						
Ahorros de energía: 7,046,775 kWh		Reducciones en demanda: 1.25 MW			Costo total: 810,901 USD	
Pacific Gas & Electric	74,196	6,971,000,000	4,257,145	22,739	16,630	6.81 - 10.97
Califican: Todos los usuarios de los sectores comercial, industrial y agricultura			Tasa de participación: 38%		Vida esperada: 7 años	
Tecnologías: Iluminación comercial, procesos industriales y bombeo agrícola			Tipo de Programa: Bonificaciones			

TABLA 2.5
CASOS TESTIMONIALES DE DSM

EMPRESA	VENTAS (GWh)	PRODUCTOS (USD)	USUARIOS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	DEMANDA PICO (MW)	TARIFAS PROMEDIO (¢/kWh)
Estrategia de mercadeo: Los usuarios presentan sus proyectos a la empresa, quien los analiza, acepta y financia con base en los ahorros de energía factibles y la inversión requerida						
Particularidades: Los usuarios se responsabilizan por completo de los aspectos técnicos del programa (antes, durante y después de su implementación); la empresa eléctrica cubre: financia hasta el 40% de las inversiones y valida la permanencia de las medidas, permitiéndole identificar los programas con mayor aceptación y niveles de desempeño promedio para su estandarización en proyectos futuros. Se aplica el método de ahorros compartidos.						
Ahorros de energía: 4.290.000.000 kWh		Reducciones en demanda: 40.59 MW			Costo total: 21.953.061 USD	
Northeast Utilities	29,300	2,753,000,000	1,264,928	5,941	5,000	8.50 - 10.45
Califican: Edificios nuevos o remodelaciones mayores			Tasa de participación: 100%		Vida esperada: 18 años	
Tecnologías: Iluminación, equipos de climatización, técnicas de construcción			Tipo de Programa: Paquete de instalación directa			
Estrategia de mercadeo: Este programa está respaldado en el nuevo Reglamento de Construcción de New England, el cual obliga que las nuevas construcciones deberán apearse a niveles de consumo límite, mediante la aplicación de equipos eficientes, sistemas automatizados de control, y técnicas de construcción que disminuyan las ganancias térmicas, cuidando en ello el entorno de las ciudades y el confort de los ocupantes. La empresa eléctrica formó un grupo de profesionales, quienes se integran al staff que diseña-construye el edificio para incorporar en éste criterios de eficiencia energética desde su creación que no impliquen costos incrementales. Los incentivos financieros otorgados por la empresa eléctrica permiten reactivar el sector construcción de aquella región.						
Particularidades: El éxito de este proyecto está sustentado en el arduo proceso educativo-informativo que se promovió entre diseñadores, firmas de arquitectura e ingeniería, distribuidores de materiales y equipo e, incluso entre dueños e inversionistas de nuevos edificios, con el propósito de eliminar las oportunidades perdidas						
Ahorros de energía: 251,757,072 kWh		Reducciones en demanda: 3.23 MW			Costo total: 5,970,187 USD	
California Energy Coalition	—	—	—	—	—	—
Califican: Grandes usuarios comerciales e industriales			Tasa de participación: 1.5%		Vida esperada: 7 años	
Tecnologías: Sin restricciones			Tipo de Programa: Administración de carga			
Particularidades: Se crea el concepto de cooperativas de energía, órganos que actúan como interfaz entre los usuarios de una zona o región y la empresa eléctrica. Las cooperativas negocian un paquete de reducciones de demanda e instrumentan un sistema de monitoreo computarizado conectado en red que decide cuántos y cuáles son los usuarios que reducen la demanda, logrando un esquema flexible donde todos los miembros disfrutan los beneficios de las tarifas interumpibles de energía. La cooperativa retiene una parte de los beneficios derivados del programa, la cual se destina al financiamiento de actividades de I&D en materia de eficiencia energética para sus agremiados y así liberar capacidad de la empresa eléctrica.						
Ahorros de energía: —		Reducciones en demanda: 15.704 MW			Costo total: 4,095,301 USD	
British Columbia Hydro and Power	43,991	1,636,000,000	1,289,590	10,466	8,122	2.48 - 4.62
Califican: Usuarios residenciales y comerciales			Tasa de participación: 78%		Vida esperada: 2 años	
Tecnologías: Equipos de refrigeración			Tipo de Programa: Bonificaciones e Información			
Estrategia de mercadeo: La empresa eléctrica adquiere "segundos" refrigeradores de los usuarios y los desmantela						
Particularidades: Este proyecto es complemento de un programa anterior que consistió en la venta a precios preferenciales y pagos diferidos de equipos de refrigeración eficientes; empero, los usuarios no sacaron de operación los equipos con los que ya contaban. Además, la empresa construyó una planta donde se desmantelan los equipos retirados y, se tratan y confinan los elementos refrigerantes (CFC's) productos altamente dañinos para la capa de ozono, evitándose también su incorporación a la venta de segundas en países subdesarrollados.						
Ahorros de energía: 119,486,080 kWh		Reducciones en demanda: 1.36 MW			Costo total: 2,821,094 USD	
Pacific Gas & Electric	74,196	6,971,000,000	4,257,145	22,739	16,630	6.81 - 10.97
Califican: Usuarios residenciales			Tasa de participación: 8.1%		Vida esperada: 4 años	
Tecnologías: Regaderas para baño			Tipo de Programa: Bonificaciones			
Estrategia de mercadeo: Literatura y cupones de descuento anexos a la facturación						
Particularidades: No obstante que las leyes de California prohíben la venta de regaderas no eficientes y que el reemplazo de las existentes será paulatino toda vez que ha sido modificado el mercado, la empresa eléctrica busca acelerar este proceso y no incurrir en una oportunidad perdida. Los ahorros mostrados se refieren a la energía evitada para el sistema de bombeo municipal, es decir, se promueve la implementación en el sector residencial y se obtienen los beneficios en los sectores residencial y servicios.						
Ahorros de energía: 115,000,000 kWh		Reducciones en demanda: 0.797 MW (durante el primer año)			Costo total: 2,601,708 USD	
Boneville Power Administration	89,173	869,000,000,000	174	24,093	17,998	1.40 - 7.20
Califican: Usuarios industriales a excepción de la industria del aluminio			Tasa de participación: 2.75%		Vida esperada: 6 años	

TABLA 2.5
CASOS TESTIMONIALES DE DSM

EMPRESA	VENTAS (GWh)	PRODUCTOS (USD)	USUARIOS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	DEMAN-DA PICO (MW)	TARIFAS PROME-DIO (¢/kWh)
Tecnologías: Todos los procesos industriales y motores eléctricos			Tipo de Programa: Paquete de instalación directa			
Estrategia de mercadeo: Los usuarios presentan sus proyectos a la empresa, quien los analiza, acepta y financia con base en los ahorros de energía factibles y la inversión requerida						
Particularidades: Boneville Power es un productor independiente y gubernamental que vende capacidad y energía a 174 empresas eléctricas, quienes concentran el 85% de sus ventas al sector industrial. La implementación y administración del proyecto la centraliza Boneville Power						
Ahorros de energía: 1,535,000,000 kWh		Reducciones en demanda: 11.54 MW			Costo total: 4,010,570 USD	
U.S. Environmental Protection Agency	—	—	—	—	—	—
Califican: Usuarios comerciales en todo el territorio de los Estados Unidos			Tasa de participación: 4%		Vida esperada: 12 años	
Tecnologías: Equipos de iluminación			Tipo de Programa: Información			
Estrategia de mercadeo: Información técnica distribuida a través de cámaras empresariales						
Particularidades: Los usuarios firman un convenio con EPA que los obliga a implementar a lo largo de 5 años a modernizar al menos 90% de sus instalaciones de alumbrado interior en todas las oficinas que tenga el usuario diseminados en el territorio de los Estados Unidos. Por otra parte, EPA se obliga a proporcionar la información y el soporte técnico necesario para llevar a cabo dicha modernización, incluyendo una base de datos que contiene las opciones rentables de reconversión y el listado de proveedores de equipos y empresas instaladoras. Este proyecto es de los pocos implementados a nivel nacional en los Estados Unidos						
Ahorros de energía: 1,225,000,000 kWh		Reducciones en demanda: 39.8 MW			Costo total: 4,200,000 USD	
TU Electric	80,322	4,426,000,000	2,213,517	23,000	17,525	3.73 - 6.88
Califican: Usuarios comerciales e industriales			Usuarios participantes: 25		Vida esperada: 23 años	
Tecnologías: Equipos de almacenamiento de energía térmica			Tipo de Programa: Administración de carga			
Estrategia de mercadeo: Contacto directo entre la empresa y sus nuevos usuarios						
Particularidades: La empresa eléctrica para una parte del costo total del sistema de almacenamiento de energía térmica, en forma de bonos diferenciales asignados para cada nivel de demanda reducida. El usuario se responsabiliza de los periodos de operación de los equipos de almacenamiento de frío, la empresa no instrumenta ningún mecanismo para su verificación sino que el control se logra a través de la aplicación de tarifas de tiempo de uso.						
Ahorros de energía: —		Reducciones en demanda: 70.5 MW			Costo total: 6,098,200 USD	
Portland General Electric	15,736	819,000,000	610,566	3,561	3,161	3.54 - 4.73
Tecnologías: Iluminación, electrotecnologías y conservación de perecederos			Tipo de Programa: Información			
Particularidades: Este proyecto se refiere a un Centro de Energía que la empresa Portland General Electric pone a disposición de sus usuarios para exhibir las tecnologías más avanzadas, concentrar información técnica relevante y constituir un enlace entre la industria y las instituciones dedicadas a la I&D en materia de eficiencia energética. Además, el Centro de Energía pretende facilitar a sus usuarios la transferencia de tecnologías						
Ahorros de energía: —		Reducciones en demanda: —			Costo total: 6,040,000 USD	
Public Service Company of Colorado	21,815	1,171,000,000	1,015,290	4,658	3,757	4.15 - 6.71
Califican: Usuarios, ESCO's y cualquier empresa			Tipo de Programa: Subasta de recursos por contrato			
Estrategia de mercadeo: La empresa convoca a todas las entidades y personas a proporcionar capacidad del lado de la oferta y la demanda						
Particularidades: Algunos analistas coinciden que este tipo de programas será la norma de DSM en la próxima década. Sin embargo, la experiencia es muy limitada y reciente en este tipo programas en el lado de la demanda						
Ahorros de energía: —		Reducciones en demanda: 41 MW			Costo total: 3,250,100 USD	
Iowa Department of Natural Resources	—	—	—	—	—	—
Califican: Centros de educación, hospitales y oficinas del gobierno			Tasa de participación: 100%		Vida esperada: 18 años	
Tecnologías: Iluminación, climatización y envolvente de edificios			Tipo de Programa: Paquete de instalación directa			
Estrategia de mercadeo: Auditorías in situ y arrendamiento financiero de los equipos. El programa es obligatorio para todas las instituciones no lucrativas						
Particularidades: El Estado de Iowa importa cerca del 97% de sus requerimientos de electricidad de los sistemas eléctricos de otros Estados, lo cual redundará en una salida de capital de 4,000,000,000 USD/año.						
Ahorros de energía: 168,427,345 kWh		Reducciones en demanda: —			Costo total: 12,203,600 USD	
FUENTE: The Results Center, Profiles #1-100, IRT Environment Inc, Aspen, Colorado.						

PROGRAMAS IMPLEMENTADOS EN MÉXICO.

Hasta el momento, aún no existe en nuestro país una entidad que haya adoptado en forma integral el concepto de DSM. Se han promovido una serie de acciones y proyectos que pueden encuadrarse como tal, pero se ha carecido de un ente que aglutine, planifique y articule los esfuerzos aislados emprendidos por diversas instituciones, tanto privadas como gubernamentales. A continuación se presenta en forma sucinta algunos de estos trabajos:

Tarifas horarias e interrumpibles.

Hasta el año de 1988, los clientes industriales en México fueron servidos por medio de dos tarifas denominadas Tarifa 8 y Tarifa 12, para tensiones entre 1 y 35 kV y mayores de 66 kV, respectivamente; estas tarifas eran tarifas binomias del tipo convencional basadas en costos contables. A partir de 1988 se decide poner en práctica un sistema de tarifas horarias basadas en costos marginales de largo plazo, utilizando como respaldo los resultados del estudio de costos marginales realizado por la CFE hacia la segunda mitad de 1986. En un principio estas tarifas surgen con el carácter de optativas, con el objeto de evaluar la aceptación de los usuarios a este esquema tarifario, evaluar sus impactos y permitir una transición más suave desde el esquema de tarifas hasta entonces vigente.

Estas tarifas, denominadas 12S y 12T consideraban dos periodos horarios, punta y base; la facturación se basaba en la demanda máxima mensual y no en la demanda contratada, siendo su aplicación a nivel nacional. Para finales de 1991, se habían inscrito voluntariamente a estas tarifas alrededor de 70 grandes usuarios industriales, cuyos consumos representaban alrededor del 50% del total industrial suministrado en alta tensión; entre febrero de 1991 y febrero de 1992, se actualiza el estudio de costos marginales con el fin de establecer tarifas marginalistas aplicables hasta el nivel de media tensión. Con base en este estudio, a partir de noviembre de 1991 se suprimen las tarifas 12 contables, las horarias optativas y la tarifa 8, creándose tarifas horarias obligatorias para los niveles de transmisión, subtransmisión y grandes clientes en media tensión (con demandas máximas promedio de 1,000 kW) denominadas HT, HS y HM; estas tarifas —aunque basadas en el concepto de duración de utilización— no constituyen en ese momento un sistema completo, solamente se ofrecen las tarifas correspondientes a la media utilización, conservándose una relación con las tarifas anteriores ^[49].

Por lo anterior, para abril de 1992 se inicia la aplicación de un conjunto de tarifas en los niveles de transmisión y subtransmisión, complementarias a las existentes, para clientes con altos factores de carga. De esta manera se completa la estructura tarifaria por tiempo de uso con las tarifas HSL y HTL de larga utilización. La estructura de estas tarifas es adaptada a las tarifas de media utilización y guiada por los resultados de costos marginales. En este momento, el sistema tarifario en alta tensión reconoce periodos de punta y de base, regiones geográficas, estaciones del año y duración de utilización de la demanda máxima; en cuanto a las regiones geográficas se definieron ocho diferentes y en algunas de ellas se distinguen dos estaciones anuales.

Hacia finales del año de 1992 se instrumentó un mecanismo para ajustar los niveles tarifarios debido a las variaciones en los precios de los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad —en particular combustóleo, gas natural, diesel y carbón— y se puso a disposición de los usuarios una tarifa interrumpible llamada I-30, la cual otorga una bonificación de aproximadamente un 20% del cargo por demanda a los clientes que se acogen a ella. En noviembre de 1993 la estructura de las tarifas de larga utilización se ajusta y se crea una versión modificada de las tarifas

[49] Eduardo Amiola Valdés. *Evolución de las tarifas para servicio industrial en México*. VII Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica. San José, Costa Rica. 1994.

interrumpibles (I-15) con un periodo de 15 minutos más corto que el de la tarifa anterior y con una bonificación mayor. En la siguiente tabla se resumen las principales cifras relativas a las tarifas antes mencionadas.

TARIFA	VENTAS DE ENERGÍA (GWh)					PRODUCTOS (Millones de Pesos)				
	1992	1993	1994	1995	1996	1992	1993	1994	1995	1996
O-M	22,588	21,961	23,774	24,051	25,512	4,827,822	4,913,701	5,255,282	6,073,145	8,789,985
H-M	8,849	10,387	11,030	11,507	13,636	1,633,530	1,964,871	2,076,943	2,533,218	4,173,851
H-S	11,934	6,781	7,262	7,137	8,207	1,829,745	1,102,446	1,070,714	1,284,544	2,120,541
H-SL	4,271	9,043	10,071	10,464	11,357	571,600	1,197,791	1,206,059	1,590,318	2,573,470
H-T	2,468	440	568	532	538	311,443	67,866	84,006	109,963	158,478
H-TL	3,594	6,494	7,347	9,589	11,861	428,904	752,015	764,757	1,306,287	2,342,636
I-15	—	—	—	—	—	—	(2,043)	(16,298)	(23,727)	(39,261)
I-30	—	—	—	—	—	(746)	(4,479)	—	—	—
Subtotal	53,704	55,106	60,052	63,280	71,111	9,603,044	9,998,690	10,457,761	12,897,475	20,158,961
Total SEN	105,671	103,292	111,503	115,309	122,752	19,454,994	20,746,029	22,454,150	27,619,051	40,583,631

FUENTE: Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional. Comisión Federal de Electricidad, 1996.

Desarrollo de Normas de Eficiencia Energética.

La Ley Federal de Metrología y Normalización, en vigor desde el 16 de julio de 1992, establece que "corresponde a las dependencias de la administración pública federal, en su ámbito de competencia, constituir los Comités Consultivos Nacionales de Normalización para expedir Normas Oficiales Mexicanas (NOM) sobre productos, procesos, métodos, instalaciones, servicios o actividades, así como certificar, verificar e inspeccionar su cumplimiento". En particular, la Secretaría de Energía instituyó el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), dentro del cual se han consensado las NOM en materia de eficiencia energética, las cuales son de aplicación obligatoria porque tienen como finalidad establecer las características y/o especificaciones, criterios y procedimientos que permitan proteger y promover el mejoramiento del medio ambiente y los ecosistemas, así como la preservación de los recursos naturales.

Estas normas son especificaciones técnicas elaboradas a través de la colaboración y el consenso de los diferentes actores involucrados; están basadas en los resultados conjuntos de la ciencia, la tecnología y la experiencia, y tienen como objetivo el beneficio de la comunidad al ser un instrumento para la preservación de los recursos naturales y el medio ambiente. El proceso de emisión de estas normas, establecido en la propia Ley, les otorga un carácter institucional y testimonial, quedando como especificaciones permanentes que serán actualizadas periódicamente con base en el estado actual y las perspectivas de desarrollo del mercado y la tecnología nacional e internacional.

En la siguiente tabla se resumen las normas de eficiencia energética promovidas por el CCNNPURRE, las cuales están enfocadas a productos y/o sistemas fabricados o comercializados en México, así como los ahorros de energía anuales estimados asentados en los estudios beneficio-costos correspondientes de cada NOM.

TABLA 2.7
PROGRAMA DE FORMULACIÓN DE NOM DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

NORMAS EN VIGOR				
DENOMINACIÓN	NOMBRE	PUBLICACIÓN EN EL D.O.F.	ENTRADA EN VIGOR	AHORROS (MWh)
NOM-073-SCFI-1994	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo cuarto	8/9/1994	1/1/1995	323,000
NOM-074-SCFI-1994	Eficiencia energética en motores eléctricos trifásicos de inducción de corriente alterna	8/9/1994	1/1/1995	669,000
NOM-001-ENER-1995	Eficiencia energética de bombas verticales	22/12/1995	1/6/1996	18,000
NOM-002-ENER-1995	Eficiencia térmica de calderas paquete	26/12/1995	1/6/1996	126,000
NOM-003-ENER-1995	Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial	7/11/1995	1/8/1996	132,000
NOM-004-ENER-1995	Eficiencia energética de bombas centrífugas para bombeo de agua para uso doméstico	22/12/1995	1/6/1996	6,000
NOM-005-ENER-1995	Lavadoras de ropa electrodomésticas	11/7/1996	11/5/1997	7,000
NOM-006-ENER-1995	Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo	9/11/1995	1/11/1996	578,000
NOM-007-ENER-1995	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales	1/9/1995	1/9/1996	104,000
NOM-009-ENER-1995	Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales	8/11/1995	1/11/1996	96,000
NOM-010-ENER-1995	Eficiencia energética de bombas sumergibles	7/3/1997	1/1/1998	11,400
NOM-011-ENER-1995	Eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo central	8/8/1997	8/2/1998	18,500
NOM-012-ENER-1995	Eficiencia térmica de calderas de baja capacidad	21/2/1997	21/12/1997	12,000
NOM-013-ENER-1995	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y exteriores de edificios	16/5/1997	16/5/1998	10,000
NOM-015-ENER-1995	Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos	11/7/1997	1/8/1997	579,000
Subtotal Normas en Vigor				2,689,900
PROYECTOS DE NORMA POR AUTORIZARSE				
DENOMINACIÓN	NOMBRE	PUBLICACIÓN EN EL D.O.F.	Límite para contestar comentarios	AHORROS (MWh)
NOM-014-ENER-1996	Eficiencia energética de motores monofásicos	4/2/1997	18/6/1997	35,000
NOM-016-ENER-1997	Eficiencia energética de motores trifásicos (Revisión NOM-074-SCFI-1994)	7/2/1997	21/6/1997	—
NOM-017-ENER-1997	Lámparas fluorescentes compactas de uso residencial	7/2/1997	21/6/1997	4,500
NOM-018-ENER-1997	Aislantes térmicos para edificaciones	14/5/1997	30/9/1997	58,000
Subtotal Proyectos de Norma				97,500
Total (Normas en Vigor + Proyectos de Norma)				2,787,400
ANTEPROYECTOS DE NORMAS EN ELABORACIÓN				
NOM-018-ENER	Eficiencia energética integral en edificios no residenciales			
NOM-019-ENER	Eficiencia térmica de quemadores de gas			
NOM-020-ENER	Eficiencia energética en edificaciones para uso habitacional			
NOM-021-ENER	Eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo cuarto (Revisión NOM-073-SCFI-1994)			
NOM-022-ENER	Eficiencia energética de equipos de refrigeración industrial y comercial			

FUENTE: Memoria de Actividades del Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos: 1993-1997. Secretaría de Energía. México. 1997.

Cambio de Horario en el Verano.

El establecimiento de un horario “para el verano” está fuertemente ligado al uso racional de la luz solar, recurso natural fundamental en la vida del hombre. Hasta ahora, y por costumbres que datan de muchos años, este beneficio se viene subutilizando en los centros urbanos al desaprovecharse, en gran medida, la luz solar en las mañanas. La implantación del Horario de Verano consiste en adelantar una hora todos los relojes el primer domingo de abril y retrasarlos, la misma hora, el último domingo de octubre.

Desde la Antigüedad, la medida del tiempo se ha ligado al fenómeno astronómico, en especial al Sol y a la Luna; los parámetros eran el amanecer, el mediodía y la puesta del Sol, así como los ciclos lunares de 28 días. Desde entonces existían medidores del tiempo o relojes que variaban desde relojes de arena o de agua hasta mecanismos rudimentarios como el que inventó el monje Gerbert en el año 996, y a partir de entonces los mecanismos han ido perfeccionándose. Sin embargo, cuando el contacto comercial y cultural entre los diferentes países empezó a ser significativo se evidenciaron los inconvenientes que causaba la diferencia de horarios; es por ello que en 1884 se convocó a la Conferencia Internacional sobre Meridianos, que reunió a los representantes de los principales países en la ciudad de Washington. En este evento se acordó establecer un punto de referencia para la medición de la longitud a nivel mundial y definir el esquema general de zonas de tiempo.

El Horario de Verano se implantó por primera vez durante la Primera Guerra Mundial ante la necesidad de conservar energéticos sin dejar de satisfacer los requerimientos de la población y cumplir, al mismo tiempo, con la creciente demanda generada por las actividades industriales que se realizaban para proveer de armamento a los países combatientes. Durante la Segunda Guerra Mundial, en los países involucrados, se justificó durante el verano el “horario de guerra”, mismo que se conservó hasta 1945 y cuya aplicación continuó en países como Francia e Inglaterra y algunas regiones de Estados Unidos. En 1973 y derivado de la crisis petrolera, los países consumidores de petróleo tuvieron que propiciar una reacción a la demanda de energéticos primarios y alentar programas para consumir menos cantidad de energía. Estas experiencias históricas demostraron que adelantar —año tras año— una hora el horario oficial durante los meses de mayor insolación, permite reducir el consumo de energía eléctrica, demandar menores cantidades de energéticos primarios, mejorar el medio ambiente, reducir las situaciones de vandalismo y accidentes automovilísticos, además de disponer más tiempo por las tardes para realizar actividades sociales, productivas y recreativas; actualmente son 73 los países que cada año instrumentan el Horario de Verano.

En México, un estudio preparado en 1991 por el Secretariado Técnico del Gabinete Económico reporta que esta medida podría conducir a un ahorro del 2% en los consumos de energía eléctrica y a una reducción de la demanda pico del 4%, si se dividía al país en cuatro husos horarios y se adoptaban horarios similares al Horario de Verano de los Estados Unidos; estudios realizados en 1992 por la CFE reportaban que el cambio de horario podría conducir anualmente a una reducción en el consumo eléctrico del 1%, lograrse ahorros de combustibles fósiles de dos millones de barriles de petróleo, evitar cerca de 1800 millones de toneladas de contaminantes y reducir los índices de pérdidas asociados a la generación de electricidad.

El primer domingo de abril de 1996 se implementó por primera vez a nivel nacional el Horario de Verano, observándose que el consumo de energía eléctrica se elevó ligeramente durante las mañanas —consumo equivalente a 10 millones de focos— y por las tardes se redujo tanto el consumo como la demanda máxima —consumo equivalente a 100 millones de focos— los cuales se encendieron una hora más tarde de lo acostumbrado y se apagaron a la misma hora en que antes se hacía. Así, los resultados obtenidos durante el primer año de instrumentación del Horario de Verano arrojó los siguientes resultados: 943,000 MWh no facturados (equivalentes a \$463'000,000 de ingresos perdidos) contra 1'100,000 MWh estimados, y una reducción en demanda de 529 MW contra 180 MW estimados, lo

cual difiere inversiones asociadas por \$4,100'000,000 ^[50]. Las primeras cifras preliminares muestran los siguientes resultados para el año de 1997: 1'100,000 MWh no facturados (equivalentes a \$540'000,000 de ingresos perdidos), que permitirán el diferimiento de inversiones asociadas por \$4,400'000,000 ^[51].

Proyecto ILUMEX.

En agosto de 1991 el Global Environmental Facility (GEF) del Banco Mundial inició pláticas con la Comisión Federal de Electricidad con el propósito de emprender conjuntamente un proyecto para demostrar la factibilidad técnica y financiera que conlleva el uso generalizado de lámparas fluorescentes compactas (LFC) entre los usuarios residenciales subsidiados. El proyecto propuesto —llamado Proyecto de Uso Racional de Iluminación en México (ILUMEX)— involucra la instalación de millón y medio de LFC's en las ciudades de Guadalajara y Monterrey con un costo de 20'000,000 USD; este proyecto fue estructurado de manera que permita su expansión en todo el sector residencial del país, con la posibilidad de extenderse a otro tipo de usuarios y cuyos ahorros se estiman en 80 MW de demanda y 123,000 MWh anuales de consumo. La siguiente tabla muestra la evolución esperada del Proyecto ILUMEX.

Año	Nº de LFC's Operando	Consumo (MWh)		Ahorros Usuarios (MWh)	Ahorros CFE (MWh)
		Lámparas Incandescentes	Lámparas Fluorescentes Compactas		
1995	445209	14,814	4,233	10,581	12,904
1996	1'130,947	59,454	16,987	42,467	51,789
1997	1'718,463	109,558	31,302	78,256	95,434
1998	1'767,000	133,585	38,167	95,418	116,363
1999	1'767,000	133,585	38,167	95,418	116,363
2000	1'767,000	133,585	38,167	95,418	116,363
2001	1'767,000	133,585	38,167	95,418	116,363
2002	1'767,000	133,585	38,167	95,418	116,363

NOTAS:

1. Los valores de la tercer columna indican el consumo asociado a las lámparas incandescentes que se retiran.
2. Los valores de la cuarta columna indican el consumo asociado a las LFC's que se instalan.
3. La sexta columna considera los ahorros derivados de las pérdidas de transmisión y distribución evitadas.
4. A partir del año 2003 se agudiza la mortandad de LFC's, por lo que se requiere tomar acciones para concretar la permanencia de esta medida.

Los componentes de alumbrado altamente eficientes, como las LFC's, se pueden usar para sustituir lámparas incandescentes ofreciendo una calidad de iluminación similar, pero consumiendo 75% menos electricidad y durando 10 a 13 veces más. En el lapso de 10,000 horas de vida nominal de una LFC, el cliente habrá obtenido ahorros netos de varias decenas de dólares, la empresa habrá diferido la inversión de 100 USD en expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución y, se habrá evitado la emisión de 150 kilogramos de CO₂ y 5 kilogramos de NO_x por lámpara sustituida.

[50] Energía Racional. El Horario de Verano: ahorro de electricidad que supera expectativas. FIDE. México, Marzo 1997.

[51] Luis Camiles. Concluye el horario de verano. Reforma. México, 25/X/1997.

Con el Proyecto ILUMEX, la CFE pretende mejorar su imagen pública entre sus usuarios con menores ingresos, así como implementar un mecanismo que en el corto plazo permita disminuir el pago de subsidios y, en el mediano plazo mitigar el efecto derivado de la aplicación de tarifas a costo marginal.

Programa de aislamiento de viviendas en zonas cálidas.

A través de la formación del Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM), la Comisión Federal de Electricidad apoyó financieramente durante el periodo 1992-1994 un proyecto cuyo objetivo sería el aislamiento de 40 mil casas; los criterios de calificación que se establecieron para dicho programa fueron un consumo mensual superior a los 1,000 kWh/mes y la acreditación de poseer algún tipo de equipo de refrigeración.

La utilización de equipos de aire acondicionado en las regiones con clima cálido seco —especialmente durante el verano— redundó en altos consumos de electricidad e incide fuertemente en los ingresos de la economía familiar; concretamente, la parte correspondiente a la energía en el gasto familiar de los habitantes de Mexicali adquiría proporciones cada vez mayores, las cuales daban como resultado presiones de carácter social que exigían una pronta solución por parte de CFE. Se analizó que con un aislamiento térmico adecuado es posible abatir la temperatura del interior de las viviendas, y por consiguiente, reducir el consumo de energía eléctrica entre un 20-30%. Considerando los aspectos térmico, mecánico, químico, biológico, lumínico, ecológico, de riesgos para la salud y económico, se recomendó el uso de los siguientes aislantes térmicos presentados en orden de preferencia: poliestireno expandido, fibra de vidrio y poliuretano espolvoreado.

Las regiones objetivo de este proyecto fueron los municipios de Mexicali, San Luis Río Colorado y Los Mochis, lográndose ahorros cercanos a los 38,000 MWh anuales. Cabe destacar que con base en los resultados obtenidos, otras regiones del país emprendieron por su cuenta programas similares apoyados por los gobiernos estatales de Sonora, Sinaloa y Nuevo León reportando el Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California ahorros promedio del 28% del consumo de electricidad.

Diagnósticos energéticos, proyectos demostrativos y difusión.

Gran parte de los recursos y esfuerzos canalizados a estos rubros se han emprendido a través del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica - FIDE (anteriormente denominado Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico), el cual es un organismo de carácter privado, no lucrativo, creado para apoyar acciones que induzcan y fomenten el ahorro de energía eléctrica; en él participan las más importantes cámaras empresariales y sectores consumidores de energía eléctrica, la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana. El FIDE es un esquema innovador dentro de la industria eléctrica a nivel mundial, en cuanto a que un ente ajeno a la empresa eléctrica promueve acciones que benefician en distinto grado a los actores participantes: empresas eléctricas, usuarios, fabricantes y distribuidores y la sociedad en su conjunto.

El FIDE ha mantenido vigente desde su inicio de operaciones una estrategia de promoción y divulgación de los beneficios derivados del ahorro de energía con el propósito de arraigar una cultura energética entre todos los mexicanos. Bajo esta óptica, se ha promovido la formación de "Comités de Ahorro de Energía" a distintos niveles: organismos empresariales, grandes empresas, grupos de ramas afines y grupos corporativos que presentan un uso intensivo de electricidad. Además, el FIDE ha participado en la formación de recursos humanos a través de la puesta

en marcha de programas de capacitación realizados con la colaboración de diversas cámaras, asociaciones y universidades incidiendo en las actividades productivas y en las regiones del país con más intenso consumo de energía, capacitando y actualizando tanto a usuarios como a consultores, catedráticos, distribuidores de equipo y material eléctrico. Adicionalmente, el FIDE ha buscado la propagación del ahorro de energía en diferentes foros como son seminarios, congresos e incluso ha incursionado en la presentación de exhibiciones fijas o temporales en museos ^[52].

Con miras a aprovechar al máximo la experiencia adquirida en otros proyectos emprendidos por el FIDE, se impartieron diversos talleres para la difusión y promoción del ahorro de energía eléctrica, en los cuales se ofrece una orientación práctica a los consumidores basada en la divulgación de las medidas aplicadas y los resultados obtenidos en empresas y organismos con problemáticas semejantes. FIDE ha realizado la promoción de los resultados de programas, proyectos y medidas de ahorro derivados de sus actividades a través de la publicación de reportes, revistas, hojas caso, fascículos e incluso en medios masivos de difusión.

Los proyectos auspiciados por el FIDE han permitido lograr ahorros directos en las empresas, organismos e instituciones donde se han realizado diagnósticos energéticos y aplicado medidas correctivas; como resultado de los 302 proyectos realizados en el sector industrial, 85 en empresas comerciales y de servicios, 84 proyectos demostrativos en servicios municipales, la sustitución de 100 mil lámparas incandescentes por LFC's, la realización de 3,700 diagnósticos energéticos y la rehabilitación de 1,300 pozos de bombeo de agua, se estima haber obtenido en forma directa ahorros que ascienden a 5'485,000 MWh anuales ^[53]. Sin embargo, el FIDE ha operado bajo ciertas desviaciones a la ortodoxia de DSM, que si bien podrían explicarse en parte como una adecuación al entorno nacional, también es cierto que ha garantizado el fracaso de algunos de sus programas originado por: el establecimiento de criterios muy laxos para calificación a los programas, realización de programas piloto sin las adecuadas medidas de diseño y control del experimento, insuficiente información entregada al cliente y con terminología técnica no siempre comprensible, sustitución y adquisición de equipos sustentadas en la promoción de tecnologías unitarias, una estrategia de mercado enfocada exclusivamente a la reducción del precio de compra y, una forma de pago de reembolso en abonos sucesivos a través del recibo de luz.

Hasta ahora, prácticamente nulos han sido los efectos de los trabajos de FIDE ^[54] en la conformación del Programa de Obras Internas del Sector Eléctrico, y así continuará mientras no asuma sus responsabilidades como órgano funcional de CFE con atribuciones claras y específicas orientadas hacia el servicio al cliente, y persista la desarticulación de las diferentes áreas involucradas en este tipo de proyectos: planeación de recursos, administración de contratos, operación de redes de distribución, servicio al cliente, finanzas, tarifas, compras, laboratorio de pruebas, centro de despacho de carga, contabilidad y presupuestos, etc.

Lecciones aprendidas en México.

El cliente representa una de las piedras angulares del concepto de DSM, y poca importancia se le ha dado en nuestro país. La empresa eléctrica moderna debe establecer como premisa que todo aquello que un cliente quiere, necesita y espera de la concesionaria de este servicio debe ser incorporado al proceso de planeación de la misma.

[52] Fideicomiso de Apoyo al Programa del Sector Eléctrico. Memorias 1990-1994. Ciudad de México, 1995.

[53] Ibidem.

[54] El monto de recursos operados por el FIDE durante sus primeros 4 años de vida sobrepasa los 28'000,000 USD, aportados en su mayor parte por la Comisión Federal de Electricidad.

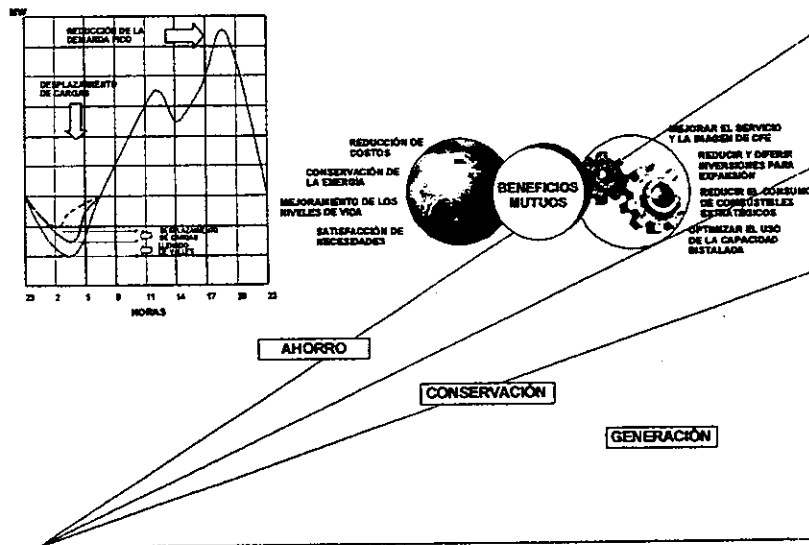


Figura 2.10 Beneficios potenciales derivados de la implementación de DSM en México

Por lo anterior, la CFE debiera enfocar sus futuros programas de DSM bajo el siguiente contexto:

- Las estrategias aisladas de precios raramente convencen a los clientes a participar, por lo que se requiere la implementación de una amplia gama de opciones de mercado.
- Una alta tasa de participación no se logra al segmentarse los mercados usando exclusivamente las características fácilmente identificables de los clientes; al hacerlo, deben considerarse las percepciones, las actitudes, las motivaciones y el comportamiento de los usuarios.
- La identificación de necesidades del cliente enfocadas a nuevos usos de la electricidad y de las opciones de servicio de energía demostrando sus potenciales beneficios es una labor de toda empresa eléctrica que pretende incrementar la oferta de productos y servicios asequibles.
- Actualmente, los clientes nacionales están más preocupados por las pérdidas potenciales actuales que por las ganancias a futuro, y están más dispuestos a participar si primero pueden "poner a prueba" un programa.

La pérdida del poder adquisitivo originada por la crisis financiera de diciembre de 1994, probablemente originará en el corto plazo un replanteamiento de las opiniones, percepciones y valores de los usuarios mexicanos hacia cuatro áreas de interés directamente relacionadas con las empresas eléctricas: (i) la población está cada día más preocupada por los temas que hablan de *eficiencia*, una muestra de lo anterior lo constituye la reorientación de una sociedad "tíralo todo" hacia una sociedad "reducir/volver a usar/reciclar"; (ii) los consumidores demandan mayores niveles de *control* sobre sus adquisiciones y hábitos cotidianos; (iii) los usuarios quieren sentir que están recibiendo *valor* a cambio de sus pesos por energía; y (iv) las actitudes de los mexicanos acerca del *ambiente* y de la protección ambiental han dado un giro dramático en los últimos años.

En nuestro país, el proceso de aprendizaje de DSM está muy lejos de concluirse, mas debe enfrentarse con apertura a diferentes corrientes, enfoques, metodologías y criterios.

CAPÍTULO 3. ECONOMÍA DE LA ELECTRICIDAD: CFE UN EJEMPLO

México es un país que se encuentra en momentos de cambio. Se buscan nuevos esquemas de financiamiento para la economía nacional. El modelo neoliberal propone nuevos criterios para la medición de la eficiencia de las empresas estatales y paraestatales. Los grandes representantes del capital financiero internacional se encuentran interesados en la implementación de medidas micro-económicas nuevas en las empresas sujetas de crédito. La industria eléctrica nacional ha venido adoptando el enfoque marginalista aplicado a los costos de producción.

Es a partir de 1968 cuando inicia en México un intenso y conflictivo periodo de cambios, caracterizado por una alteración de gran alcance en cuanto a las percepciones de la realidad que forman la conciencia social y definen el carácter de una época. Por ello, el examen de la realidad presente y de sus proyecciones tienen como sello distintivo el cambio.

Los últimos años han visto el surgimiento de una búsqueda cada vez más consciente y generalizada de alternativas para organizar la evolución social, económica y política del país. Tal vez y a riesgo de parecer simplista, es posible distinguir dos opciones —opuestas— para articular el desarrollo del país.

La primera de ellas denominada neoliberal, pretende el predominio pleno de las fuerzas sociales y las formas de organización económica que de modo creciente han controlado el desarrollo nacional después de la posguerra. Esta estrategia contempla una acelerada integración global con la sociedad norteamericana y la necesidad de realizar ajustes estructurales acompañados de la implantación de medidas anti-inflacionarias.

La segunda vía, llamada nacionalista, supone el replanteamiento del proyecto nacional de desarrollo esbozado de manera embrionaria en la Constitución de 1917 y que, en la década de los treinta, fue dotado de perfiles precisos en el gobierno de Lázaro Cárdenas.

Estas dos opciones proponen diferentes medidas para lograr el desarrollo del país. En los últimos años han perdido credibilidad los logros obtenidos por el proyecto de un Estado benefactor, siendo incluso ahora más numerosos sus detractores.

Recientemente, la lucha contra la inflación y el déficit de la balanza de pagos han sido una constante en las políticas económicas instrumentadas desde 1987. Los programas de estabilización monetaria aplicados durante la década de los setenta tenían como objetivo el combate a la inflación; las políticas neoliberales lo conceptuaban como propósito. En el presente, los programas de ajuste incluyen tópicos como son mayor realismo en los tipos de cambio, reducción del déficit fiscal y de los subsidios, liberalización de precios, restricciones salariales, etc. De hecho, el modelo neoliberal considera que las causas de la inflación y el desequilibrio externo residen exclusivamente en el manejo equivocado de la política económica.

El papel que desempeñaron los primeros programas de estabilización en aquellos países latinoamericanos donde se aplicaron, fue abrir sus economías a la expansión e integración del capital transnacional productivo, especialmente al de origen estadounidense. Así, las políticas de estabilización postularon una libre circulación de capitales y auspiciaron un tratamiento favorable a las inversiones extranjeras, compatible con la expansión del capital productivo internacional.

Algunos gobiernos sudamericanos —bajo regímenes militares— impulsaron las primeras medidas de corte neoliberal en la región, propiciando una drástica disminución participativa del Estado, a quien asignaron un papel secundario y en esencia regulador. Por sus argumentos teóricos y su instrumentación, esta política ha sido denominada monetarista; mas por sus objetivos inmediatos y representativos, se aludió a ella como una política de estabilización.

El Fondo Monetario Internacional, al igual que el Banco Mundial, han impulsado en América Latina lineamientos neoliberales: visión monetaria de la balanza de pagos, reestructuración productiva acorde con patrones internacionales y, revisión del espacio y funciones económicas del Estado, sin reconocer los desequilibrios intrínsecos en el funcionamiento del sistema capitalista. Es en nombre de recobrar la estabilidad de precios internos, el equilibrio de las relaciones internacionales y la asignación óptima de los recursos, que se reclaman estos cambios; ahí se ubica precisamente la reducción de los subsidios y la reordenación de precios propuesta para los sectores gubernamentales productivos, entre los cuales, desde luego, se ubica el sector eléctrico. En la Tabla 3.1 se resumen los principales cambios estructurales promovidos por las instituciones financieras internacionales.

TABLA 3.1
CAMBIOS ESTRUCTURALES SEGÚN EL FONDO MONETARIO INTERNACIONAL Y EL BANCO MUNDIAL

Áreas de política	Recomendaciones	Propósitos
Política comercial y de precios	Liberalizar comercio Bajar e igualar tasas de protección efectiva Revisar política de precios relativos Redefinir papel del sector público	Aprovechar ventajas Eliminar sesgo anti-exportador de la producción Reflejar precios internacionales Estimular a la iniciativa privada
Política de inversiones	Reordenar incentivos y prioridades de inversión privada Reestructurar políticas de inversión pública en los planes de desarrollo	Establecer prioridades en función de la evolución de la estructura de precios internacionales y recursos disponibles Privilegiar proyectos que mejoren la balanza de pagos
Política presupuestal	Disminución drástica de los subsidios al consumo Reducir costos unitarios de los programas sociales	Desalentar al máximo gastos improductivos que gravitan en el déficit fiscal
Política de movilización de recursos (empresas públicas e institucionales)	Definir prioridades de inversión en términos de demanda y competencia del mercado Alentar la intermediación financiera en términos de demanda y competencia en el mercado Eliminar restricciones a la inversión extranjera	Estimular rentabilidad y eficacia Remover la represión financiera Fomentar la libre circulación de capitales

TARIFAS POR EL SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

No obstante la evolución observada del sector eléctrico en América Latina durante las últimas dos décadas, aún prevalecen una serie de problemas que han creado dificultades para la apropiada prestación de este servicio, destacando por su importancia los niveles y las estructuras tarifarias inadecuados para el desarrollo del mismo sector. El desempeño económico del sector se ha ido alejando de los niveles óptimos de eficiencia, las tarifas de energía eléctrica han mostrado un deterioro real y se han aplicado subsidios cruzados —no siempre justificados— que han promovido el uso ineficiente de la energía. Esta sección describe en forma sucinta el marco conceptual de las tarifas eléctricas.

Nivel tarifario.

Nivel tarifario es el valor general de los precios y define el volumen total de ingresos de la empresa eléctrica, siendo el precio medio el parámetro que define el nivel de las tarifas. Generalmente, los niveles de las tarifas son definidos considerando el equilibrio financiero de la empresa concesionaria, los aspectos legales y las políticas de gobierno; mientras que el precio medio o nivel tarifario medio es determinado tomando en cuenta el requisito de ingreso y la demanda prevista.

Además de esos aspectos, son importantes limitaciones para la determinación del nivel de las tarifas, el ingreso de los consumidores residenciales y la influencia de las tarifas eléctricas en los costos de producción. Los gastos en energía eléctrica en los sectores productivos varían directamente en función de las tarifas respectivas y afectan de forma distinta los costos de producción en los diversos sectores de la economía.

La elasticidad-precio es diferente para cada tipo de consumidor. Los sectores más sensibles al valor de las tarifas son generalmente los consumidores de bajo ingreso y los consumidores electro-intensivos. Los consumidores de bajo ingreso poseen alta elasticidad-precio; en ese sector, cuando se practican altos niveles de tarifas, el mayor impacto es de orden político, imposible de ser evaluado cuantitativamente. Otra categoría de consumidores de energía eléctrica, que se supone posee una alta elasticidad-precio, es la de los consumidores electro intensivos; sus gastos en electricidad varían de 20% hasta 40% de los costos totales de producción, dependiendo del sector industrial.

En esos casos, la teoría económica recomienda que, por razones de eficiencia económica global, el nivel de las tarifas de energía eléctrica debería observar la Ley de las Elasticidades Inversas ^[55]. Si el nivel tarifario global, o cualquier otra consideración, exige que las tarifas se alejen de los costos marginales, se deben hacer modificaciones menores para las categorías de consumidores con más alta elasticidad-precio. Tarifas más bajas para consumidores de más alta elasticidad-precio son también recomendables por razones de carácter puramente comercial.

El nivel tarifario de una empresa eléctrica puede ser establecido a través de los siguientes mecanismos:

Tarifa por el costo del servicio. Esta tarifa es definida con base en el costo del servicio prestado, el cual está compuesto por:

- Los costos de explotación, los cuales se componen básicamente de los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio.

[55] W.J. Baumol. *Optimal Departures from Marginal Cost Pricing*, *American Economic Review*. June 1970.

- Los costos de conservación de los activos, relativos a la depreciación de los bienes e instalaciones en servicio.
- La rentabilidad del capital, que corresponde a un porcentaje sobre el costo de inversión en los bienes e instalaciones en servicio; este porcentaje es establecido por los reglamentos vigentes.

De esa forma, el nivel de las tarifas es consecuencia de la integración de los costos anteriores, los cuales son estimados a priori para un período de vigencia con base en datos, informaciones y costos de origen contable. No obstante lo anterior, la estructura de esta tarifa también puede ser definida con base en costos marginales.

La definición de la estructura tarifaria a partir de los costos contables, considera los costos de capital atribuidos al componente de potencia y los costos variables propios del componente de energía. La distribución de estos costos entre los diversos grupos de usuarios es generalmente hecha en forma de prorrateo, esto es, proporcional a los parámetros de potencia, consumo o número de consumidores en cada nivel del sistema (alta, media y baja tensión) y categoría de consumidores (residencial, rural, alumbrado público, etc.). En prácticamente todos los casos en que el Estado reglamenta precios y beneficios de empresas de servicios públicos, el sistema de tarifa por el costo del servicio ha sido utilizado, y aplicado tanto en empresas privadas reglamentadas como en empresas estatales.

Los sistemas de tarifas con base en los costos marginales han sido aplicados, en la mayor parte de los casos, para sustituir o para complementar el sistema tradicional a costo del servicio.

Cabe destacar que la tarifa por el costo del servicio presenta, como principal componente, los costos de capital, los cuales son función directa del capital inmovilizado y de la tasa de rentabilidad.

Un paso fundamental en el proceso de tarificación por el costo del servicio es la determinación del capital inmovilizado, sobre el cual es aplicada la tasa de retorno o de rentabilidad (remuneración de las inversiones o remuneración legal). Particularmente, en el caso de empresas que utilizan capital intensamente, esta es la etapa más importante y controvertida del proceso.

En la práctica, existen cuatro alternativas para evaluar los bienes e instalaciones en servicio o capital inmovilizado ^[56]:

- Costo histórico: Es el valor efectivamente pagado por las instalaciones y equipos de la empresa eléctrica, menos la depreciación acumulada. Sin duda, este es el método más ampliamente utilizado para la definición del capital inmovilizado, simplemente porque es de fácil aplicación y, más importante aún, define un valor preciso. El efecto de la inflación es considerado por el uso de índices de precios, siempre a costa de alguna distorsión.
- Costo de sustitución: Representa el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos, que permitan un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones y equipos que actualmente la empresa posee. Este es el método más utilizado para valorizar el capital inmovilizado en mercados competitivos, permitiendo grandes beneficios, cuando el valor de sustitución excede el costo histórico para las instalaciones y equipos de una empresa. En este caso muy común, si los precios fueren fijados con base en los costos históricos, existe una diferenciación de precios entre empresas que ofrecen idéntico servicio, simplemente por causa de las diferentes edades de sus instalaciones.

[56] S. Breyer. Regulation and its Reform. Harvard University Press. Cambridge, Mass, USA. 1982

- Costo de reposición: Representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos hoy. Difiere del costo de sustitución, por referirse a la misma instalación, sin importar si está o no obsoleta; el costo de sustitución se refiere a la misma capacidad de producción, utilizando las tecnologías actuales al mínimo costo. El costo de reposición corresponde al costo histórico corregido por efecto de la inflación (a través de índices de precios específicos), siendo a veces deducido algún porcentaje a título de obsolescencia.
- Costo a justo valor: Es el nombre dado al capital inmovilizado evaluado de un modo subjetivo por el organismo responsable de la regulación. Frecuentemente, es una media ponderada entre los costos históricos y de reposición.

La tasa de retorno y el capital inmovilizado están relacionados, una vez que su multiplicación resulta en la remuneración del capital que, en principio, pertenece a los inversionistas. Si la empresa es de propiedad estatal, un adecuado retorno sobre el capital es también necesario, porque, a no ser que sea explícitamente definido en la ley, los contribuyentes no deben subvencionar actividades productivas o servicios públicos específicos. Además, las empresas concesionarias de servicios públicos son pesadamente dependientes de empréstitos para expandir sus sistemas y los acreedores de esos empréstitos necesitan de la garantía de beneficios futuros, que permitan el retorno de su capital con intereses. Tres aspectos deben ser considerados en la determinación de la adecuada tasa de retorno:

- La justicia para accionistas, inversionistas o contribuyentes;
- La captación de la cantidad de inversiones (o empréstitos) necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico;
- La simplicidad administrativa.

Bajo el punto de vista económico, la tasa de retorno debería ser fijada en función del costo de oportunidad del capital, o sea, cuanto costaría conseguir el capital de la concesionaria en los mercados financieros hoy, o lo que la sociedad pierde en otras oportunidades de inversión al colocar capital en la concesionaria. En mercados perfectamente competitivos, la tasa de retorno debería ser equivalente a la obtenida en el equilibrio de largo plazo. Algunos modelos han sido propuestos para evaluación de la adecuada tasa de retorno; sin embargo, el método más ampliamente utilizado aún es la comparación con otras industrias o negocios similares.

La elección de industrias comparables no es una tarea simple, toda vez que, en algunos casos, esas industrias pueden estar obteniendo beneficios más altos o más bajos de los que resultarían en competencia perfecta; la comparación con otras industrias reguladas frecuentemente conduce a un proceso circular. Además, la comparación puede no ser un ejercicio consistente, pues la inversión en empresas reguladas y con remuneración garantizada presenta menos riesgos que la inversión en empresas operando en ambientes competitivos.

Cualquiera que sea el método utilizado, es necesario tener presente que este no puede ser reducido a una ciencia exacta y no creará, por sí mismo, incentivos para el aumento de la eficiencia.

En los últimos años, la aplicación de tarifas eléctricas por el costo del servicio en la mayoría de los países de América Latina, sin un respeto efectivo a las tasas de retorno reglamentadas y sin una adecuada actualización monetaria del capital inmovilizado, fue uno de los factores principales que provocaron las serias crisis financieras actualmente observadas. Por otro lado, la política de "tarifa por debajo del costo del servicio" contribuyó a aumentar el déficit público y, en consecuencia, incrementar la inflación, conduciendo al consumidor en la dirección del desperdicio de energía y a las empresas concesionarias hacia el caos financiero.

Tarifa por el pasivo. La tarifa por el pasivo es obtenida con base en el balance de resultados de la empresa eléctrica, considerando un costo compuesto por las siguientes partes del pasivo:

- Los costos de explotación, que comprenden los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio;
- Los costos administrativos, que comprenden los costos comprometidos en la supervisión y administración de los servicios de electricidad;
- Los costos financieros, correspondientes a los intereses pagados y a los montos de amortización de los empréstitos y financiamientos usados en la formación de los bienes e instalaciones en servicio;
- Un monto correspondiente al pago de dividendos, o sea los rendimientos del capital empleado;
- Otro monto relativo al pago de royalties, cuando los hay.

El nivel de esta tarifa es definido de conformidad con el valor medio obtenido, considerando los montos de costos presentados anteriormente y el mercado previsto. La estructura de esa tarifa puede ser definida con base en los costos contables o en los costos marginales. Un ejemplo de aplicación de esta tarifa es encontrado en la empresa *Itaipú Binacional* que provee de energía eléctrica a Brasil y Paraguay.

Tarifa por el precio. La tarifa por el precio es entendida como la tarifa establecida en función del precio presentado en la propuesta ganadora de una licitación para la concesión del servicio, con reglas de reajustes establecidas en los términos de referencia de la licitación o en el contrato de concesión, conforme sea definido en la ley.

Esta tarifa no está subordinada a tasas de rentabilidad o cualesquiera otros criterios de esa naturaleza. Siempre que las condiciones del contrato de concesión fueren atendidas, se supone mantenido el equilibrio económico-financiero de la concesión. De esa forma, el nivel de las tarifas es establecido en el contrato de concesión y es reajustado conforme las cláusulas en él existentes.

La estructura tarifaria es aprobada por el “poder concedente”, considerando los reglamentos existentes sobre la materia. De esa forma, la empresa concesionaria propone estructuras de tarifas diferenciadas en función de las características técnicas y de los costos específicos de cada tipo de suministro. Los reglamentos pueden exigir el empleo de técnicas que utilicen los costos marginales.

Tarifa al costo marginal. La tarifa al costo marginal posee como característica básica un nivel tarifario igual a la medida de los costos marginales de cada suministro específico y una estructura tarifaria también directamente resultante de dichos costos marginales. Se define al costo marginal como el costo requerido para atender un aumento marginal de carga, es decir,

$$Cm = \frac{dc(q)}{dq} \quad \dots(3.1)$$

donde:

- c(q) △ Costo total de atendimento en función de la carga
q △ Carga atendida

Los conceptos de tarifa al costo marginal se apoyan en la teoría micro-económica (ver Anexo A), existiendo dos variantes: la tarifa al costo marginal de corto plazo y la tarifa al costo marginal de largo plazo.

El costo marginal de corto plazo o costo marginal de operación, es el costo de suministro de una unidad adicional de demanda considerando el sistema eléctrico existente, es decir, el suministro de la carga adicional es proporcionado a través del aumento de la generación térmica y/o a expensas de una disminución en la calidad del servicio. La tarifa al costo marginal de corto plazo es generalmente fijada para períodos anuales y reajustada cuando ocurren variaciones significativas de ese costo; Chile aplica esta modalidad de tarifa desde 1972.

El costo marginal de largo plazo o costo marginal de expansión es el costo de cubrimiento de una unidad adicional de demanda, considerando la expansión del sistema, pudiendo ser también alteradas la calidad del servicio y la política de generación térmica. Las tarifas al costo marginal de largo plazo son generalmente calculadas a partir de costos incrementales asociados a planes de expansión específicos. Considerando la expansión óptima de los sistemas, algunos países han usado esa modalidad de tarifa, con resultados bastante positivos, como es el caso de Francia.

Tarifa con base en los costos marginales o tarifa integrada. La tarifa integrada es así llamada porque considera en forma integral los aspectos teóricos y prácticos relacionados con la determinación de la tarifa. En esta modalidad, tanto el nivel como la estructura de las tarifas son establecidos guardando la mayor coherencia posible con los costos marginales, teniendo también en consideración otros principios básicos de tarificación y los objetivos atribuidos al sector eléctrico. La llamada tarifa integrada es obtenida a partir de la tarifa de referencia, o tarifa al costo marginal, y considera el aspecto financiero de la prestación de los servicios y otros aspectos prácticos relacionados con la determinación de las tarifas.

Las tarifas de referencia o tarifas al costo marginal son obtenidas considerando el comportamiento de la carga y los costos marginales del sistema eléctrico, incluyendo generación, transmisión y distribución; la tarifa referencia es la base para la definición de la estructura tarifaria. La tarifa integrada es obtenida a partir de las tarifas de referencia (indicando la estructura deseable), considerando el equilibrio financiero de la empresa concesionaria (indicando el nivel tarifario medio adecuado) y también aspectos de orden político, social, operacional, etc.

La tarifa integrada contempla adecuadamente la teoría económica, pues considera los objetivos de eficiencia económica (primer óptimo), además de tratar de forma racional los aspectos políticos (por ejemplo, igualdad de las tarifas), económicos relacionados al segundo óptimo (por ejemplo, en las tarifas para consumidores industriales considerando subsidios en combustibles que pueden sustituir la energía eléctrica), sociales (tarifas para consumidores de bajo ingreso) y operaciones (simplificación de las tarifas debido a restricciones de medición y facturación).

Por esas razones, esta modalidad de tarifas viene siendo escogida por los sectores de electricidad de un número creciente de países, pues es la que más se ajusta a los requerimientos exigidos de los sectores eléctricos, que deben buscar una tarifa adecuada a sus características y a las necesidades de la sociedad, considerando el uso racional y la conservación de energía, y conduciendo a los agentes involucrados en dirección de la calidad total y de la productividad.

Estructura tarifaria.

La estructura tarifaria define la relatividad de los precios, es decir, comprende la diferenciación de las tarifas según los componentes de consumo y demanda nivel de tensión de suministro, clase de consumo, estación del año, período del

día, localización del consumidor, etc. La tarifa debe satisfacer las necesidades financieras de la concesionaria (nivel tarifario) y, al mismo tiempo, atender los objetivos de empleo eficiente de recursos, igualdad y justicia social, estabilidad relativa de los precios, simplicidad y uso racional de la energía eléctrica (estructura tarifaria).

Las tarifas de energía eléctrica pueden ser estructuradas y discriminadas de forma bastante variada. Teóricamente, podría ser definida una tarifa para cada consumidor. En la práctica, el grado de sofisticación de la estructura tarifaria es limitado por dificultades de diversas naturalezas, tales como aquellas derivadas del sistema de medición y cobranza, por la comprensión de las señales de precio por los consumidores, por restricciones de comercialización de energía eléctrica en determinadas condiciones, etc.

El consumidor paga un precio final que incluye las tarifas, los cargos fijos y los impuestos. Los cargos fijos están relacionados a los gastos de atención a las unidades de consumo que no dependen de la cantidad consumida. Los impuestos, aunque a veces vinculados a los servicios de electricidad, básicamente están relacionados a la política tributaria nacional y regional. Las principales estructuras tarifarias se mencionan a continuación.

Tarifa monomía. La forma más común de estructura tarifaria es la tarifa monomía, la cual contempla solamente el uso de un precio para energía consumida (kilowatt-horas) a lo largo de un período de tiempo, en general un mes.

Tarifas horarias-estacionales. Cuando la medición de energía y potencia es registrada en una secuencia de períodos más cortos, es posible aplicar una tarifa diferenciada según el momento de la utilización. Son las tarifas horarias-estacionales o tarifas diferenciadas según las horas del día (en la punta y fuera de la punta, por ejemplo) y las estaciones del año (período húmedo y período seco, por ejemplo).

Tarifas en bloques. Se puede adoptar una estructura de tarifas en bloques, en la cual el precio unitario varía de acuerdo con el total de kilowatt-horas consumidos. Una estructura de tarifas con precios más reducidos para los primeros bloques de consumo es generalmente utilizada para beneficiar los consumidores de bajo ingreso, estructura también denominada como tarifa creciente en bloques o tarifa progresiva. Una estructura opuesta, de precios decrecientes en bloques, es históricamente importante y continúa siendo utilizada en muchos países, a pesar de sus defectos evidentes. De hecho, si cualquier precio unitario de la tarifa decreciente en bloques resulta significativamente inferior a los costos marginales, se señala para el consumidor que la energía es más barata de lo que realmente es, estimulando el desperdicio; además, el efecto redistributivo de la tarifa decreciente en bloque es perverso, ya que los mayores consumidores son los más beneficiados.

Tarifas binomias. Las tarifas binomias o de Hopkinson son aquellas que presentan una componente de energía y otra de potencia. La forma más utilizada es aquella que considera cargos separados por consumo de energía y por demanda de potencia máxima. Se puede observar que, si la máxima demanda de potencia del consumidor no es observada en el período de punta del sistema, él es penalizado de forma incompatible con los costos que impone al sistema.

Tarifas interrumpibles. Las tarifas interrumpibles o tarifas para disponibilidad eventual de energía son una forma extrema de tarificación diferenciada, en donde el consumidor acepta ser desconectado parcial o totalmente, siempre que exista dificultad de suministro de energía por parte de la empresa eléctrica. Las tarifas interrumpibles pueden ser monomias o binomias y son necesariamente bajas, porque tales suministros no sobrecargan la capacidad del sistema.

Tarifas en función del tiempo de utilización. Estas tarifas son determinadas en función del tiempo de utilización de los consumidores, o sea, en función de su factor de carga. Pueden ser clasificadas en tarifas de corta, media y larga utilización, las cuales varían en función de los costos correspondientes a cada período.

Tarifas variables en función del precio del producto. Esas tarifas consideran los costos de suministro y los precios de los productos finales de los consumidores, son destinadas a los consumidores electro-intensivos y están vinculadas a la comercialización de grandes bloques de energía. Su aplicación permite viabilizar la producción de ciertos consumidores; se presentan en dos formas, con diferimiento o sin diferimiento.

Las tarifas con diferimiento guardan neutralidad entre el consumidor y la empresa eléctrica. Ese diferimiento es realizado por medio de una cuenta de compensación: el consumidor paga una tarifa en función del precio internacional de su producto, efectuándose una compensación con base en la tarifa normal, para un posterior cierre de cuentas entre el consumidor y el concesionario.

Tarifas instantáneas. Las tarifas instantáneas o tarifas spot son aquellas cuyos valores varían en períodos cortos de tiempo; son definidas a partir de los costos marginales de corto plazo y generalmente usadas para estimular la utilización de sobrantes eventuales de energía. Su aplicación es frecuentemente el resultado de la libre comercialización de energía entre empresas o entre países; este intercambio de energía es ventajoso únicamente si el precio de compra fuere inferior al costo marginal de corto plazo de la generación propia.

Cargos fijos. Los cargos fijos están relacionados con los costos asociados a la atención de los consumidores, los cuales no dependen de la potencia o de la energía utilizadas y no son considerados en las tarifas; estos cargos se refieren a costos directamente asociados a las unidades de consumo. Es el caso, por ejemplo, de los cargos para conexión de nuevos consumidores, tasas de lectura, desconexión y reconexión, cobranza y otras, resultantes de servicios de esa naturaleza.

Además de los cargos anteriormente referidos, existen cargos especiales, como por ejemplo aquellos relacionados con el consumo adicional de combustibles en las plantas térmicas. El cobro de estos cargos permite a la empresa suministradora trasladar rápidamente al consumidor los aumentos imprevistos en los costos de los combustibles. Otros ejemplos de cargos especiales son el pago de royalties, tasas especiales para viabilizar la igualdad nacional o regional de las tarifas y los empréstitos obligatorios para la expansión del sistema eléctrico.

La estructura tarifaria, aun en el enfoque tradicional de tarifa por el costo de servicio, puede ser determinada considerando los costos marginales causados al sistema, por cada clase de consumidores o cada tipo de servicio. La determinación de la estructura de las tarifas con base en los costos marginales toma en cuenta los costos ocasionados por el aumento de la demanda en cada categoría de consumidores y período de consumo, considerando, inclusive, el aspecto probabilístico de esos costos en el sistema de oferta y demanda.

Utilizar los costos marginales en la definición del nivel tarifario medio de un servicio o en la definición del precio de un producto no es siempre recomendable, una vez que distorsiones en mercados de servicios o productos sustitutos o complementarios pueden conducir a un peor empleo final de los recursos, si una alteración aislada de precios en dirección al costo marginal es intentada.

En la definición de la estructura tarifaria de una concesionaria, los posibles productos sustitutos o complementarios son encontrados en otros tipos u horas de uso del mismo servicio. De este modo, el uso de costos marginales no presenta inconvenientes en la definición de la estructura tarifaria, aun cuando el nivel tarifario medio sea definido por el método tradicional del costo del servicio o con base en el equilibrio financiero de la empresa concesionaria.

TARIFAS INTEGRADAS O CON BASE EN COSTOS MARGINALES.

Por su importancia y ventajas para la sociedad, en esta sección se abundará en la explicación de las tarifas integradas. El proceso de obtención de las tarifas integradas se inicia a partir de la obtención de los costos marginales de suministro (tarifas de referencia), y considerando los aspectos financieros, políticos, sociales y operacionales de la empresa eléctrica relevantes para la determinación de una tarifa adecuada, la cual deberá satisfacer las condiciones de equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria, señala al consumidor la dirección del uso racional y de la conservación de la energía eléctrica y atiende los principios básicos de eficiencia económica, equidad, justicia, estabilidad y modicidad, además de considerar los objetivos específicos atribuidos al sector eléctrico.

Las tarifas integradas, tanto en nivel como en estructura, son determinadas guardando la mayor coherencia posible con los costos marginales y considerando los siguientes principios básicos de tarificación y objetivos atribuidos al sector eléctrico:

- *Principio de eficiencia.* Según este principio, las tarifas deben estimular el mejor empleo posible de los recursos económicos de la sociedad, señalando a los consumidores la dirección del mínimo costo y promoviendo el uso racional y la conservación de energía. De esta forma, las tarifas deben reflejar los costos marginales de cada suministro específico; con una adecuada señal de precio, se transfiere a los consumidores el análisis costo-beneficio de sus decisiones marginales de consumo, es decir, cada vez que un consumidor decide consumir más, él compara los beneficios que le proporciona el consumo adicional con los costos adicionales correspondientes comprometidos por la sociedad.
- *Principio de equidad.* Para atender al principio de equidad, las tarifas deben ser definidas, garantizando una cierta igualdad de tratamiento para los diversos consumidores que utilizan el sistema eléctrico de forma semejante.
- *Principio de justicia.* Según ese principio, las tarifas deben promover la justicia social, lo que frecuentemente conduce a tarifas subsidiadas para consumidores de bajo ingreso, que no tengan condiciones de pagar los costos efectivamente comprometidos en el atendimento de sus necesidades básicas.
- *Principio de equilibrio financiero.* Por este principio, las tarifas deben promover el equilibrio económico-financiero de las empresas concesionarias, produciendo ingresos capaces de cubrir los costos, permitir una rentabilidad razonable del capital invertido garantizando la expansión del sistema eléctrico.
- *Principio de simplicidad.* Para atender a este principio, las tarifas deben ser las más simples posibles, de modo que sean bien comprendidas por los consumidores. De esa forma, las tarifas alcanzan más fácilmente sus objetivos, además de permitir mayor facilidad para la comercialización, medición y facturación de la energía eléctrica.
- *Principio de estabilidad.* Según el principio de estabilidad, las tarifas deben ser establecidas de forma que conserven su estructura de precios durante un tiempo razonable, evitando grandes fluctuaciones en períodos cortos.

Además, las tarifas deben ser determinadas considerando también los objetivos políticos, económicos, sociales, comerciales y otros, atribuidos al sector de electricidad:

- Como ejemplo de objetivo político, se cita la aplicación de tarifas uniformizadas a nivel de país, región, estado, concesionaria, etc.
- Como objetivo económico, se puede mencionar la aplicación de tarifas que no incentiven la sustitución de energía eléctrica por otra forma de energía más cara y que tenga precios subsidiados.
- Como objetivo comercial, se pueden citar las tarifas especiales, destinadas a la comercialización de grandes bloques de energía.
- Finalmente, respecto a los otros objetivos atribuidos al sector eléctrico, mencionamos la aplicación de tarifas que ayuden a viabilizar las metas de los programas de conservación de energía, de los programas de calidad y productividad, etc.

Algunos de los principios y objetivos arriba referidos pueden ser conflictivos, no obstante forman parte de la realidad de cada país o región y deben ser racionalmente considerados en la determinación de las tarifas. Es necesario destacar que, dadas las características del sector de electricidad, no existen tarifas ideales, principalmente si se consideran todos los aspectos prácticos y teóricos involucrados.

La Figura 3.1 ilustra el proceso de determinación de la tarifa integrada, considerando en forma conjunta y de la manera más racional posible los principios y objetivos anteriormente mencionados.

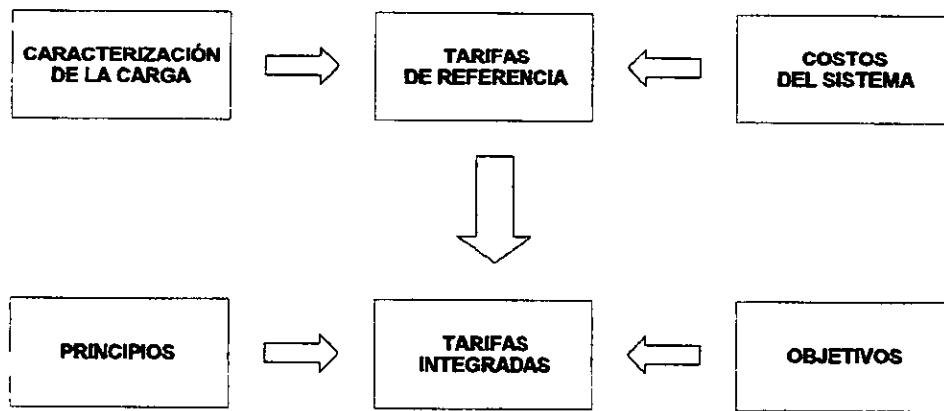


Figura 3.1 Determinación de las tarifas integradas

La tarifa integrada debe ser construida caracterizando estos principios y objetivos, los cuales necesitan ser identificarlos, calificados y cuantificados. Esta modalidad de tarifa exige una mayor cantidad y una mejor calidad de datos e informaciones, además de requerir una metodología más elaborada. La tarifa integrada considera como referencia básica los costos marginales de cada suministro típico de consumidores finales o de suministro entre empresas concesionarias (tarifas de referencia) y busca administrar adecuadamente los conflictos provocados por los principios y objetivos antes descritos.

Caracterización de la carga.

El comportamiento de la carga es uno de los factores determinantes en la formación de los costos de suministro de las diversas categorías de consumidores, durante los diferentes períodos de consumo, constituyéndose en una de las informaciones básicas para la definición de las tarifas. Además, sirve de base para decisiones relativas a la planificación y operación del sistema eléctrico, inclusive aquellas relacionadas a la conservación y uso racional de la energía eléctrica.

La caracterización de la carga es definida como la identificación, la calificación y la cuantificación del comportamiento de la demanda, en diversos puntos del sistema eléctrico y para diversos conjuntos de consumidores. La caracterización de la carga es hecha por medio de tres grandes grupos de actividades, y en cada fase del proceso, se aplican metodologías específicas asociadas a técnicas econométricas y estadísticas con base en la utilización de sistemas computacionales (ver Figura 3.2).

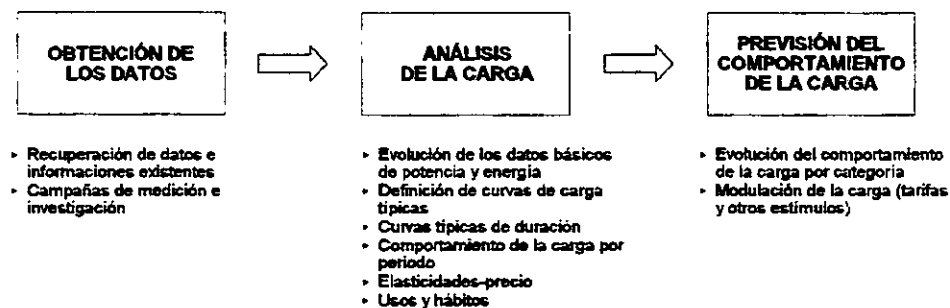


Figura 3.2 Actividades básicas para caracterizar la carga

Obtención de los datos e informaciones básicas.

En esta etapa, los datos e informaciones relativos a la carga son organizados en un banco de datos que permitirá el análisis del comportamiento de la carga. La base de datos es construida de forma directa, por medio de la recuperación de datos e informaciones básicas ya disponibles, o de forma indirecta, por medio de campañas de medición; en el segundo caso, se estiman un conjunto de datos e informaciones básicas, por medio de una encuesta aplicada sobre una muestra representativa del universo que se desea estudiar utilizando técnicas estadísticas específicas. Las actividades básicas de las campañas de medición son:

- Definición del objetivo básico (estudios de tarifas, planificación del sistema eléctrico, operación del sistema eléctrico, conservación de energía, a nivel global o para una determinada categoría de consumidores, etc.);
- Selección de una muestra estratificada (por rango de consumo, nivel de tensión, actividad económica, localización, etc.);
- Definición de los equipos de medición adecuados y la programación de su instalación, en función de la disponibilidad de recursos;
- Definición de los datos e informaciones de la encuesta de apoyo y;
- Recolección, consistencia y organización de los datos e informaciones en archivos.

Las campañas de medición deberán tener objetivos muy claros y una planificación cuidadosa, a fin de alcanzar las metas previstas a costos razonables, a tiempo, y en la calidad y la cantidad adecuadas.

La selección de la muestra es fundamental. En la mayoría de los casos, se recomienda la elección de una muestra estratificada, para que se evalúen los diferentes comportamientos de las cargas, considerando su tamaño, su localización, las actividades económicas de los consumidores, las tensiones de suministro, etc. Las campañas de medición son igualmente importantes para el estudio de los hábitos y usos de los consumidores, actuales y futuros, lo que permite el análisis de su capacidad de modulación, elasticidad-precio, etc.

Análisis de la carga.

Una vez constituida la base de datos, es posible realizar el análisis de la carga, cuyos resultados más relevantes para la caracterización de la demanda son los siguientes:

- Evolución del consumo (energía y demanda máxima) y número de consumidores, por nivel de tensión de suministro, categoría de consumo, localización, etc.;
- Comportamiento de la carga por período (anual, semanal, diario, horario), por nivel de tensión, categoría de consumo, actividad económica, nodo del sistema, región, etc.;
- Curvas de carga típicas de los consumidores y del sistema;
- Curvas típicas de duración de carga;
- Elasticidades-precio por categoría de consumidores;
- Usos y hábitos de consumo.

En la determinación de las tarifas de referencia, es de particular importancia definir curvas de carga típicas de los consumidores y del sistema, para días laborables y no laborables. Para tal efecto, se usan modelos estadísticos que definen las tipologías de carga para diversos puntos del sistema eléctrico y para un número adecuado de categorías de consumidores. Estos modelos seleccionan formas predominantes para las curvas de carga de los consumidores y del sistema agrupando las curvas, que guardan semejanza entre sí, buscando minimizar la desviación standard. Los modelos clasifican y reagrupan las formas predominantes obtenidas, permitiendo seleccionar el número final más adecuado de tipologías ^[57].

La Figura 3.3 muestra un ejemplo de descripción del comportamiento de la carga en un día laborable, comprendiendo la curva de carga media diaria en diversos puntos del sistema (producción, alta, media y baja tensión) y categorías de consumidores en baja tensión (residencial, alumbrado público y otros).

[57] Roberto Bitu. Caracterización de la Carga - Energía Eléctrica. Seminarios BID. Montevideo, Uruguay. 1986.

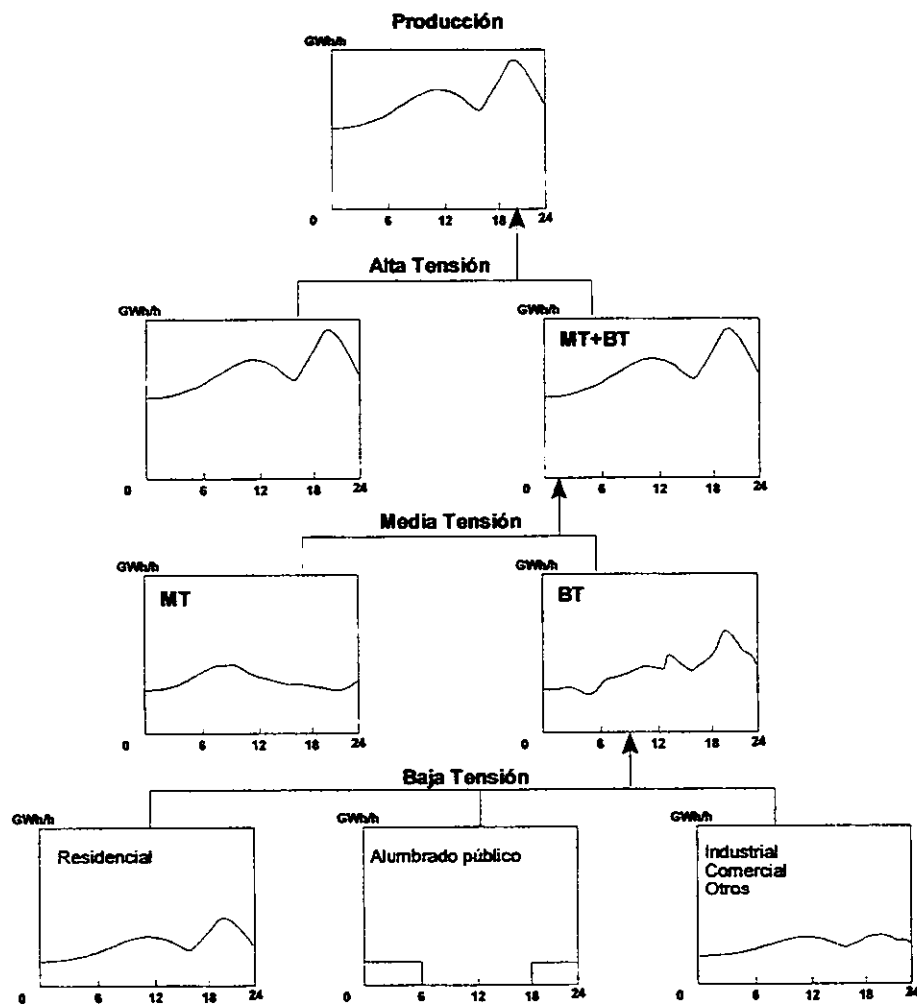


Figura 3.3 Comportamiento diario de la carga por nivel de tensión y categoría de consumidores

Previsión de la carga.

Como los costos varían de conformidad con la carga, es necesario estimar la evolución del comportamiento de la demanda en el período de aplicación de las tarifas. A partir de la caracterización actual de la demanda y de las expectativas sobre modificaciones futuras en los diversos segmentos del mercado, es posible hacer previsiones del comportamiento de la carga para el período deseado. La proyección de las curvas de carga diarias puede ser realizada por medio de un modelo matemático llamado modelo sectorial, así denominado porque hace las previsiones por sectores económicos o categorías de consumo [58]. El modelo sectorial, con base en la evolución del consumo anual total y de la carga por sectores, obtiene las 8760 demandas horarias de la curva de carga global de un sistema. La Figura 3.4 muestra el flujograma del proceso de previsión del comportamiento de la carga, en un determinado período.

[58] Comisión de Tarifas Eléctricas de Perú. Nueva Tarifa de Energía Eléctrica. Lima, Perú. 1988.

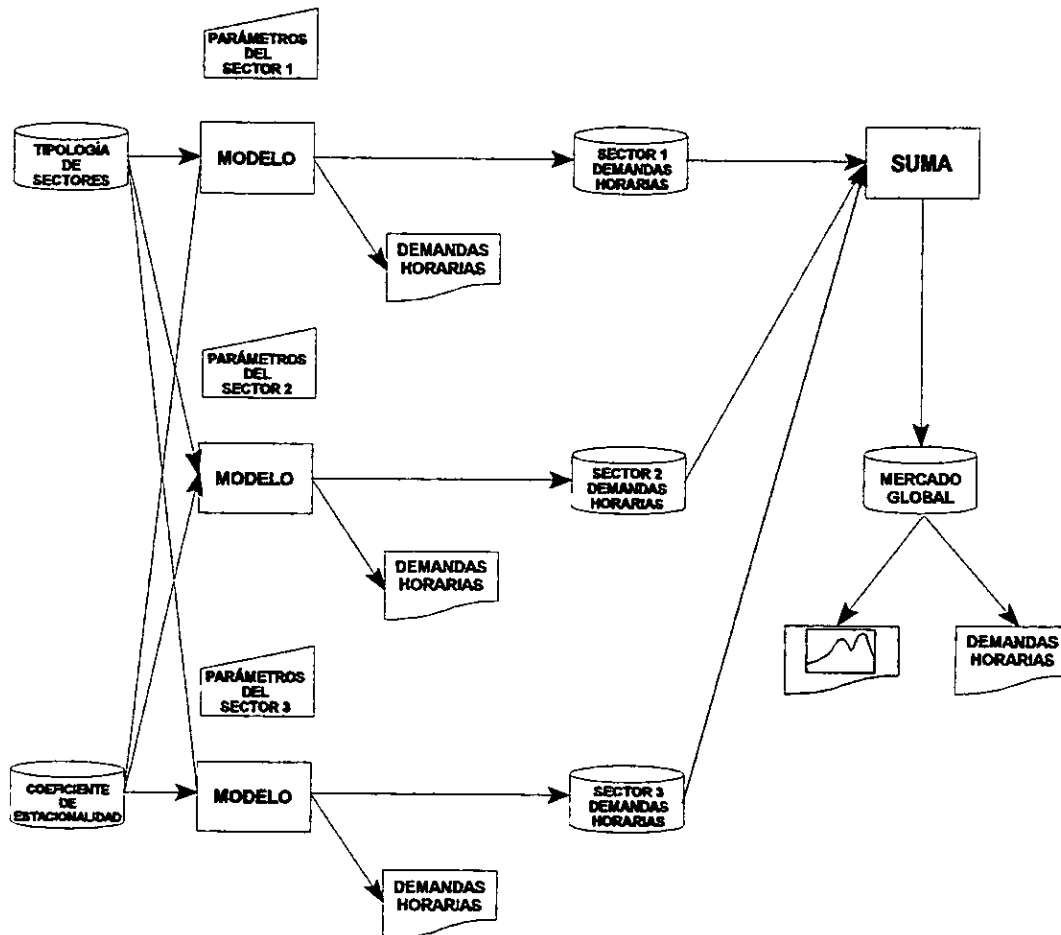


Figura 3.4 Flujograma del modelo de previsión de carga

Costos del sistema.

El costo marginal de largo plazo (CMLP) puede ser definido como el costo incremental de todos los ajustes en el plan de expansión del sistema eléctrico y en su operación, causados por un incremento de mercado que sea mantenido en el futuro.

El CMLP debe ser evaluado en una estructura desagregada, lo que puede exigir la determinación de costos marginales variables de acuerdo con la hora del día, el nivel de tensión del consumo, la región geográfica, la estación del año, etc. El grado de sofisticación de la estructura de los costos marginales debe ser definido en función de la calidad de los datos disponibles y de la utilidad de los resultados, teniendo en cuenta los problemas prácticos de cálculo y de aplicación de una estructura tarifaria compleja; teóricamente, podría ser estimado el CMLP de cada consumidor individual a cada momento.

Conforme se discute a continuación, las tarifas de referencia deben reflejar, lo mejor posible, los costos marginales de cada suministro típico y, por otro lado, ser definidas en función de parámetros de fácil obtención.

El primer paso en la estructuración de las tarifas es la selección de períodos apropiados de tarificación. Las curvas de duración de carga y las disponibilidades del sistema deben ser analizadas para determinar los períodos en que la demanda es crítica en relación con las disponibilidades; por ejemplo, las horas de punta del día y la estación seca del año. Para facilitar la comprensión de los conceptos fundamentales, se asume inicialmente que el sistema posee generación puramente termoeléctrica y no presenta significativa estacionalidad de demanda o de oferta (la estacionalidad de la oferta es usual e importante en sistemas hidroeléctricos, cuyas peculiaridades serán analizadas más adelante); así, en este primer análisis serán considerados sólo dos períodos tarifarios: punta y fuera de punta.

En general, los costos del sistema pueden ser desagregados en costos de potencia y energía. Los costos marginales de potencia se refieren básicamente a los costos incrementales de inversión en equipos de generación, transmisión y distribución, necesarios para el suministro de potencia adicional.

Para sistemas puramente termoeléctricos, los costos marginales de energía son los costos adicionales de operación y combustibles, exigidos en el suministro de bloques de energía adicionales. Para sistemas que incluyen plantas hidroeléctricas, parte de los costos adicionales de inversión debe ser atribuido al consumo de energía, i.e. el costo de construcción de embalses para la regulación estacional y plurianual de caudales debe gravar a los consumidores en proporción a su consumo de energía.

Además de los costos antes indicados, existen costos que no dependen de la cantidad de energía consumida o de potencia demandada por el consumidor. Son los llamados costos asociados a los consumidores o costos de atención al consumidor, directamente relacionados al número de consumidores. Se incluyen en esa categoría los costos de conexión y reconexión, de medición y facturación, etc.

Costos marginales de potencia o de capacidad.

La Figura 3.5 presenta una curva de duración de carga del sistema, dada por ABEF para el año inicial y dividida en dos períodos tarifarios: punta y fuera de punta. A medida que la demanda crece a lo largo del tiempo, la curva de duración aumenta de tamaño. La previsión de demanda de punta resultante es dada por la curva D de la Figura 3.6, comenzando por el valor inicial MW_0 .

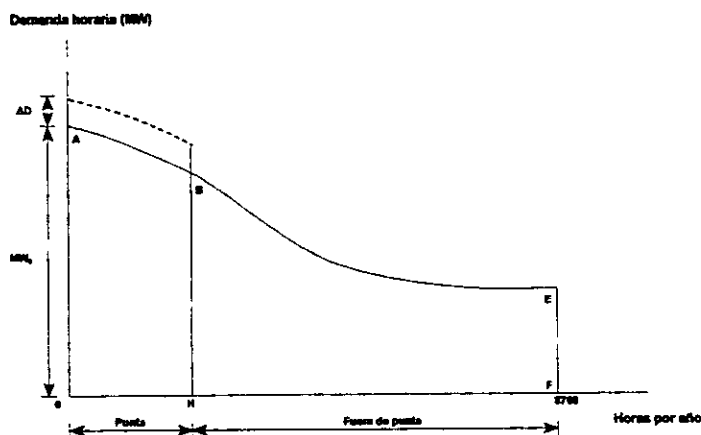


Figura 3.5 Curva de duración anual de carga típica

El CMLP de potencia en la generación está determinado por el cambio en los costos de capacidad del sistema ($\dot{C}C$), asociado a un incremento constante $\dot{C}D$ en la demanda de punta. Tal incremento de demanda es mostrado por la línea punteada $D + \dot{C}D$ en la Figura 3.6, para la cual el CMLP de potencia en la generación es dado por $\dot{C}C/\dot{C}D$, donde el incremento $\dot{C}D$ es marginal tanto en el tiempo como en potencia. El cambio en el plan de expansión, necesario al suministro del incremento de demanda, consiste en la anticipación de la entrada en operación de futuras plantas o en la introducción de nuevas unidades en el plan, tales como turbinas a gas o unidades generadoras adicionales.

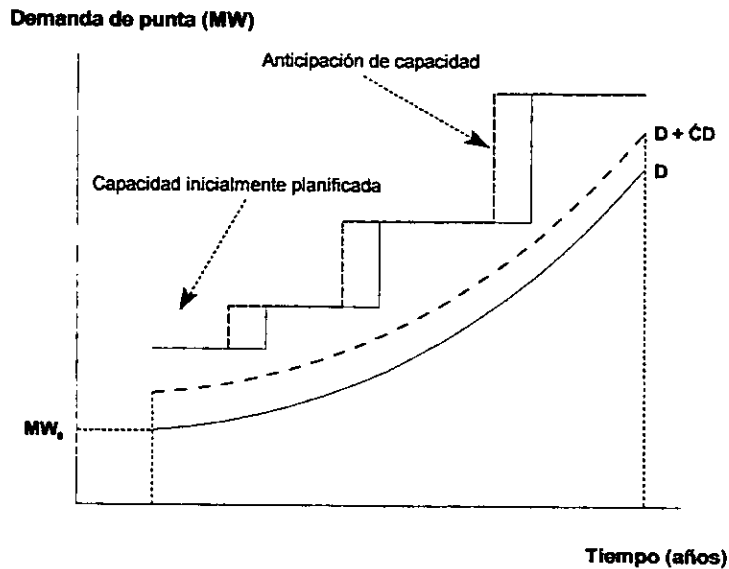


Figura 3.6 Previsión de la demanda de punta

De forma análoga, debe ser evaluado el CMLP de transmisión y distribución (T&D). Generalmente, todos los costos de inversión en T&D son considerados como costos de capacidad, puesto que la magnitud de los sistemas de T&D está en función de los kW de punta que pueden ser transportados. El consumo adicional de energía sólo implica costos adicionales de pérdidas.

Es necesario tener cuidado al discriminar los costos que deben ser considerados en el cálculo del CMLP de T&D. Por ejemplo, ciertas líneas de transmisión pueden estar específicamente asociadas a determinadas plantas, debiendo ser sus costos asociados a la generación. Otras pueden estar asociadas a cargas específicas, debiendo sus costos ser asignados de acuerdo con esa condición, tal vez como costos asociados a los consumidores.

Los niveles de tensión en que los consumidores están conectados pueden ser clasificados, por ejemplo, en cuatro categorías: extra-alta, alta, media y baja tensión. Lógicamente, los consumidores de cada nivel de tensión deben ser gravados solamente por los costos de T&D correspondientes a niveles de tensión iguales o superiores a aquel de suministro. La dimensión de los sistemas de transmisión y distribución depende de la demanda de punta local, que puede no ocurrir durante el período de punta del sistema. La demanda marginal en ese nivel dependerá de la demanda del usuario en la hora de punta de las redes a las cuales él se asocia.

Dado que esta asociación es aleatoria, se deduce que el valor esperado de la potencia marginal es la suma de las demandas del consumidor típico en las horas de ocurrencia de demanda máxima en las redes, ponderadas por las respectivas probabilidades de asociación del consumidor típico a los diferentes puntos del sistema ^[59].

Costos marginales de energía.

Para el cálculo del CMLP de energía, considérese una vez más el ejemplo de la Figura 3.5. Al incremento ΔD dado a la curva de duración de carga en el período de punta corresponde un consumo de energía adicional. En un sistema generador puramente termoeléctrico, ese consumo adicional de energía debe ser suministrado por una mayor utilización de la última unidad generadora colocada en operación para cubrir la curva de carga original. Se puede suponer que las unidades generadoras del sistema son operadas en forma secuencial en el orden creciente de sus costos de combustible.

De forma análoga, el CMLP de energía fuera de la punta, correspondiente a un incremento de carga fuera del período de punta, equivale al costo de combustible de la unidad de base menos eficiente accionada fuera del período de punta. Obviamente, los factores de pérdidas de transmisión son menores en ese período que durante la punta. El costo marginal de energía de un consumidor tipo en un período horario-estacional es calculado a partir del correspondiente CMLP, adicionando las pérdidas hasta el punto de conexión del consumidor.

En consecuencia, el costo marginal total de un usuario tipo en un período horario-estacional es el resultado de la suma de los costos marginales de potencia y energía, expresado aquél en la misma base que el componente de potencia.

La demanda es completamente atendida si y solamente si fueren atendidos todos los puntos de la curva de carga; para ello, es necesario que el sistema incluya unidades generadoras con flexibilidad operativa suficiente para seguir la variación instantánea de la carga. Se puede considerar adecuadamente atendida la demanda, cuando la potencia máxima (demanda de punta, en MW) y la potencia media (el llamado requisito de energía, expresado en términos MW medios o MWh/h) son atendidas a un nivel de confiabilidad aceptable.

Una vez garantizado el suministro de la demanda de punta, un sistema generador puramente termoeléctrico tendrá automáticamente atendido el requisito de energía, a menos de una improbable falta de combustibles. En el caso de un sistema generador predominantemente hidroeléctrico, el suministro de energía puede ser severamente limitado por la disponibilidad de agua, aunque la capacidad disponible de potencia sea suficiente para el suministro de la demanda de punta del sistema.

Se define la energía garantizada de un sistema generador como el requisito de energía que éste puede suplir a un determinado nivel de confiabilidad, por ejemplo 95%, o bien, a 5% de riesgo. Empero, es posible aumentar la energía garantizada de un conjunto de plantas por medio de la interconexión de sistemas. La energía garantizada de un sistema interconectado es, en general, superior a la suma de las energías garantizadas de las diversas plantas aisladas. La interconexión eléctrica permite al sistema aprovechar la diversidad hidrológica entre los diversos aprovechamientos. Los refuerzos de transmisión, que tengan por finalidad ampliar la energía garantizada del sistema, deben tener parte de sus costos tratados como costos de energía ^[60].

[59] M. Boitex. Marginal Cost Pricing in Practice. Prentice-Hall. New Jersey, USA. 1964.

[60] J. Tejada. Conceptos sobre la selección de condiciones hidrológicas para el Plan de Expansión de la Generación de un Sistema Eléctrico. Electro-Perú. Lima, Perú. 1985.

La generación de una planta hidroeléctrica puede ser distribuida, a lo largo del día, de forma que permita una mayor producción en las horas de punta del sistema. Para eso, basta que exista una capacidad instalada suficiente para turbinar el caudal máximo correspondiente a esa modulación horaria de generación.

Aunque la demanda del sistema fuese idéntica en los horarios de punta y fuera de punta, las plantas hidroeléctricas necesitarían disponer de una potencia instalada mínima para el turbinamiento de su energía garantizada. La capacidad instalada adicional, necesaria a la modulación de la generación para el suministro de la demanda de punta del sistema, implica costos adicionales. Esos son los costos que deben ser íntegramente atribuidos a los consumidores del período de punta (costo de potencia). Tales costos incluyen los costos adicionales en turbinas, generadores, tubería forzada, tomas de agua, casa de máquinas, transmisión asociada, etc.

De esa forma, la evaluación del CMLP de generación, para sistemas predominantemente hidroeléctricos, exige un cambio de enfoque, abandonándose el análisis centrado en el suministro de la demanda de potencia en favor de un análisis que favorezca los aspectos del suministro de energía.

Costos asociados a los consumidores.

Asociar una parte de los costos de inversión y de operación directamente a los consumidores es una tarea difícil. Tentativas frustradas fueron realizadas, en el sentido de identificar el componente de su nivel de consumo. Algunos estudios han buscado definir una red de distribución hipotética, necesaria al suministro de una carga mínima. Otros utilizaron técnicas de regresión en datos históricos para ajustar curvas del tipo:

$$CAC = a + b(\text{Demanda de punta}) + c(N^{\circ} \text{ de consumidores}) \quad \dots(3.2)$$

donde:

CAC = Costo asociado a los consumidores.

Sin embargo, la aplicación de técnicas de regresión ha mostrado ser difícil por la alta correlación entre el número de consumidores y la demanda de punta. Por tanto, se torna más simple considerar los costos generales del sistema eléctrico como costos de capacidad, definiéndose como costos asociados a los consumidores sólo aquellos costos directamente vinculados a cada unidad de consumo.

Los costos de conexión se refieren a los ramales de conexión, medidores y costos de mano de obra respectivos. Estos costos suelen ser facturados, en una o más partes, cuando el consumidor se conecta al sistema.

Otros costos asociados a los consumidores son recurrentes y se relacionan a gastos de medición, cobro, comercialización, administración, etc. Los costos recurrentes pueden ser cobrados como una tasa constante, sumada a las facturas de energía y potencia.

Ajustes a la tarifa integrada.

Como se ha mencionado, la tarifa integrada es determinada teniendo como base las tarifas de referencia (estructura) y considerando de forma integrada los principios y objetivos que caracterizan al sector eléctrico; los principios pueden ser agrupados en aspectos económicos y financieros (nivel) y otros aspectos, tales como los de naturaleza política,

social, operacional, etc. (ajustes). Otras consideraciones prácticas relativas al proceso de comercialización, medición y cobranza, también afectan a las tarifas integradas (ver Figura 3.7).

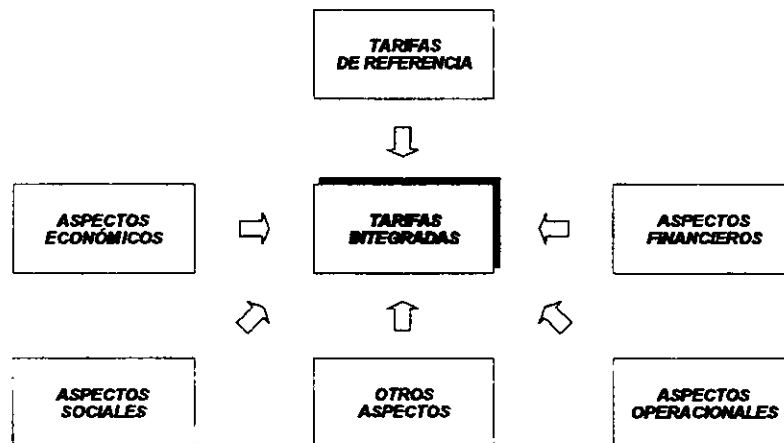


Figura 3.7 Proceso de obtención de las tarifas integradas

Los ajustes generalmente resultan en alteraciones tanto en el nivel como en la estructura de los costos marginales de los suministros. La estructura tarifaria puede, entonces, incluir diferenciaciones por categoría de consumidores (residencial, industrial, comercial, rural) y por nivel de ingreso de los consumidores residenciales (rango de consumo). En general, las restricciones o ajustes que definen la tarifa integrada pueden ser clasificadas en dos categorías:

- Alteraciones que pueden ser analizadas bajo una óptica puramente económica, por ejemplo, consideraciones de óptimo secundario y tarifas subsidiadas para consumidores de bajo ingreso;
- Otras consideraciones tales como, viabilidad financiera, restricciones socio-políticas y aspectos de medición y cobranza, donde el análisis económico puro es difícil de ser aplicado.

Aspectos económicos.

Cuando existen distorsiones en los precios de productos que son sustitutos próximos de la electricidad como fuente de energía, puede ser necesario que las tarifas eléctricas se alejen de sus correspondientes costos marginales, en dirección a un óptimo secundario. Por ejemplo, los subsidios para determinados combustibles —que aún prevalecen en muchos países— pueden incentivar a ciertos consumidores para construir centrales de generación térmica para uso propio. Generalmente, esta no es la solución más económica para el suministro, desde el punto de vista de la economía nacional o regional; la solución óptima, en este caso particular, sería la revocación de los subsidios para todos los combustibles y la aplicación de tarifas de energía eléctrica iguales a los costos marginales del sistema.

No obstante lo anterior, dichos cambios pueden no ser políticamente factibles, cuando sectores importantes de la sociedad son perjudicados por la eliminación de los subsidios; así, la solución de óptimo secundario puede ser la fijación de los precios de electricidad abajo de los correspondientes costos marginales. El grado de alejamiento de las

tarifas, en relación con los costos marginales, es determinado por el monto de los subsidios y por la facilidad de sustitución de la electricidad por otros energéticos alternativos subsidiados ^[61].

Aspectos financieros.

Es facultad del poder público establecer la política de precios para la prestación del servicio público de electricidad. Esta política depende de la modalidad de tarifa adoptada: tarifa por el costo, por el precio, integrada, etc. En la modalidad de tarifa integrada, el nivel de las tarifas es establecido, considerando básicamente el equilibrio financiero de la empresa concesionaria.

El ingreso total proporcionado por las tarifas debe ser suficiente para cubrir los costos de una eficiente operación y mantenimiento del sistema y permitir una adecuada rentabilidad del capital invertido y su retorno, por medio de una tasa de depreciación compatible con las características técnicas de las plantas y equipos; estos son los componentes tradicionales de la tarifa por el costo del servicio. Empero, un nivel tarifario adecuado debe también proporcionar la recaudación necesaria para el pago del servicio de la deuda de la empresa eléctrica y permitir una contribución adecuada al financiamiento del programa mínimo de inversiones.

Entre los objetivos de una política tarifaria que trascienden los intereses financieros de las empresas, se destaca el propósito de utilizar la tarificación a costos marginales para influenciar el comportamiento de los consumidores y mejorar el empleo de recursos en la sociedad. La solución más eficiente desde un punto de vista puramente económico es la tarificación a costos marginales. De esta manera, si el ingreso de la empresa fuere insuficiente o excesivo, el gobierno debe recurrir a subsidios o tasas, para que sean satisfechos los requisitos financieros, sin pérdidas económicas o exceso de beneficios.

En virtud de la usual escasez de recursos públicos, una política de tarificación a costos marginales que resulte en constantes pérdidas económicas y exija un permanente subsidio al servicio, en general, no es factible. Por otro lado, cuando la tarificación a costos marginales conduce a excedentes financieros superiores a las tasas de retorno usuales, raramente este esquema resiste la oposición de la sociedad.

Cuando las concesionarias del servicio son empresas privadas, la definición de una tasa de retorno máxima suele ser la preocupación principal de los organismos de regulación. Sin embargo, en la mayor parte de los países, las concesionarias de energía eléctrica son empresas públicas sometidas a presiones políticas para mantener precios bajos, y ahora el problema es fijar una tasa de rentabilidad mínima.

Mantener los precios excesivamente bajos beneficia a los usuarios del servicio de energía eléctrica, especialmente los grandes consumidores, en perjuicio del conjunto de la sociedad. Tarifas abajo de los costos gravan a los contribuyentes a través de más impuestos para subsidiar concesionarias deficitarias, o penalizan a la sociedad en general con el aumento del déficit público y, consecuentemente, de la inflación.

En la modalidad de tarifa integrada, el proceso de conciliar los costos marginales y el equilibrio financiero no obedece a reglas rígidas. Sin embargo, algunos métodos merecen ser presentados: el más inmediato y, aparentemente, el más equitativo de esos métodos es mantener la estructura relativa de los costos marginales de largo plazo, haciendo variar

[61] M. M. Masasinghe. *Electricity Pricing*. John Hopkins University Press. Baltimore, USA. 1982.

el nivel tarifario promedio mediante alteraciones equiproporcionales ^[62]; en general, este procedimiento es sólo parcialmente eficiente.

Desde el punto de vista de la eficiencia económica, el más satisfactorio procedimiento de ajuste al costo marginal de largo plazo en dirección de los requisitos financieros se basa en la discriminación de precios, utilizando la regla de las elasticidades inversas ^[63]; en este método, la diferencia entre el costo marginal y la tarifa será tanto mayor cuanto menor sea la elasticidad-precio de la demanda de la categoría de consumidores y del período de consumo considerado. En la práctica, la carencia de datos de elasticidad torna dicho procedimiento en un ejercicio muy impreciso, que además, parece penalizar a algunos consumidores más que a otros, violando el objetivo de justa repartición de los costos del servicio.

Otra manera de promover el equilibrio financiero de las concesionarias consiste en la adición o descuento de cargos fijos en las facturas; estos ajustes son compatibles con los principios de eficiencia económica, siempre que los niveles de consumo no sean significativamente afectados. Otro procedimiento para la reducción del ingreso de las concesionarias recomienda el cobro de los costos marginales sólo para los consumos más altos, reduciéndose el precio para los primeros bloques de energía; dicho procedimiento es coherente con el modelo de tarifas subsidiadas descrito a continuación.

Aspectos sociales.

Las tarifas subsidiadas son frecuentemente utilizadas para el suministro de energía eléctrica a usuarios residenciales de bajo ingreso. Este tipo de subsidio es justificado con base en argumentos de naturaleza política o de justicia social, que son más convincentes en la medida que más bajos sean los respectivos niveles de renta de la población pobre, en comparación con los costos de la electricidad ^[64].

El efecto del subsidio sobre el ingreso de las empresas eléctricas debe ser cuantificado, teniendo en mente la necesidad de atender el equilibrio financiero de la empresa concesionaria. La transferencia directa de renta para los sectores más pobres de la sociedad es teóricamente preferible al subsidio en productos específicos, tales como energía eléctrica. Disponiendo de más alta renta, las familias pueden satisfacer aquellas necesidades que ellos mismos juzgan más básicas. No obstante, la difícil administración de una política de transferencia directa de renta incentiva la utilización de precios subsidiados para los servicios públicos, con objetivos redistributivos. Puesto que las concesionarias de energía eléctrica muchas veces actúan como monopolios y discriminan precios, son éstas quienes asumen un papel preferencial en la ejecución de tales políticas redistributivas. Entonces, por razones de orden práctica, la tarifa de energía eléctrica es usada como instrumento tributario.

Otra razón práctica que motiva la aplicación de tarifas subsidiadas para clientes residenciales de escasos recursos está relacionada con el control de hurto de energía, ya que se ha observado una alta morosidad de pago por parte de los

[62] Ibidem.

[63] W. Baumol. Optimal Departures from Marginal Cost Pricing, *American Economic Review*. June 1970.

[64] Roberto Bitu. Tarifa Residencial de carácter social - Energía Eléctrica. Seminarios BID. Puebla, México. 1986.

consumidores de bajo ingreso ^{165]}. Esta situación conlleva un gran número de consumidores sin suministro eléctrico por corte, con el consiguiente riesgo a que comiencen el hurto; es evidente que esta última condición, trae consigo un alto peligro para las personas y sus bienes, además de las naturales pérdidas para las concesionarias.

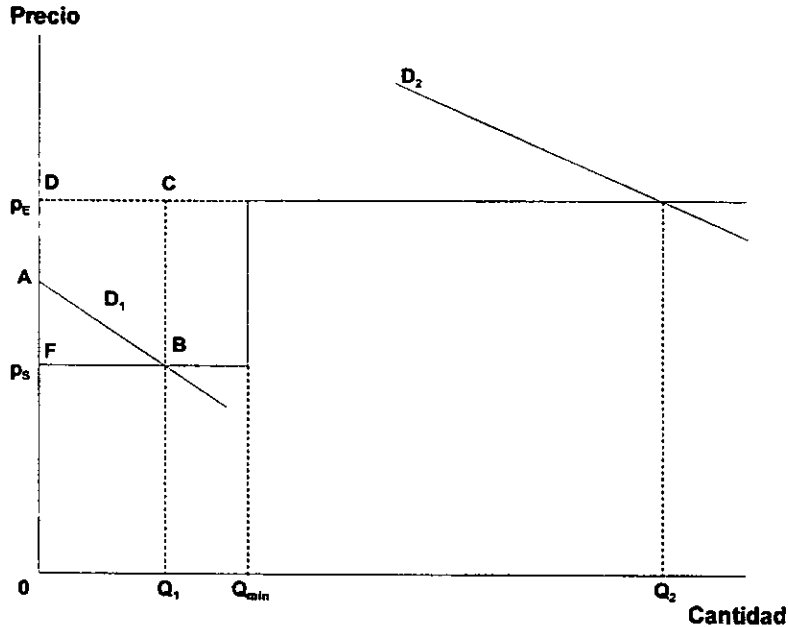


Figura 3.8 Tarifas subsidiadas

El subsidio tarifario a consumidores de bajo ingreso puede ser también justificado bajo un óptica puramente económica, conforme lo demuestra el ejemplo presentado en la Figura 3.8, en la cual se presentan las curvas de demanda individuales D_1 y D_2 , correspondientes respectivamente, a los consumidores residenciales de bajo ingreso y de ingreso medio; la tarifa social p_s aplicada sobre un bloque de consumo mínimo (hasta Q_{min}); y la tarifa basada en el costo marginal p_E . Si la tarifa para todos los consumidores, independientemente de sus niveles de renta, fuere fijada en p_E , el consumidor medio limitará su consumo en el nivel óptimo Q_2 , pero el consumidor de bajo ingreso nada podrá consumir.

Esta modalidad tarifaria es llamada tarifa creciente en bloques: la adopción de la tarifa reducida p_s , para el bloque de consumo mínimo, crea la posibilidad de capturar un excedente del consumidor de bajo ingreso, dado por el área del triángulo ABF. Si los beneficios usufructuados por los sectores más pobres de la sociedad fueren considerados de más alto valor social, es decir, si tuvieren mayor peso en la definición de la función de bienestar social, el excedente del consumidor ABF debe ser multiplicado por un apropiado peso mayor que la unidad. El subsidio con finalidad social es económicamente justificable, si el excedente ponderado del consumidor de bajo ingreso resulta mayor que el costo de ese subsidio para la sociedad, correspondiente al área del rectángulo BCDF.

La tarifa creciente en bloques no afecta el nivel óptimo de consumo del consumidor medio. El efecto sobre su renta, proveniente de la reducción de gastos por la compra del primer bloque de consumo, tiene un efecto despreciable sobre

^{165]} V. Masjuan. Subsidio al consumo básico de electricidad para clientes residenciales de escasos recursos. VI Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica. Mendoza, Argentina. 1992.

su consumo de energía. En la práctica, el valor de Q_{\min} debe ser definido con cuidado, para que se eviten subsidios significativos a consumidores de renta relativamente alta. El consumo mínimo debe satisfacer sólo las necesidades elementales de iluminación y utilización de aparatos básicos (refrigerador, plancha, radio y televisión).

En términos económicos, existen pocas diferencias entre ese sistema y la llamada tarifa creciente en bloques. Para los consumidores de bajo ingreso, la señal de precio resultante corresponde a la tarifa normal menos el subsidio al consumo básico. Bajo esta perspectiva, ambos sistemas son equivalentes mas existen ciertas diferencias: (i) los consumidores no clasificados como de bajo ingreso dejan de ser beneficiados con la reducción tarifaria sobre el bloque mínimo; (ii) las concesionarias presentan una recaudación integral, ya que los recursos del subsidio provienen directamente del gobierno; (iii) conlleva la necesidad de mantener un catastro de los consumidores beneficiados, lo que origina costos y puede conducir a fraudes.

Aspectos operacionales.

Las dificultades de orden práctico y el análisis costo-beneficio del proceso de medición y facturación pueden conducir a una simplificación de la estructura tarifaria. En primer lugar, es esencial que la tarifa sea comprensible para el consumidor; en caso contrario, los consumidores no estarán habilitados para ajustar su consumo de acuerdo con la señalización de los precios. Además, el grado de sofisticación del proceso de medición debe ser determinado con base en el beneficio neto correspondiente, en los problemas prácticos de instalación y lectura de los medidores, en las dificultades de facturación, etc.

En términos prácticos, para consumidores residenciales de bajo ingreso que reciben energía a una tarifa subsidiada, puede ser suficiente la instalación de un equipo que limite el paso de corriente. En esos casos, aun la instalación de un simple medidor de kWh puede ser antieconómica.

En general, formas sofisticadas de tarificación horario-estacional solamente son aplicadas a grandes consumidores comerciales e industriales de alta o media tensión. No obstante que se han realizado proyectos piloto para incluir a pequeños consumidores en esquemas horario-estacionales, la modulación de la carga conseguida aún no justifica económicamente la implantación de complejos sistemas de medición.

Otros aspectos.

Otros varios aspectos, inclusive algunos de naturaleza económica, pueden justificar una separación entre las tarifas y los costos marginales; i.e. el gobierno puede decidir la promoción del consumo productivo de la electricidad en una región poco desarrollada, donde significativos beneficios indirectos pueden ser esperados en el futuro. El subsidio al consumo de energía eléctrica con objetivos de desarrollo regional, debe ser analizado en términos de sus consecuencias en el desarrollo económico local y nacional, su impacto redistributivo y sus implicaciones en la eficiencia económica global.

Una política de tarifas reducidas en regiones menos desarrolladas puede ser viabilizada por el aporte de recursos públicos o por la práctica de subsidios cruzados. Desde el punto de vista de la teoría económica, los subsidios a productos o insumos específicos no son recomendables. En la práctica, la administración de un programa de subsidio directo a industrias específicas es políticamente complicado; como en el caso de consumidores de bajo ingreso, puede ser conveniente recurrir a subsidios en las tarifas.

La adopción de una política de precios reducidos de energía eléctrica no garantiza el desarrollo industrial de una región, puesto que éste se encuentra vinculado a otros muchos factores: disponibilidad de mano de obra especializada, costo de esa mano de obra, eventuales incentivos fiscales y la existencia de una adecuada infraestructura. Únicamente las industrias electrointensivas (industrias del aluminio, hierro, petroquímica, papel, cemento, etc.) consideran como un factor determinante en sus decisiones de inversión una política de precios reducidos de electricidad, puesto que sólo en estos sectores los gastos en electricidad influyen significativamente sobre sus costos de producción. En estos casos, la cuestión de la energía eléctrica subsidiada trasciende a la problemática del desarrollo regional: la competitividad internacional de estas industrias cada vez más depende de mantener precios reducidos de la energía eléctrica, debido a que muchos países subsidian el consumo de dichos sectores.

Algunos países adoptan tarifas unificadas a nivel nacional, fundamentalmente por razones de naturaleza política y social. Como sustento se utiliza el argumento de la equidad, es decir, que a ningún consumidor debe ser atribuido el cargo o el beneficio de estar más distanciado o más próximo de las fuentes de riqueza nacionales. En contrasentido se argumenta que las regiones más pobres no deben pagar más que aquellas que detentan una mayor participación en la renta nacional. En general, las regiones de mayor desarrollo industrial presentan mayor densidad de consumidores y, en consecuencia, menores costos de transmisión y distribución. Una política de tarifas unificada sirve en estos casos a objetivos de descentralización industrial y reducción de los desniveles regionales de desarrollo.

En cualquier caso, la decisión de tarificar la energía eléctrica en desacuerdo con sus costos marginales, debe ser tomada con cuidado y con claro conocimiento de sus consecuencias, en términos de eficiencia económica.

ANÁLISIS DE ESTADOS FINANCIEROS DE LA CFE.

Durante la tercera década del presente siglo, el esfuerzo del gobierno se orientó a pacificar a la Nación y lograr una estabilidad política y económica. Es así que se crearon la Comisión Monetaria, el Banco de México, la Comisión Nacional de Caminos, Nacional Financiera, entre otros. Sin embargo, la industria precisaba de obras de infraestructura básica y requería con urgencia apoyo financiero y un suministro seguro de energéticos; en este marco se crearon, la Comisión Federal de Electricidad, como una dependencia con atribuciones para generar y distribuir energía eléctrica con una visión de conjunto a nivel nacional, y Petróleos Mexicanos, como el organismo encargado de la explotación, refinación y distribución del petróleo. El 14 de agosto de 1937 se crea la Comisión Federal de Electricidad^[66], y desde entonces quedó explícita la intención del gobierno de México para nacionalizar una actividad que estaba en su totalidad a cargo de particulares bajo el sistema de concesiones otorgadas por el Estado.

Actualmente, la Comisión Federal de Electricidad es un Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que presta a lo largo del territorio nacional en exclusiva el servicio público de energía eléctrica, consistente en: generar, conducir, transformar, distribuir, importar y exportar, abastecer de energía eléctrica, así como planear y realizar todas las obras que requiera el sector eléctrico nacional, con la participación que a los productores externos corresponda en términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

[66] Diario Oficial de la Federación (DOF) del 24/08/1937. Antecedentes inmediatos de este decreto fueron: decreto del 29/12/1933 publicado en el DOF del 20/01/1934, que autorizó al ejecutivo federal para constituir la Comisión Federal de Electricidad; el acuerdo del 12/02/1937 publicado en el DOF del 02/03/1937, que ordenó la inmediata organización de la Comisión Federal de Electricidad; y el decreto del 15/04/1937 publicado en el DOF del 04/05/1937, que modificó al primeramente citado.

Hasta el 9 de febrero de 1994, parte del servicio antes descrito lo proporcionaba CFE a través de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A. (CLFC) y sus subsidiarias, empresas que a hasta esa fecha fueron propiedad de CFE, y a partir del 10 de febrero de 1994, es prestado por el nuevo Organismo Público Descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LyFC), cuya creación dio origen a un convenio de subrogación por parte del Gobierno Federal de los pasivos constituidos por CLFC y sus subsidiarias en favor de la CFE, transmitiéndose además la propiedad de las acciones de CLFC en favor del Gobierno Federal, y eliminándose la participación de CFE en la subsidiaria CLFC.

Los programas institucionales de la Comisión Federal de Electricidad se han diseñado para enfrentar las limitaciones de la capacidad esperada en los próximos años, e incluyen diversas acciones cuyo propósito es aumentar la oferta, disminuir la demanda y obtener más recursos financieros. De dichas acciones destacan los programas de mantenimiento, rehabilitación y modernización de instalaciones, pero poco impulso se ha dado al aprovechamiento de la capacidad de auto-generación y cogeneración, el ahorro de energía y la atención a los usuarios.

Otro aspecto importante en las medidas que ha venido implementando el sector es el acceso a créditos suficientes para asegurar la salud financiera del Organismo; las alternativas más viables han sido la banca internacional y la participación de inversionistas privados en las obras del sector. La magnitud del programa de inversiones y las limitaciones de orden presupuestal derivadas del programa macroeconómico del sector público han motivado al gobierno a emprender diversas acciones en lo que a la CFE se refiere, entre las que se encuentran algunos proyectos financiados por la banca internacional de desarrollo, y otros que sin afectar el gasto y el endeudamiento público presentes han permitido, con el concurso de capital privado, contar con la capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda. Es evidente que una acción coadyuvante en este sentido la constituye la adecuación del marco regulatorio a las nuevas exigencias ¹⁶⁷.

Previo a la presentación del análisis realizado a los estados financieros de CFE, se presenta en forma sucinta una serie de elementos que, a juicio del autor, permitirán clarificar los resultados presentados.

Política de inversiones.

La CFE como todas las empresas de su tipo se caracteriza por ser un ente intensivo en capital; históricamente ha requerido de cuantiosas inversiones para construir la infraestructura necesaria para electrificar el país, de acuerdo con las exigencias de su desarrollo. Esto es, se han instalado centrales de generación como el medio de producción de energía; subestaciones, líneas de transmisión y redes de distribución, como los medios de enlace entre los centros de producción y los de consumo; y también equipos adicionales, necesarios para cumplir óptimamente con el suministro de energía eléctrica, en términos de costo y calidad del servicio.

En virtud de la magnitud de los montos hasta hoy invertidos en activos fijos de la CFE, es importante analizar su composición y, en general, la evolución de las inversiones, haciendo énfasis en la variación del costo por kilowatt instalado, como consecuencia de la utilización de diferentes tecnologías para generar energía, así como el aumento en la capacidad de transmisión que da mayor estabilidad al sistema y por tanto mayor calidad de servicio.

¹⁶⁷ El marco jurídico fundamental que rige el servicio público de energía eléctrica en México y que regula aquellas actividades que no son servicio público y que pueden ser realizadas por particulares, está conformado por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y las disposiciones contenidas en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Este marco se ve complementado con los siguientes preceptos: Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Ley de Planeación; Ley de Inversión Extranjera; Ley de Aguas Nacionales; Ley General de Bienes Nacionales; Ley Federal de las Entidades Paraestatales; Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público; Ley de Adquisiciones y Obras Públicas; y Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

Para tener una idea de los montos invertidos en activos fijos que posee el sector eléctrico nacional en 1996, el activo fijo neto ascendió a más de 42,000 millones de dólares, lo cual representa aproximadamente el 93% de los activos totales del sector.

	Monto (Millones de dólares)	Porcentaje
Total Activo Fijo	\$42.414.556.802,40	100,00%
Plantas, instalaciones y equipos en operación:	\$33.607.221.592,43	79,24%
Plantas de Generación	\$28.156.052.299,74	58,63%
Subestaciones de transformación	\$4.773.371.205,85	9,94%
Líneas de Transmisión	\$4.928.543.224,34	10,26%
Redes de Distribución	\$8.222.528.627,29	17,12%
Otros equipos e instalaciones	\$1.940.516.628,67	4,04%
Depreciación acumulada	\$14.413.790.393,46	
Obras en proceso:	\$1.259.926.759,99	2,97%
Plantas de Generación	\$332.142.939,03	26,36%
Subestaciones de transformación	\$150.980.015,03	11,98%
Líneas de Transmisión	\$244.942.363,30	19,44%
Redes de Distribución	\$65.419.888,17	5,19%
Otros equipos e instalaciones	\$466.441.554,47	37,02%
Materiales para construcción:	\$422.784.012,02	1,00%
Bienes fideicomitidos:	\$1.359.975.544,21	3,21%
Equipo en arrendamiento:	\$5.764.648.893,76	13,59%

La capacidad de generación instalada en 1939 era de 680 MW, de los cuales 57% correspondían a centrales hidroeléctricas, aprovechando el potencial hidráulico del país; en aquellos años, la tecnología de centrales termoeléctricas poco estaba desarrollada. Como consecuencia del auge en la oferta de hidrocarburos, diferentes tecnologías se desarrollaron y cobraron mayor importancia en la medida que ofrecían eficiencias mayores respecto a sus predecesoras, y las inversiones eran menores. Por ello, a finales de la década de los cincuenta, la contribución termoeléctrica pasó de 43% en 1939 a 56% en 1959, respecto al total de la capacidad instalada del país en esos años, lo que significó quintuplicar la capacidad de este tipo de centrales en 20 años.

Los datos sobre la composición del parque generador entre 1939 y 1996 muestran que la capacidad hidroeléctrica pasó de 60%, aproximadamente, a 29% en la actualidad. Con base en información de CFE ^[68], se tiene que la inversión necesaria para construir y poner en operación una central hidroeléctrica es aproximadamente el triple de la inversión de una central de vapor; una central geotérmica ocuparía 75% de la inversión de una hidroeléctrica; y para el caso de una central que consuma carbón, incluyendo el costo de los equipos anti-contaminantes, la inversión solo sería 60% de la primera. De lo anterior se concluye, que dada la diversificación del parque generador, con el paso del tiempo se ha logrado reducir el costo de inversión de CFE por este concepto.

[68] Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones CFE. México, 1996.

En cuanto a los activos de transmisión y distribución, éstos han evolucionado desde el principio de la creación de la CFE, debido a que los centros de generación se encontraban ubicados cerca de los centros de consumo, por lo cual las redes de transmisión y distribución eran pequeñas, no requiriéndose grandes inversiones. Sin embargo, con el tiempo los centros de generación se fueron construyendo en lugares aledaños a zonas costeras, entre otras razones para facilitar el abastecimiento de combustibles a las centrales, distanciándose de los principales centros de consumo, y haciendo obligada la construcción de sistemas de transmisión con voltajes de operación mayores, que además permiten la disminución de pérdidas por efecto Joule.

Al ampliar la gama de tensiones de transmisión, se requirió ampliar la capacidad instalada en subestaciones. Durante los últimos años se observa que por cada MVA instalado en generación hay que instalar cerca de 4 MVA en capacidad de transformación, y por cada MVA de transformación se instalan alrededor de 3 km de líneas de transmisión.

Los costos de inversión en líneas de transmisión dependen de varios factores, técnicos y físicos, i.e. voltaje de transmisión, número de circuitos, topología del lugar, etc. Sin embargo, para dar una idea de la inversión promedio que se requeriría para una línea de transmisión de 400 kV con una longitud estimada de 200 km y una capacidad de 700 MW, la inversión sería aproximadamente 7% del costo de inversión de una central de vapor con capacidad de 350 MW. Cabe aclarar que actualmente este tipo de líneas de transmisión son las de mayor costo unitario de inversión.

En el caso de una subestación de 400/230 kV con capacidad de transformación de 500 MVA (integrada por cuatro autotransformadores monofásicos de 125 MVA cada uno), el costo de inversión, comparativamente con la central de vapor antes referida, es de 1.6 por ciento.

Por lo expuesto anteriormente, por las repercusiones económicas que tiene el insumo electricidad sobre el proceso productivo de un país, y por la dificultad que entraña financiar proyectos de esta magnitud, es menester un cuidadoso seguimiento de la dirección del crecimiento del sector eléctrico para que éste sea congruente con los objetivos del desarrollo nacional.

Rehabilitación financiera.

Durante casi 20 años, el país mantuvo una estructura de precios y tarifas de los bienes y servicios del sector público, pero a partir de 1973 se modificó esta política para mejorar la deteriorada situación del sector. Los aumentos tarifarios a partir de ese año tuvieron el objetivo de alcanzar el equilibrio entre el precio medio y el costo medio ¹⁶⁹⁾.

El periodo 1970-1977 se caracterizó por el fuerte crecimiento del volumen de ventas de electricidad, pero en 1974 hubo un cambio considerable en el entorno económico de la empresa, así como en algunos conceptos de costo que afectaron los resultados obtenidos hasta entonces. A nivel de la economía nacional, se inició el proceso inflacionario que originó la corrección de precios de algunos bienes y servicios, con excepción del precio de venta de la electricidad, que no sólo no aumentó, sino que disminuyó en términos reales. Así, se incrementaron los principales renglones del gasto (salarios y combustibles), aumentando ambos su participación relativa casi 15 puntos respecto a los productos obtenidos. La utilidad operativa mostró una tendencia decreciente hasta registrarse una pérdida operativa por más de 40'000,000

¹⁶⁹⁾ Dentro de una política de subsidios con la que se pretendió sostener el ritmo de crecimiento del país, se impuso a algunas empresas estatales —entre ellas a la CFE— la penosa carga de absorber parte considerable del peso de ese desarrollo al no modificar sus tarifas al mismo ritmo con el que crecía el costo de la vida y, por supuesto, el valor de los equipos, los costos de operación y los salarios y prestaciones de los trabajadores.

USD en 1976; este resultado fue consecuencia del elevado nivel de los gastos de explotación, donde los salarios y combustibles representaron más de 75% de los ingresos totales. A pesar de la disminución de la utilidad de operación no se dejó de invertir durante este periodo, pues el activo fijo neto en 1971 era de 2700 millones de dólares y alcanzó 6600 millones de dólares.

La última parte de la década de los setenta y prácticamente toda la de los ochenta se caracterizaron, a nivel internacional, por la crisis financiera, caída de los precios del petróleo, altas tasas de interés y recursos financieros escasos. Además, a nivel nacional se intensificaron el proceso inflacionario y la inestabilidad cambiaria. Por su parte, el gobierno se esforzó en sanear las empresas públicas prioritarias e iniciar una política agresiva destinada a corregir los precios de bienes y servicios públicos, entre ellos los precios de los combustibles y, en menor medida, los de la energía eléctrica.

Sin embargo, es en este periodo cuando los precios de la energía eléctrica vuelven a rezagarse respecto a la evolución de los precios de los combustibles, no obstante la compensación que representó la reducción real de los salarios. Estos resultados fueron magnificados por el alto costo financiero de la deuda, que en 1983 llegó a representar 76% del total de los productos obtenidos por la venta de energía eléctrica. El activo fijo neto se incrementó 8479 millones de dólares, financiado a través de un pasivo consolidado que alcanzó los 11,164 millones de dólares en 1982. Los programas de crecimiento del sector, además de la complicada situación financiera, hicieron inaplazable la intervención del gobierno federal a través de diferentes estrategias.

En mayo de 1983, se adoptaron las siguientes políticas en materia de rehabilitación financiera: continuación de los programas de productividad de mano de obra y combustibles; incremento de las tarifas; limitación del endeudamiento del sector al 40% de su programa de inversiones, para realizar el restante 60% con recursos propios y transferencias del gobierno federal y; reestructuración de pasivos así como su capitalización por parte del gobierno federal. En 1985, la CFE y el gobierno convinieron que éste asumiría 9 366 millones de dólares del pasivo de aquella: 50% en 1985, 25% en 1986 y 25% en 1987. El 26 de junio de 1985 hubo una asunción que se aplicó a la deuda del sector por medio del Fondo de Financiamiento del Sector Público; además, se reestructuró un monto de deuda vencida de 7 679 millones de dólares. El 20 de agosto de 1986, el gobierno federal asumió el equivalente a 8 578 millones de dólares de la deuda de CFE contraída con bancos e instituciones de crédito, que deberían incrementar el patrimonio de la institución, quedando condicionado dicho incremento al cumplimiento por parte de aquella de compromisos generales y específicos en materia de: productividad, mantenimiento, racionalización del gasto y eficiencia, entre otros.

Hacia 1988 comienzan a rendir frutos las acciones correctivas tomadas, dando como resultado una recuperación de la situación financiera del sector: por lo que se refiere a la utilidad de operación, ésta llegó a 39% del total de los productos. Durante el periodo 1983-1988 el activo fijo neto creció 10 900 millones de dólares, financiados con una mínima contribución de recursos propios. Empero, la relación patrimonio/activo pasó de 27% a 90%, de diciembre de 1982 a 1988, como resultado principalmente de las asunciones de pasivos realizadas. No obstante que en el sexenio salinista se hacen más evidentes los resultados de las medidas adoptadas para consolidar la situación financiera del sector, la situación inflacionaria del país se agudizó hacia finales de los ochenta, disparándose las tasas internas de interés y contrayéndose el acceso a créditos externos, lo cual ocasionó que nuevamente se incurriera en excesivo endeudamiento interno, principalmente de corto plazo y muy caro, lo que dio origen a la enmienda del Convenio de Rehabilitación Financiera celebrado en 1986, a fin de que el gobierno federal asumiera la deuda de CFE por 547 millones de dólares. De esta manera se logró la liberación de las presiones financieras de corto plazo que, en cierta forma, restaban eficiencia a los esfuerzos iniciados en 1986; lo anterior se vio reforzado por los ajustes dictados en materia de política tarifaria, la cual se orientó a la reducción paulatina de los subsidios y a la implementación de tarifas horarias que reconocen diferencias regionales y estacionales para usuarios de media y alta tensión.

Política de financiamiento.

Hasta principios de 1989, el financiamiento de los programas de inversión a cargo de la CFE se realizaba con recursos provenientes del gobierno federal, créditos bilaterales, préstamos de la banca internacional de desarrollo —Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo— y créditos de sus propios proveedores; sin embargo, ante las demandas de desarrollo en materia de infraestructura, se hizo necesario adoptar mecanismos alternos de financiamiento que garantizaran el cabal cumplimiento de las metas de crecimiento estipuladas para atender la demanda del servicio.

En este contexto fue necesario adecuar la forma de financiar la inversión, de acuerdo con el nuevo entorno económico, oportunidades para la inversión privada y el marco legal existente. De esta manera, el actual financiamiento de recursos para el programa de obras e inversiones de CFE tiene los siguientes orígenes ^[70]:

- *Recursos propios*, integrados por los recursos generados por la propia operación de la entidad, destinados a financiar componentes nacionales de inversión.
- *Recursos de procedencia extranjera*, destinados a cubrir todas aquellas compras de importación realizadas mediante licitaciones internacionales, financiadas a través de las líneas de crédito a la exportación con los países de origen de dichas adquisiciones.
- *Agencias multilaterales*, cuyos préstamos son otorgados por la banca internacional de desarrollo y destinados a financiar la expansión y modernización de la infraestructura eléctrica.
- *Financiamiento privado*, destinado a financiar proyectos de generación, transmisión y transformación, en los términos establecidos en los artículos 1º y 4º de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, los cuales definen y regulan actividades que no forman parte del área estratégica reservada constitucionalmente al Estado.
- *Mercado internacional de capitales*, del cual estuvo ausente la CFE poco más de 12 años hasta que en 1992 realizó una emisión de eurobonos más otra operación de venta, arrendamiento y transferencia (denominada en inglés “sale-lease-back”) en 1993, que en conjunto aportaron 350 millones de dólares destinados a la inversión del Organismo. En 1994, la CFE celebró una operación de venta de cartera (bursatilización) por un monto equivalente a 250'000,000 USD a través de un fideicomiso creado para tal efecto en el Banco Nacional de Comercio Exterior, cantidad que CFE prepagó en su totalidad en diciembre de 1995.

Todas estas incursiones en las diferentes oportunidades de obtención de créditos han pretendido reestructurar el perfil de deuda de CFE buscando siempre obtener mejores condiciones de financiamiento, es decir, plazos sensiblemente mayores y costos significativamente menores, contrastando con los resultados del pasado.

Durante 1996 se estructuró el actual plan de financiamiento de CFE, cuyo principal objetivo es financiar la expansión del sistema eléctrico de acuerdo con el pronóstico de la demanda, así como mejorar su perfil de deuda mediante la renegociación de los pasivos hasta entonces contraídos.

[70] J. Bastarache. Las Inversiones del Sector Eléctrico en El Sector Eléctrico en México. CFE - Fondo de Cultura Económica. México, 1994.

En dicho plan se contempla principalmente la inversión privada en centrales de generación bajo el esquema normativo de Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto ^[71]; también el plan se apoya en la licitación de proyectos de generación con la figura de Productor Externo de Energía. La puesta en práctica de estos esquemas, que ahora se extienden al área de transmisión y transformación, aunado a la contratación de créditos sindicados en los mercados internacionales de deuda y capitales, emisiones de bonos, papel comercial y apoyos crediticios de la banca internacional de desarrollo, conforman la estrategia de financiamiento para llevar a cabo los programas previstos.

Para 1996, la calificación crediticia de CFE continúa siendo equivalente a la de Deuda Soberana del país. Destaca la colocación de papel comercial en los mercados bancarios internacionales, donde se inició la participación de CFE mediante este instrumento que, además de ser una fuente permanente de captación, da presencia a la empresa en esos mercados. Adicionalmente, en el mercado nacional se obtuvo otro importante apoyo de fondeo mediante la Oferta Pública de *Pagarés CFE*, colocada por medio de la Bolsa Mexicana de Valores.

Estados Financieros.

Los estados financieros que se presentan en esta sección fueron elaborados con base en la información pública disponible y el Dictamen de Auditores de la firma *Salles, Sáinz y Cía., S.C.* del 11 de marzo de 1997. En general, dichos estados financieros fueron preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, excepto por el reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera y el pasivo laboral (jubilaciones, primas de antigüedad y otras compensaciones al retiro del personal), los cuales se cuantifican y registran con base en los lineamientos para entidades paraestatales establecidos en las Normas de Información Financiera *NIF-06-BIS* y *NIF-08*, respectivamente, emitidas conjuntamente por las Secretarías de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y de Contraloría y Desarrollo Administrativo (SECODAM). Dichas normas de información financiera difieren en algunos aspectos importantes de los principios de contabilidad generalmente aceptados, tal y como se describe a continuación:

TABLA 3.3	
CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS	
LINEAMIENTOS EMITIDOS POR SHCP Y SECODAM	PRINCIPIOS DE CONTABILIDAD GENERALMENTE ACEPTADOS
Reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera (NIF-06-BIS)	
Se establece la capitalización de las fluctuaciones cambiarias e intereses en el rubro de <i>Plantas, instalaciones y equipos en operación</i> , cuando estos costos financieros provengan de pasivos identificados con la adquisición de dichos activos, siempre y cuando los montos capitalizados por este concepto no excedan el incremento anual correspondiente a la actualización (indexación) de los	Se establece que la totalidad de los intereses y fluctuaciones cambiarias devengados en el ejercicio se carguen directamente a los resultados del mismo, el rubro denominado <i>Costo Integral de Financiamiento</i> .

[71] Este plan para financiar extrapresupuestalmente el programa de obras e inversiones de CFE ha sido implementado a nivel mundial después de la crisis de la deuda; incluye las operaciones de construcción, arrendamiento y transferencia, otorgándose a particulares la responsabilidad total del proyecto: obtención del financiamiento, desarrollo de la ingeniería, suministro de los abastecimientos y construcción de las instalaciones; la supervisión del proyecto y la explotación comercial de éstas es responsabilidad de CFE. Satisfechas las especificaciones acordadas y previo a la puesta en operación comercial, se celebra un contrato de arrendamiento para que una vez cubierta la inversión total del proyecto, vía pago de rentas, las instalaciones son transferidas a título gratuito a la propia CFE.

TABLA 3.3
CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

LINEAMIENTOS EMITIDOS POR SHCP Y SECODAM	PRINCIPIOS DE CONTABILIDAD GENERALMENTE ACEPTADOS
mismos.	
No se requiere la determinación y registro del resultado por posición monetaria.	Se requiere determinar y aplicar a los resultados del ejercicio, dentro del rubro <i>Costo Integral de Financiamiento</i> , la ganancia o pérdida por posición monetaria, la cual representa el efecto de la inflación, medida en términos del INPC, sobre el importe neto de los activos y pasivos monetarios del año.
No se requieren la determinación y registro de la actualización del patrimonio.	Se requiere determinar y registrar, mediante la aplicación de factores derivados del INPC, la actualización del patrimonio, para presentarlo en pesos equivalentes a los del cierre del ejercicio, con base en un análisis de cada uno de sus componentes.
No se requiere que se determine la expresión integral de los estados financieros en pesos de poder adquisitivo al cierre del último ejercicio que se esté informando.	Se requiere que todas las cifras de los estados financieros básicos se expresen en pesos de poder adquisitivo de cierre del último ejercicio reportado, mediante la aplicación de factores derivados del INPC.
No se requieren la determinación y registro del <i>Exceso (insuficiencia) en la actualización del patrimonio</i> ; se establece que debe reconocerse únicamente el superávit por actualización que representa el incremento de valor que tienen los materiales para operación y los activos fijos en cada año, originado por la actualización de los mismos conforme a costos específicos.	Se establece que como parte del patrimonio se reconozca en un rubro denominado <i>Exceso (insuficiencia) en la actualización del patrimonio</i> , la diferencia que resulta de comparar la actualización de los materiales para operación y el activo fijo, efectuada por medio de costos específicos, y la actualización de los diferentes componentes del patrimonio efectuada mediante la aplicación del INPC. El saldo de esta cuenta representa un déficit o un superávit para el Organismo.
Pasivo laboral (NIF-08)	
El pasivo laboral para cubrir las obligaciones por concepto de jubilaciones, primas de antigüedad y otras remuneraciones al retiro del personal establecidas en el contrato colectivo de trabajo en vigor, es reconocido por CFE a través de la creación de una reserva cuyo saldo se cuantifica de conformidad con estudios actuariales independientes, bajo el método de prima media escalonada. El Dictamen de los Auditores establece que la política de CFE al respecto es: monitorear la suficiencia del saldo de esta reserva para cubrir los pagos del siguiente ejercicio, y en su momento, cargar a los resultados del ejercicio los incrementos necesarios para dar cabal cumplimiento a esta condición.	El Boletín D-3 "Obligaciones Laborales" vigente desde el 01/01/1993 establece que las instituciones deben reconocer el pasivo acumulado de las obligaciones laborales que se derivan de planes formales o informales, respecto a las remuneraciones que se pagarán a los trabajadores provenientes de planes de pensiones, primas de antigüedad y cualquier otra remuneración establecida al término del vínculo laboral; lo anterior implica la cuantificación del monto que afectará los resultados del año, así como la determinación del pasivo acumulado con base en cálculos actuariales independientes, bajo el método de crédito unitario proyectado.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO PÚBLICO DESCENTRALIZADO DEL GOBIERNO FEDERAL
ESTADOS DE POSICIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DEL AÑO INDICADO

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1996	1996
ACTIVO	63,287,704	72,627,940	88,769,460	106,396,706	120,676,266	138,412,676	181,224,086	282,622,383	296,128,166
ACTIVO CIRCULANTE	2,238,317	3,296,280	5,606,987	7,286,777	10,166,417	9,893,138	11,670,484	13,447,347	18,380,820
Efectivo y valores de realización inmediata	166,177	354,595	401,002	643,691	2,072,056	2,874,611	2,112,902	2,293,093	4,045,241
Consumidores (público en general)					3,352,454	2,314,486	2,646,611	3,478,272	4,764,427
Consumidores (sector gubernamental)					530,390	416,560	466,707	505,947	820,460
Cuenta corriente CLFC						514,727			
Cuenta corriente Luz y Fuerza del Centro							1,518,460	177,114	295,684
Otros deudores					655,538	603,354	460,903	410,850	445,551
Cuentas y documentos por cobrar	999,364	1,699,646	2,847,794	3,748,982					
Inversiones temporales en fideicomisos									83,822
Depósitos y adelantos	48,873	43,416			567,363	583,900	1,109,019	984,426	1,023,546
Materiales para operación	1,023,903	1,197,623	2,357,191	2,894,104	3,488,086	3,281,403	4,618,042	5,962,382	7,300,707
Venta de cartera					370,000	400,467	1,025,247		
Estimación para cuentas de cobro dudoso					42,764	223,968	277,176	285,165	321,729
Estimación por obsolescencia					67,706	71,468	59,737	79,572	76,889
ACTIVO FIJO	49,232,391	68,621,632	82,464,036	97,996,537	109,468,253	107,709,908	146,311,460	236,607,645	277,067,730
Propiedades, planta y equipo	55,437,770	71,050,800	68,467,106	79,120,474	131,342,630	125,368,504	154,589,707	266,266,629	320,531,886
Equipo en arrendamiento						777,950	20,517,243	40,849,945	47,383,493
Bienes fideicomitidos					2,489,736	4,232,136	5,859,935	9,565,613	11,257,100
Depreciación acumulada	17,280,869	21,830,361			45,660,578	41,539,001	52,588,065	90,272,820	113,161,227
Obras en proceso	8,547,603	6,715,442	10,205,270	14,201,919	16,817,893	15,358,683	15,340,862	5,593,652	7,362,165
Materiales para construcción	2,459,168	2,603,575	3,556,689	3,925,896	3,676,541	2,824,117	2,391,304	3,030,580	3,319,235
Anticipos para construcción	69,319	82,236	234,971	748,248	792,037	687,519	220,474	574,046	365,078
ACTIVO DE LARGO PLAZO	7,816,396	10,610,968	699,437	1,112,392	962,680	20,809,630	23,342,142	33,467,391	689,606
Inversiones en acciones de Mex. Light & Power						1,427			
Inversiones en acciones de CLFC	7,671,174	10,406,976				20,513,039			
Inversiones en acciones otras empresas	110,158	143,418	142,424	143,164					
Adeudos Gobierno Federal (CLFC)							22,815,404	32,858,088	
Préstamos a trabajadores (fondo de vivienda)	35,064	60,574	373,692	655,216	946,241	289,970	444,013	526,603	679,365
Otras inversiones			183,321	314,012	6,339	5,094	82,725	82,700	10,240
PASIVO	6,663,680	4,866,678	6,493,100	8,908,333	12,026,646	12,829,609	40,292,196	68,368,634	60,373,393
PASIVO A CORTO PLAZO	3,466,616	2,718,326	2,819,344	3,911,277	5,691,734	6,368,714	9,806,137	11,040,906	16,682,912
Deuda interna						29,322	454,785	867,919	966,298
Deuda externa					855,914	706,036	1,551,034	3,366,211	4,677,716
Arrendamiento de equipo							1,826,118	1,302,658	3,094,216
Proveedores y contratistas	768,757	1,068,221	1,120,168	1,656,722	1,918,006	1,986,138	2,967,911	2,160,741	2,381,648
Tesorería de la Federación	2,089	323,798	135,103	220,124	557,811	667,108	(77,262)	806,298	2,006,703
Impuestos y derechos					266,538	437,494	1,063,155	275,851	517,728
IVA por pagar					(57,745)	87,755	(9,283)	(230,483)	(64,132)
Sueldos y salarios					204,522	173,889	254,175	289,315	344,434
Depósitos varios	52,850	82,805	181,915	266,382	833,685	382,186	415,836	467,429	579,922
Intereses por pagar (Deuda)	132,969	68,968	71,855	83,650	105,883	119,368	250,549	335,679	322,500
Intereses por pagar (Arrendamiento)						2,632	206,198	799,833	339,339
Pasivo acumulado y otros proveedores	308,970	306,213	627,494	806,855					
Reclasificación de cuentas de largo plazo	2,179,980	868,321	682,809	877,544					
Productos por realizar					456,480	331,505	311,683	100,921	1,196
Otros pasivos					450,640	445,281	591,238	498,533	415,344
PASIVO A LARGO PLAZO	2,197,966	2,147,262	3,673,756	4,997,056	6,433,811	7,460,895	30,486,059	47,317,629	44,797,081
Deuda interna	2,077,029	1,945,324	2,355,649	3,320,170	1,914,082	2,490,048	4,661,000	7,333,195	8,069,624
Deuda externa					3,120,754	3,545,843	6,205,791	8,440,821	8,762,670
Arrendamiento de equipo						777,950	18,812,329	30,753,107	26,986,247
Productos por realizar			466,835	558,202					
Reservas jubilaciones, prima de antigüedad, etc	120,936	201,928	851,272	1,118,684	1,398,975	647,054	806,939	790,506	978,540
PATRIMONIO INSTITUCIONAL	63,624,124	67,662,362	82,276,360	97,487,373	108,640,711	126,582,967	140,931,890	224,163,849	236,748,162
Patrimonio acumulado	38,708,074	53,624,124	65,369,626	82,276,380	97,487,373	112,907,465	125,582,967	140,931,890	224,163,849
Aportaciones recibidas	1,999,884	4,042,555							
Superávit del año	12,049,314	7,695,297	16,906,734	15,211,013	11,063,338	12,675,502	15,348,923	76,899,591	3,675,880
Resultado del ejercicio	866,852	2,300,386						6,332,368	7,908,433
SUMA PASIVO + PATRIMONIO	63,287,704	72,627,940	88,769,460	106,396,706	120,676,266	138,412,676	181,224,086	282,622,383	296,128,166

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO PÚBLICO DESCENTRALIZADO DEL GOBIERNO FEDERAL
ESTADOS DE RESULTADOS DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL AÑO INDICADO

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Ventas totales (GWh)	84,311	91,027	94,278	97,180	106,871	103,292	111,603	116,309	122,762
Precio medio facturado (\$/kWh)	0.08	0.10	0.14	0.16	0.19	0.20	0.21	0.23	0.35
Costo explotación unitario de la energía vendida (\$/kWh)	0.05	0.06	0.09	0.11	0.12	0.12	0.14	0.16	0.25
Remanente por kWh vendido (\$/kWh)	0.03	0.04	0.04	0.08	0.07	0.08	0.07	0.07	0.10
Total de trabajadores de base y confianza	86,428	69,668	71,938	72,932	82,558	82,988	83,080	86,085	86,599
Total de usuarios (Miles)	14,773	15,470	16,285	17,154	17,975	18,680	19,434	20,143	20,867
Número de usuarios/trabajador	222.39	222.00	228.38	235.21	217.74	225.29	233.89	234.04	238.65
Productos de explotación	6,486,878	6,870,392	12,376,064	17,182,604	20,644,960	20,264,317	23,087,746	27,087,368	42,856,481
Costo de explotación:	4,172,443	5,874,209	8,831,882	11,078,118	13,000,184	12,429,971	16,089,810	19,808,481	30,455,782
Remuneraciones y prestaciones al personal	1,504,628	1,847,886	3,083,388	4,061,284	4,952,588	4,902,478	4,571,074	4,401,087	6,443,050
Energéticos y fuerza comprada	2,006,588	2,879,489	4,179,575	4,825,182	5,180,000	4,752,852	7,685,623	10,735,564	19,128,924
Mantenimiento y servicios generales por contrato	57,537	50,289	599,855	890,488	978,222	1,021,151	1,342,538	1,253,127	1,862,282
Materiales de mantenimiento y consumo	0	0	849,080	788,203	1,037,781	966,036	988,730	1,128,251	2,001,859
Impuestos y derechos	71,877	132,304	339,813	442,960	523,193	777,520	468,855	428,721	711,407
Otros Gastos	531,834	764,238	0	0	27,392	8,704	5,082	558,731	510,230
Depreciación	1,137,712	1,412,871	2,387,189	2,685,038	2,975,270	2,860,835	3,463,342	5,443,348	8,544,816
Indirectos Oficinas Nacionales			225,440			286,891	345,040	816,027	1,196,024
Remanente de explotación	1,146,818	1,783,316	1,677,183	3,389,448	4,844,096	4,686,620	4,239,483	2,331,489	2,768,789
Gastos (Productos) ajenos a la explotación	(28,905)	11,989			397,795	209,523	186,574	(222,742)	(277,702)
Resultado antes de Costo Financiero	1,175,423	1,771,328	1,677,183	3,399,448	3,848,301	4,477,087	4,050,879	2,554,241	3,036,481
Costo (Producto) Financiero	(831,128)	(1,489,144)	163,488	729,078	6,943,227	5,736,320	1,587,818	6,837,468	1,767,611
Aprovechamiento	2,780,304	2,809,405	4,368,504	5,468,780	6,763,389	6,688,828	7,759,590	10,875,356	19,392,087
Transferencias virtuales para complementar tarifas deficitarias (Subsidio)	1,710,414	1,825,343	24,228		2,933,500	4,717,151	5,468,965	10,211,929	18,170,825
Exceso del aprovechamiento sobre transferencias virtuales	1,079,890	894,062	4,344,278	5,468,780	3,829,869	1,981,677	2,280,625	463,427	1,221,242
Resultado antes de Interés Gobierno Federal	926,692	2,276,408	(2,830,883)	(2,798,420)	(6,828,796)	(3,242,900)	192,336	(6,646,854)	47,638
Interés Gobierno Federal (CLFC)								(11,489,857)	(7,972,150)
Resultado antes de Partidas Extraordinarias e I.S.R.	926,692	2,276,408	(2,830,583)	(2,798,420)	(6,828,795)	(3,242,900)	192,336	4,843,303	8,019,768
I.S.R. sobre Remanente Distribuible						40,572			111,355
Partidas Extraordinarias					732,164		871,606		
RESULTADO DEL EJERCICIO	926,692	2,276,408	(2,830,883)	(2,798,420)	(7,866,989)	(4,211,669)	(679,270)	4,843,303	7,808,433

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 ORGANISMO PÚBLICO DESCENTRALIZADO DEL GOBIERNO FEDERAL
ESTADOS DE CAMBIOS EN LA POSICIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DEL AÑO INDICADO

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
FUENTE DE RECURSOS:	30,556,442	19,169,644	13,673,759	442,347	42,105,685	94,060,119	51,163,126
Remanente de Ingresos y Transferencias sobre Costos	25,240,217	10,286,692	2,095,189	(8,680,285)	11,882,067	78,545,943	39,609,978
Cargos (créditos) a resultados que no implican movimiento de efectivo:							
Subsidio a consumidores tomado del Aprovechamiento	(5,232,316)	(3,825,511)	(3,401,746)	(3,173,939)	(5,468,965)	(11,124,041)	(18,170,825)
Reservas y estimaciones	2,714,333				201,361	261,391	278,574
Depreciación en el ejercicio de Plantas, Instalaciones y Equipo	2,367,169	2,685,038	2,975,270	2,860,835	3,453,342	5,443,348	8,544,916
Impuestos diferidos en el año	(1,086,132)			150,449	764,731		
Intereses por pagar (Deuda y Arrendamiento de Equipo)		145,450	144,924	300,892	334,747	678,765	(473,673)
I.S.R. Remanente Distribuible						93,968	111,355
Fluctuaciones cambiarias:							
Deuda		310,215	(77,384)	73,303	5,524,450	5,721,125	344,366
Arrendamiento de Equipo				0		6,589,921	(473,349)
Bursatilización de la Cartera				0	624,780	593,692	
Venta anticipada de Energía Eléctrica				(124,975)	(19,822)	(210,762)	
Derechos por servicio de generación		71,628					
Intereses recuperados de CLFC	(678,606)				(180,932)	(147,037)	(677)
Intereses recuperados del Gobierno Federal				(1,640,190)	(1,289,389)	(12,657,627)	(7,972,149)
Capitalización Cargo Financiera					(3,727,642)	(6,589,921)	(290,607)
Aprovechamiento	4,368,504	5,468,790	6,763,369	6,698,828	7,759,590	10,675,356	19,392,067
S U M A	27,693,169	15,142,302	8,499,622	(3,535,082)	19,858,318	77,874,121	40,899,976
Financiamiento y Otras Fuentes de Efectivo							
Contratación de Pasivos	799,978	2,377,103	2,996,584	2,068,709	1,486,271	3,371,126	6,173,697
Arrendamiento de Equipo				777,950	19,860,497	8,039,636	996,971
Aportaciones recibidas de los Gobiernos Federal, Estatal y Otros	1,494,974	758,992	983,977	974,047	724,320	848,767	957,648
Incremento en Proveedores y Contratistas	51,947	536,554	261,284	68,132	981,773	(807,170)	220,907
Transferencias del Gobierno Federal para completar Tarifas Deficitarias		24,226				4,576,088	379,344
Otras Fuentes de Efectivo	516,374	330,467	932,292	88,591	(805,494)	157,551	1,534,583
S U M A	2,863,273	4,027,342	5,174,137	3,977,429	22,247,367	16,185,998	10,263,150
APLICACIÓN DE RECURSOS:	30,510,035	18,926,955	12,245,394	(360,208)	42,867,394	93,879,928	49,410,978
Inversiones en Activos							
Inversión a Plantas, Instalaciones y Equipo	22,736,495	14,650,017	9,177,552	(3,311,759)	18,134,318	64,264,957	33,145,363
Inversión a Equipo en Arrendamiento	0	0	0	777,950	19,739,293	20,332,702	6,533,548
Incremento en Cuentas por Cobrar	1,148,148	901,188	53,318	(223,216)	239,821	2,463,084	1,711,711
Incremento en Materiales para Operación	1,159,568	536,913	573,982	(186,683)	1,336,639	1,344,340	1,338,325
S U M A	25,044,211	16,088,118	9,804,852	(2,943,708)	39,450,071	88,405,083	42,728,947
Amortizaciones de Financiamiento y Otros							
Financiamientos pagados	1,123,980	1,430,872	1,324,831	1,229,958	824,451	2,030,559	4,049,769
Arrendamiento de Equipo	4,341,844					3,212,239	2,498,924
Operaciones con Luz y Fuerza del Centro					1,337,528	24,078	117,997
Operaciones con Compañía de Luz y Fuerza del Centro		965,639	772,597	1,020,797	498,551		
Pago de Impuestos de Ejercicios anteriores							
Otras aplicaciones de efectivo		442,326	343,114	332,745	756,793	207,969	15,341
S U M A	5,465,824	2,838,837	2,440,542	2,583,500	3,417,323	5,474,845	6,682,031
SALDO EFECTIVO Y VALORES DE INMEDIATA REALIZACIÓN	401,002	643,691	2,072,056	2,874,611	2,112,902	2,293,093	4,045,241
Incremento (Decremento) Neto del Ejercicio	46,407	242,689	1,428,365	802,555	(761,709)	180,191	1,752,148
Al principio del Ejercicio	354,595	401,002	643,691	2,072,056	2,874,611	2,112,902	2,293,093

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO PÚBLICO DESCENTRALIZADO DEL GOBIERNO FEDERAL
RAZONES Y CONCEPTOS FINANCIEROS RELEVANTES

CONCEPTO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Del rendimiento expresado en %:									
Contribución marginal	35.37%	36.03%	31.41%	35.45%	36.72%	38.86%	34.80%	31.70%	29.10%
Rentabilidad de la inversión	2.39%	3.02%	2.03%	3.47%	3.61%	4.16%	2.77%	1.08%	1.10%
Rendimiento sobre capital (ROE)	1.73%	3.36%	-3.44%	-2.87%	-6.96%	-3.35%	-0.48%	2.21%	3.35%
Rendimiento sobre activos (ROA)	1.56%	3.14%	-3.19%	-2.63%	-6.27%	-3.04%	-0.37%	1.75%	2.67%
Tasa interna de crecimiento	1.59%	3.24%	-3.09%	-2.56%	-5.90%	-2.95%	-0.37%	1.76%	2.74%
Tasa de crecimiento sostenido	1.76%	3.48%	-3.33%	-2.79%	-6.51%	-3.24%	-0.48%	2.25%	3.47%
De la operación de la empresa expresados en pesos nominales:									
Flujo de efectivo por operación (FEO)	\$2,283,230	\$3,196,186	\$4,044,362	\$6,084,486	\$7,319,366	\$7,547,455	\$7,692,795	\$7,774,847	\$11,303,705
Capital de trabajo	(\$1,227,298)	\$576,954	\$2,786,643	\$3,375,500	\$4,573,683	\$4,524,424	\$1,764,347	\$2,406,442	\$2,797,908
Razones financieras expresadas en veces:									
Razón del circulante	0.6459	1.2122	1.9884	1.8630	1.8179	1.8427	1.1799	1.2180	1.1785
Razón del Margen de Seguridad	-0.3541	0.2122	0.9884	0.8630	0.8179	0.8427	0.1799	0.2180	0.1785
Prueba del ácido	0.3504	0.7717	1.1523	1.1231	1.1977	1.2315	0.7090	0.6778	0.7110
Razón de protección al pasivo circulante	15.4732	24.8912	29.1828	24.9247	19.4127	23.3916	14.3718	20.3030	15.1286
Razón de protección al capital social	0.0288	0.0333	0.0257	0.0413	0.0446	0.0415	0.0338	0.0165	0.0123
Razón del capital inmovilizado	0.9181	0.8664	1.0023	1.0052	1.0064	0.8577	1.0382	1.0511	1.1752
Razón de liquidez	0.0621	0.1464	0.1422	0.1646	0.4720	0.6442	0.3286	0.2969	0.3253
Razón de endeudamiento	0.0955	0.0671	0.0731	0.0837	0.0997	0.0927	0.2223	0.2066	0.2039
Del ciclo de operaciones expresadas en días:									
Días cartera	55.7284	68.9792	79.6211	78.6380	88.0373	48.5176	48.5240	52.9321	48.8057
Días inventario	88.3427	75.9632	96.0845	94.0482	96.0382	95.0368	110.3921	115.9841	86.2975
Días pago	68.0543	67.7733	45.6606	53.8377	53.1134	57.5230	70.9465	42.0321	28.1521
Ciclo operativo	144.0722	144.9624	175.7056	172.6883	164.0755	143.5545	158.9161	166.9162	133.1031
Ciclo de efectivo	76.0179	77.1891	130.0450	118.8486	110.9621	86.0314	87.9696	126.8840	104.9510
De apalancamiento expresadas en veces:									
Estructura financiera	0.1056	0.0719	0.0789	0.0914	0.1108	0.1022	0.2859	0.2603	0.2561
Estructura de capital	0.0410	0.0317	0.0447	0.0513	0.0593	0.0594	0.2163	0.2111	0.1800
Intensidad de capital	7.6263	6.8087	6.4044	5.7099	5.3277	5.3152	6.3344	8.6949	6.4499
De la estructura tributaria expresadas en veces:									
Aprovechamiento/Ventas	43.22%	31.67%	33.93%	31.86%	32.92%	33.06%	33.59%	39.40%	45.14%
Aprovechamiento N / Activos N-1	1.6314	5.71%	7.45%	6.63%	6.90%	6.12%	7.20%	7.30%	8.23%
Aprovechamiento/Subsidio		1.5391	180.3230		2.3056	1.4201	1.4188	1.0454	1.0672
De la deuda de largo plazo expresadas en %:									
Costo promedio de la deuda de largo plazo	6.40%	3.55%	2.55%	2.16%	2.10%	1.79%	1.54%	2.44%	1.51%
Incremento anual de la deuda de largo plazo en términos nominales		-5.99%	40.95%	28.74%	23.14%	27.65%	306.47%	55.26%	-5.72%

Después de realizar un análisis de los estados financieros presentados, la evolución de sus partidas y la determinación de sus principales razones, se presentan los siguientes comentarios:

Situación financiera.

Los activos de la Comisión Federal de Electricidad están compuestos en forma mayoritaria por terrenos, plantas e instalaciones, es decir, activo fijo tangible que oscila entre 80-90% del valor en libros de la empresa; el activo circulante formado básicamente por inventarios y cuentas por cobrar alcanza 4-8% del valor en libros de los activos; mientras que el resto de los activos está conformado por inversiones en otras empresas, así como adeudos del Gobierno Federal derivados de la relación existente con la empresa Luz y Fuerza del Centro. Cabe destacar en este punto, que al igual que otras empresas en nuestro país, la información presentada no incluye la valuación de los activos intangibles indispensables para su operación y desarrollo: el *good will* y el *know how*.

El lado opuesto de la hoja de balance presenta una contribución mayoritaria de capital (77-93%) y el resto está contenido en forma de deuda, la cual además de haberse duplicado en términos proporcionales durante los últimos diez años, se ha transformado en deuda de mayor plazo como consecuencia de la renegociación de sus pasivos.

Resultados de operación.

No obstante los periodos de expansión-recesión ocurridos durante los últimos diez años, los ingresos debidos a las ventas de energía han crecido sin descanso excepto en el año de 1993. El precio promedio facturado se ha cuadruplicado como consecuencia de la instrumentación de una política de tarifas que reflejen precios reales; mientras que los costos de operación se han quintuplicado derivado de las alzas en combustibles, sueldos y salarios, y costos de mantenimiento. Empero, los costos de explotación se han mantenido en una banda del 61-71% de los ingresos por ventas.

Cabe destacar en este apartado la partida denominada aprovechamiento, la cual está definida como el abono anual sobre los activos que CFE obligadamente transfiere al Gobierno Federal con cargo a resultados, en otras palabras, dicha partida representa la carga tributaria de la empresa. En tanto los activos de CFE han crecido cerca de 500% en términos nominales, el aprovechamiento ha crecido en más de 695%, representando 31-44% de los ingresos totales de la empresa, lo cual excede la tasa fiscal empresarial vigente y evita que se destinen suficientes fondos propios para financiar la expansión de CFE. El monto del aprovechamiento para 1996 supera a las productos recibidos por las ventas totales de energía que CFE entregó en los Estados México, Nuevo León y Jalisco.

Razones y conceptos financieros relevantes.

No obstante las ventajas que presenta la inversión canalizada a proyectos intensivos en capital caracterizados por tasas de rendimiento menores, los rendimientos sobre activos y capital observados en los informes presentados reflejan los magros resultados alcanzados por CFE en el periodo 1988-1996. Si bien es cierto que esta empresa no tiene como objetivo el lucro, también lo es la continua necesidad de recursos para financiar su expansión y crecimiento.

Al comparar los flujos de efectivo derivados de la operación con los resultados de cada ejercicio, se puede apreciar que los lineamientos establecidos durante los últimos años por el Estado han logrado transformar los buenos resultados

operativos en cuantiosas pérdidas para la CFE, lo cual se ha traducido en la canalización de menores recursos propios para financiar la expansión del sistema y una mayor dependencia al financiamiento otorgado por terceros. Además, es significativa la variación de las tasas de crecimiento interno y de crecimiento sostenido, las cuales precisan la razón de crecimiento con base en las operaciones y el apalancamiento establecido para la empresa, respectivamente.

Aunado a lo anterior, la razón de circulante es baja considerando la naturaleza propia del negocio, es decir, la creciente deuda de corto plazo vía arrendamientos está únicamente respaldada por un deficiente sistema de cuentas por cobrar que no guarda congruencia con la rotación de proveedores y que aún no incorpora sistemas de pre-pago que pudieran fortalecer su ciclo operativo.

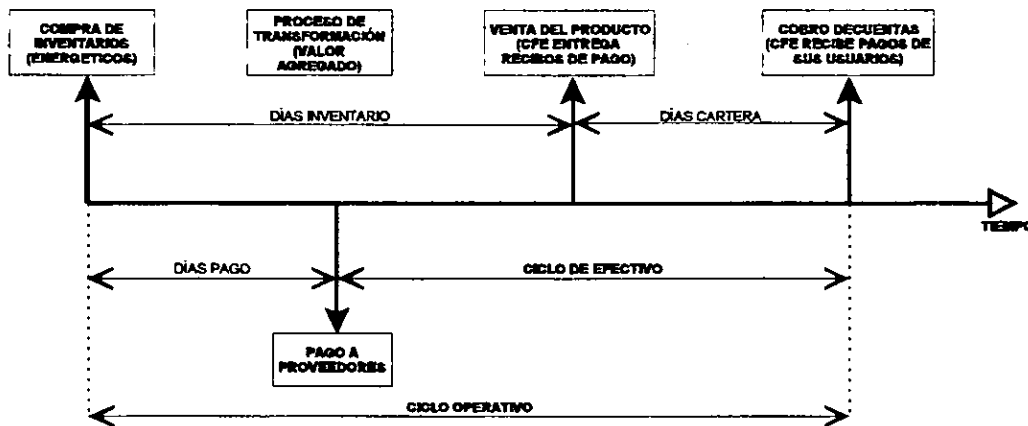


Figura 3.9 Ciclo operativo típico de la CFE.

Las estructuras financiera y de capital muestran que el apalancamiento de la empresa ha crecido en forma constante, y que poco se ha valorado la fijación de un punto óptimo de endeudamiento toda vez que la calificación de deuda emitida por CFE es la misma que obtiene el Gobierno Federal.

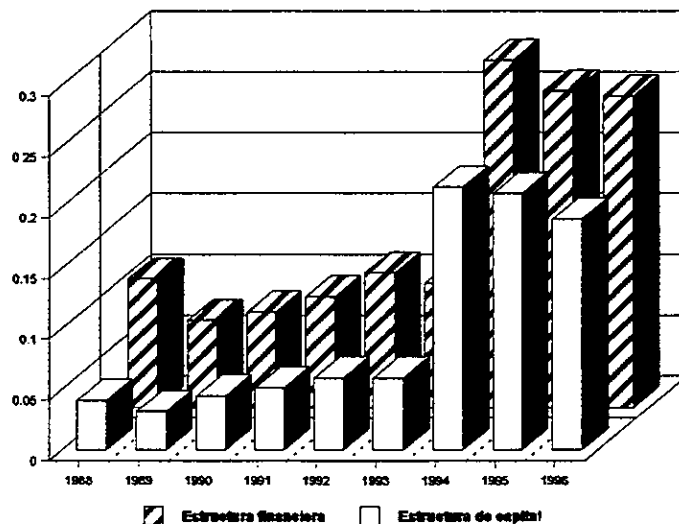


Figura 3.10 Evolución del apalancamiento de CFE.

CAPÍTULO 4.

METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE DSM

Descrito en forma general, un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema que pretende resolver una necesidad humana. En particular, un proyecto de inversión se puede describir como un plan, al que una vez asignados cierto capital e insumos específicos, podrá producir un bien o servicio útiles al ser humano o a la sociedad en general. Para su consecución, es evidente que pueden coexistir diferentes ideas, inversiones de diverso monto, tecnología y metodologías con enfoques propios, pero todas ellas destinadas a resolver una necesidad del hombre: bienestar, educación, alimentación, salud, ambiente, cultura, etc.

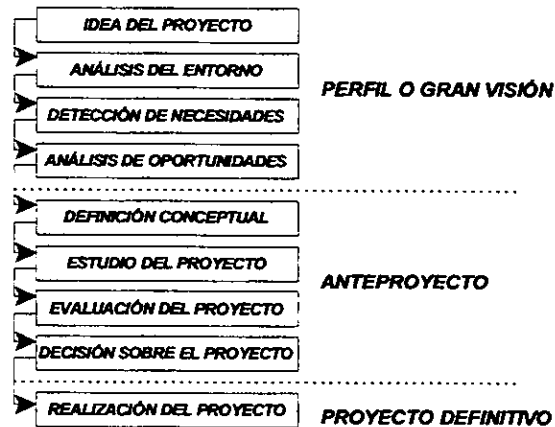


Figura 4.1 Proceso proyectual.

La evaluación de proyectos de inversión tiene por objeto determinar su rentabilidad económica y social, de manera que se asegure la eficiente asignación de los escasos recursos económicos a la mejor alternativa. La evaluación de proyectos realizada con el solo fin de solventar un mero requisito de presentación ante la Alta Dirección no tiene sentido alguno. La evaluación no es un fin en sí misma, y únicamente sirve en la medida que se integra a un sistema de información útil que coadyuve en la toma de decisiones. Entonces, la evaluación debe fundamentarse en procedimientos consistentes y cifras con revelación suficiente para incrementar la credibilidad de las proposiciones.

Es deseable que la presentación de resultados incluya información tanto objetiva como subjetiva, pero deberá distinguirse con toda precisión una de otra, y los juicios de valor del analista siempre reflejarán la ética con que se conduce. El compromiso de los profesionales con un código de moral es un factor insoslayable, cuyo reflejo es el apego a las leyes y reglamentos relacionados con: (i) la seguridad y la calidad de los productos o servicios ofrecidos; (ii) las prácticas justas de contratación, comercialización y ventas; (iii) el uso de la información confidencial; y (iv) la inserción de las empresas como un factor detonante del bienestar colectivo.

La evaluación de proyectos es un proceso multidisciplinario en el que confluyen especialidades aparentemente disímbolas: estadística, investigación de mercados, investigación de operaciones, ingeniería de proyectos, contabilidad, finanzas, ingeniería económica y otras. En la práctica, para realizar la evaluación de un proyecto, usualmente se conjuntan grupos que integren las áreas mencionadas y cada uno de los especialistas desarrolla la parte que le corresponde. El resultado de esta interacción es un estudio completo donde se valora la viabilidad técnica y económica del proyecto, la cual sustenta la decisión de inversión.

En principio, un proyecto de inversión se estudia bajo un criterio financiero, lo cual implica que el análisis se enfoca desde la óptica microeconómica de cada inversionista. Cuando se desea medir la bondad del proyecto desde el punto de vista de la colectividad, es preciso introducir herramientas de evaluación económica y social, cuyo enfoque macroeconómico implica en esencia:

- Introducir ajustes para corregir las distorsiones producidas primordialmente por los impuestos y los subsidios, puesto que éstos constituyen transferencias internas entre sectores de la economía.
- Revisar los costos y los beneficios del proyecto para incluir aquellos elementos que tienen impacto en toda la comunidad, pero que no necesariamente afectan a los inversionistas en forma directa.

Del análisis financiero es frecuente que resulten por una parte, beneficios financieros inferiores a los económicos, y por otra, costos financieros superiores a los económicos. Esta situación conduce a la frecuente subvaluación de los beneficios del proyecto desde el punto de vista macroeconómico. Por consiguiente, si una inversión es atractiva para un individuo (criterio financiero) usualmente resulta ser aún más atractiva para toda la comunidad.

Sin embargo, la evaluación de proyectos no es una ciencia exacta, toda vez que para un mismo proyecto valuado por distintos grupos multidisciplinarios, los datos, juicios de valor y prioridades conducirán seguramente a resultados diferentes. Lo anterior origina la necesidad de establecer patrones o modelos de comparación que permitan a quien tome la decisión final discernir cuál de los resultados es el más apegado a lo razonable, lo lógico o lo establecido en una industria específica.

En particular, la evaluación de proyectos de DSM precisa la clarificación de sus beneficios y costos, esto es, quiénes y cómo se benefician con su implementación y quién paga los costos del programa. Es evidente que el diferimiento de inversiones ligado a este tipo de proyectos beneficia directamente a las empresas suministradoras de energía; que disminuir la generación de electricidad retrasa el agotamiento de los recursos naturales estratégicos a la vez que se evita la emisión de contaminantes a la atmósfera, con lo cual se logran beneficios sociales; que los participantes de estos proyectos obtienen en propiedad mejores equipos y/o sistemas, con lo cual se logra incrementar su calidad de vida, productividad y competitividad; que la implementación de proyectos de DSM promueve el desarrollo tecnológico, crea nuevas fuentes de trabajo e incentiva una cultura energética. Empero, la distribución de los costos del proyecto no siempre tan transparentes.

El presente capítulo presenta una propuesta para evaluar la rentabilidad y/o conveniencia de implementar proyectos de DSM, considerando la problemática de la industria eléctrica mexicana y los trabajos que en la materia se han desarrollado con anterioridad, principalmente en los Estados Unidos. Esta metodología pretende ser una herramienta de análisis que coadyuve durante los procesos de:

- Selección de las tecnologías aplicables a un proyecto de DSM.
- Valoración de un eventual agrupamiento de medidas y/o tecnologías.
- Análisis de las posibles barreras financieras que pueden impedir el éxito del proyecto.
- Cuantificación del límite de incentivos financieros.
- Toma de decisiones.

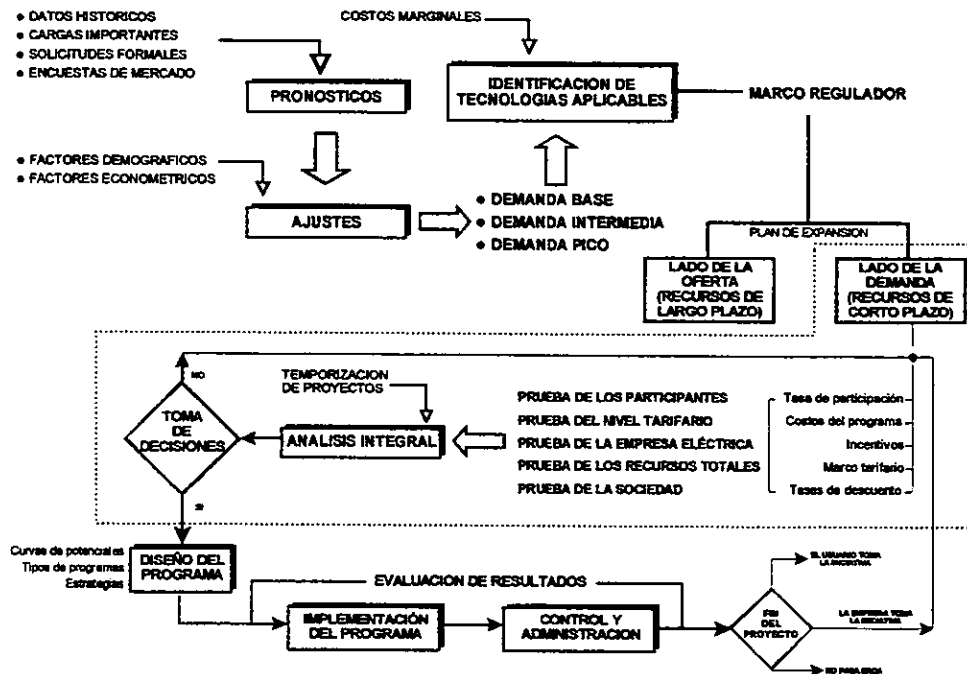


Figura 4.2 Evaluación de la rentabilidad de proyectos de DSM y su entorno.

Cabe destacar que la metodología propuesta no pretende ser un medio para cuantificar los potencial de ahorro de energía, en cualquiera de sus tres niveles:

- *Potencial técnico.* Determinado por la diferencia existente entre la energía consumida por el parque actual de equipos y sistemas en operación, y la energía que podría consumirse empleando los equipos con el mejor desempeño energético disponibles en el mercado.
- *Potencial económico.* Determinado en función de los recursos necesarios para incrementar la eficiencia energética y el valor económico de los costos que se evitan a nivel usuario, empresa eléctrica y a nivel país.

- *Potencial real.* Establecido en razón directa de la capacidad para concretar un mercado de productos y servicios que posibiliten un uso más eficiente de la energía.

Entonces, el análisis de rentabilidad presentado tendrá como punto de partida los potenciales de ahorro característicos de proyectos tipo. Es indispensable señalar que esta propuesta no cuantifica los incrementos en el nivel de conocimientos de los profesionales del ramo, el mejoramiento de la calidad de vida para la población, y el desarrollo tecnológico implícitos en todo proyecto de uso eficiente de la energía. Empero, el enfoque sistémico para evaluación de proyectos en la industria eléctrica se complementa con la información incluida en el Anexo A de este trabajo.

DATOS DE ENTRADA.

En general, la evaluación financiera de proyectos de DSM requiere conocer las siguientes variables de entrada esenciales: costos marginales del suministro, disminuciones en la demanda y/o ahorros de energía proyectados, tasa de participación en el programa y su evolución esperada, costos del programa, incentivos financieros ofrecidos, estructura y nivel tarifarios de la empresa bajo análisis y las tasas de descuento aplicables. A continuación se explicarán en forma sucinta cada uno de estos conceptos a partir de un plan simplificado para la expansión del sistema de potencia.

Plan de expansión.

El plan de expansión está sustentado en el pronóstico de demanda, la diversificación de tecnologías aplicables a fuentes de generación y suministro, los recursos disponibles y la confiabilidad deseada expresada en términos del margen de reserva.

Para la elaboración del plan de expansión es necesario estimar el desarrollo del mercado eléctrico con un nivel de desagregación geográfica que permita definir de manera óptima la localización y tamaño de la capacidad adicional de generación, transmisión y distribución. Un pronóstico global de energía y capacidad sería de utilidad limitada, puesto que impediría definir la localización y características de las nuevas obras a realizar. Consecuentemente, el estudio del mercado también se realiza de lo particular a lo general y geográficamente, es decir, a partir de zonas y regiones hasta obtener un pronóstico global.

Las estadísticas empleadas son las registradas en las diferentes áreas con base en los reportes de operación de las entidades de despacho, control y facturación del servicio. Entonces, para cada zona se dispone de datos históricos de ventas, consumos, demandas máximas, etc., así como los registros asociados a las cargas importantes, las cuales representan clientes o proyectos pertenecientes a ramas industriales electro-intensivas ^[72]. Esta información es complementada con las solicitudes formales presentadas por los usuarios y las encuestas que las concesionarias realizan con este propósito, considerando las fechas estimadas de conexión al sistema, retrasos o cancelaciones.

[72] En México, cargas importantes son aquellas que presentan una elevada demanda de energía y potencia (generalmente demandas superiores a 1 MW) y corresponden en su mayoría a usuarios conectados en alta tensión (69 kV o mayores).

Las cifras históricas se clasifican en cargas de desarrollo normal y cargas importantes; proyectándose así el mercado de desarrollo normal al que se sumarán las cargas importantes existentes y previstas ^[73]. Mediante la aplicación de modelos para estimación a nivel de área se elaboran pronósticos del crecimiento normal, cuyos resultados son ajustados tomando en cuenta los criterios y experiencia del personal encargado de la planificación del sistema de potencia. Una vez obtenidos los pronósticos de crecimiento normal de la demanda de energía, se añaden las cargas importantes y se obtiene la estimación final de la energía (GWh) necesaria para cada zona y área.

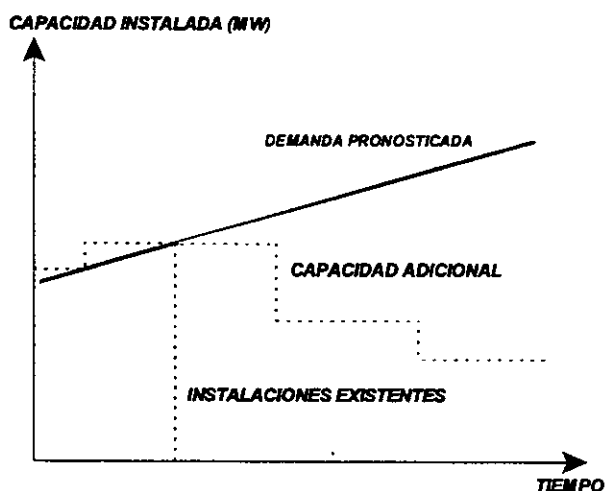


Figura 4.3 Plan de expansión simplificado del sistema de potencia.

Para la determinación de las demandas máximas en MW, el procedimiento es similar. Se considera para cada zona y sector tarifario la evolución histórica de sus factores de carga; de la información de las cargas importantes se determinan sus propios factores de carga y su posible evolución ^[74]. Esta información se combina con los pronósticos de crecimiento normal de la demanda neta de energía y se obtiene así un factor de carga para la zona. Con esta información base se determinan las demandas máximas de cada zona.

A nivel de área o región se suman las demandas máximas netas de cada zona y el resultado se modula con sus factores de diversidad estadísticos, esto es, la coincidencia de los patrones de consumo ^[75]. De esta manera, quedan determinadas las demandas máximas netas para cada área o región; al añadirse las estimaciones de usos propios, se obtiene la demanda máxima bruta correspondiente.

Una vez establecidas las demandas esperadas de potencia y energía se determina la estacionalidad e intensidad en el uso de las instalaciones existentes y futuras a través de curvas de carga anuales y curvas de duración de carga (ver Figura 4.4).

[73] Desarrollo normal se refiere al consumo de energía asociado al crecimiento poblacional, el cual se registra en los grupos tarifarios residencial, comercial y servicios públicos.

[74] Factor de carga es la relación entre la demanda promedio y el valor de la demanda máxima registrados en un periodo determinado (para fines del plan de expansión es usual considerar un año); el factor de carga es un indicador del sostenimiento de la demanda máxima durante el periodo de referencia.

[75] Factor de diversidad es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de una serie de cargas y la demanda máxima coincidente registrada por el conjunto; este cociente es siempre igual o mayor a la unidad.

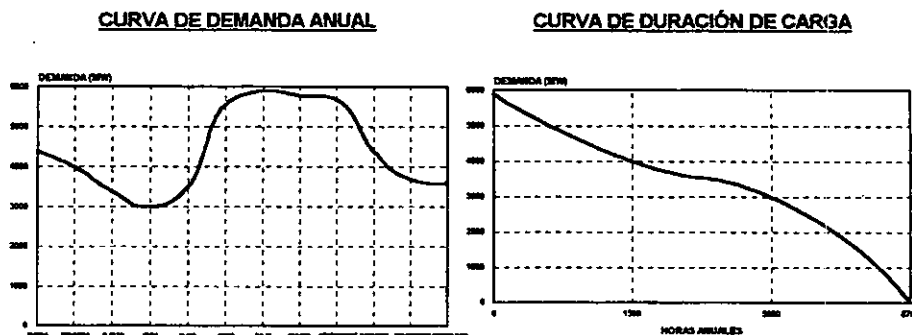


Figura 4.4 Curvas de demanda anual y de duración de carga.

Con ayuda de las curvas de duración de carga se puede establecer una primera aproximación de la diversificación de tecnologías a emplear, considerando las características operativas, costos y factores de disponibilidad de las unidades —capacidad existente y capacidad adicional— determinando básicamente tres periodos de demanda:

- *Demanda base.* Es la carga siempre presente en el sistema, la cual será suministrada por aquellas unidades de menor costo de operación (i.e. plantas hidroeléctricas).
- *Demanda intermedia.* Representa la carga sostenida durante periodos de tiempo prolongados y es suministrada con aquellas unidades que no requieren una toma rápida de carga (i.e. ciclos combinados o plantas carboeléctricas).
- *Demanda pico.* Representa los máximos requerimientos de capacidad disponible del sistema; su duración es comparativamente la menor y está asociada a cargas intermitentes, por lo que es suministrada a través de aquellas unidades que más rápidamente pueden tomar carga (i.e. turbinas de gas).

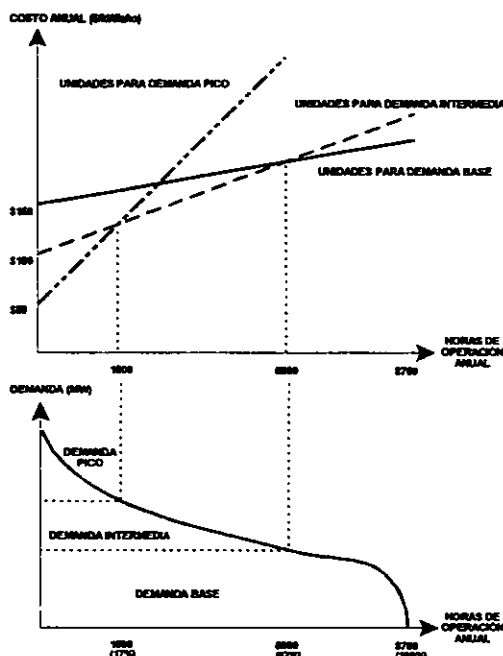


Figura 4.5 Diversificación de tecnologías.

Costos marginales.

Conceptualmente, se ha establecido que los costos marginales de suministro representan el costo asociado al cambio de un perfil de carga dado, esto es:

$$Cm = \frac{dc(q)}{dq} \quad \dots(5.1)$$

donde:

c(q) Δ Costo total de atendimento en función de la carga
q Δ Carga atendida

En otras palabras, el costo marginal de suministro representa la disminución de los requerimientos de ingresos futuros asociados a la reducción de 1 kWh (1 kW) tomando como base el nivel pronosticado de consumo (demanda). Es necesario precisar la diferencia existente entre los costos marginales y los costos evitados, definidos estos últimos como los desembolsos totales —reales o virtuales— asociados a los recursos que no requerirá una empresa en virtud de no llevar a cabo una acción o proyecto específicos.

Con el propósito de desarrollar el concepto de costos marginales empleado en el análisis beneficio-costos de proyectos de DSM, considérese el siguiente ejemplo:

EJEMPLO A: Los resultados del estudio de planificación realizado por una empresa suministradora de energía eléctrica estiman que la demanda máxima para el siguiente año se incrementará 50 MW por encima de la capacidad existente. La Junta Directiva de la empresa ha solicitado a sus ejecutivos buscar soluciones que permitan diferir, en lo posible, el monto de las inversiones asociadas a este cambio en la demanda. A continuación se muestran las opciones presentadas:

ALTERNATIVA 1: Arrendamiento financiero a 10 años de una unidad turbogas no incluida en el plan de expansión.

Costo de una unidad turbogas típica (70 MW) =	300 USD/kW
Costo anual de la capacidad adicional =	30 USD/kW
Costo anual de operación y mantenimiento =	4.60 USD/kW
Costo integral de financiamiento =	1 USD/kW
Costo total anualizado (30 + 4.60 + 1) =	35.60 USD/kW
Ajuste por margen de reserva (confiabilidad requerida) =	1.2
Costo marginal de capacidad (35.60 USD/kW * 1.2) =	42.72 USD/kW

ALTERNATIVA 2: Negociar una compra de capacidad en firme con algún pequeño productor.

Incremento de la demanda pronosticado =	50 MW
Margen de reserva (confiabilidad requerida) =	1.2
Máxima capacidad a negociar (50 MW * 1.2) =	60 MW
Precio pactado con el pequeño productor =	45 USD/kW
Costo marginal de capacidad [45 USD/kW * (60 MW/50 MW)] =	54 USD/kW

ALTERNATIVA 3: Adelantar un año la construcción de una planta carboeléctrica (350 MW) incluida en el plan de expansión.

Costo anual de la capacidad adicional =	200 USD/kW
Costo anual de operación y mantenimiento =	6 USD/kW
Incentivo fiscal por la utilización de equipos anticontaminantes =	63'100,000 USD
Costo evitado por no recurrir al pequeño productor =	2'700,000 USD
Ahorros totales [(63'100,000 + 2'700,000) / 350 MW] =	188 USD/kW
Costo neto de la capacidad adicional (200 + 6 - 188) =	18 USD/kW
Ajuste por margen de reserva (confiabilidad requerida) =	1.2
Costo marginal de capacidad (18 USD/kW * 1.2) =	21.60 USD/kW

Con antelación se ha mencionado que los costos marginales de suministro deben valorarse con base en una estructura desagregada, esto es, es posible realizar una estimación de este tipo de costos para cada consumidor individual a cada momento; sin embargo y por simplicidad, en la práctica las empresas eléctricas realizan la determinación de costos marginales variables de conformidad con la hora del día, el nivel de tensión del servicio, la región geográfica y la estación del año. La complejidad de la estructura de los costos marginales es función directa de la calidad de los datos disponibles y de la utilidad de los resultados, teniendo en cuenta los problemas prácticos de cálculo y de aplicación de una estructura tarifaria complicada.

Este principio descalifica la implementación de proyectos abiertos o generalizados. Con el propósito de establecer cuáles grupos de usuarios son incluidos en el alcance de los programas de DSM, su diseño obligadamente está vinculado a un análisis profundo del sistema de potencia para determinar: (i) los períodos en que la demanda es crítica con relación a las disponibilidades (i.e. horas de punta del día o la estación seca del año) y (ii) los costos regionales. En el caso particular de la Comisión Federal de Electricidad y debido al carácter confidencial de esta información, no se lograron obtener valores específicos de los costos marginales asociados al Sistema Eléctrico Nacional, por lo que, la metodología propuesta se enfoca a la presentación de resultados referidos a valores límite o promedio. A manera de ejemplo, la Tabla 4.1 muestra algunos valores típicos de los costos marginales asociados al suministro de energía eléctrica ^[76].

CONCEPTO	COSTO MARGINAL
Costo marginal de capacidad de generación	45.00 USD/kW/año
Costo marginal de capacidad de transmisión	9.00 USD/kW/año
Costo marginal de capacidad de distribución (voltaje primario)	6.00 USD/kW/año
Costo marginal de capacidad de distribución (voltaje secundario)	17.00 USD/kW/año
Costo marginal de energía	0.04 USD/kWh

[76] Paul Grimsrud. DSM Benefit-Cost Analysis Workshop. Demand-Side Management Program. EPRI. Palo Alto, CA. 1994.

Impactos sobre la demanda y el consumo de energía eléctrica.

Existen diferentes técnicas y modelos de simulación para establecer los diferenciales de energía y demanda eléctricas ligados a la sustitución o modernización de usos finales. Entre ellos destaca, por su simplicidad de uso y aceptación reconocida por más de 100 concesionarias de energía eléctrica y 25 agencias gubernamentales a nivel mundial, el modelo DSManager [77] [78]. No es propósito de este trabajo abundar sobre este tema, puesto que la metodología propuesta supone ya conocidos dichos valores.

Una vez cuantificados los potenciales beneficios asociados a una medida o grupo de medidas para incrementar la eficiencia energética de un usuario —expresados en términos de electricidad— se deberán valorar los impactos sobre la demanda y el consumo de energía eléctrica a nivel circuito secundario, alimentador y troncal de distribución, así como subestación para medir los eventuales resultados considerando la diversidad de cargas y la coincidencia de sus demandas máximas.

En este punto es deseable destacar que los beneficios obtenibles a nivel usuario deberán afectarse por un multiplicador asociado a las pérdidas de distribución, transformación y conversión de la energía presentes en todo sistema eléctrico, por lo tanto, los beneficios de la empresa suministradora podrán ser expresados en términos de capacidad de generación diferida, o bien, de recursos estratégicos evitados. Los beneficios de la empresa eléctrica deben enfatizar el rendimiento de la electricidad con una visión del sistema total de energía incluyendo las etapas de conversión, transferencia y utilización.

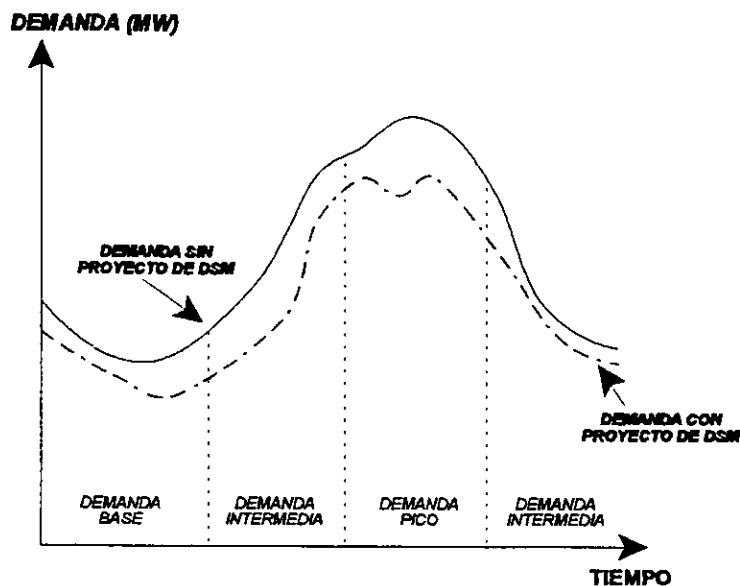


Figura 4.6 Ahorros de energía y reducción de la demanda.

[77] Ryan Ness y Steve Bubb. DSManager Program. Electric Power Software y Electrical Power Research Institute. Palo Alto, CA. 1994.

[78] Federico Ibarra. El modelo DSManager como herramienta para el análisis y diseño de programas de Administración de la Demanda. Instituto de Investigaciones Eléctricas. México. 1994.

Tasa de participación.

La tasa de participación esperada es el parámetro a través del cual la empresa eléctrica estima el número de usuarios que se incorporarán a lo largo del periodo de implementación del proyecto de DSM.

La concesionaria del servicio eléctrico es el agente que mayormente incide sobre su ritmo de crecimiento a través de una serie de mecanismos que estimulan su aceleración, o bien, desalentando las opciones de eficiencia energética en virtud de haber logrado una transformación natural del mercado. Sin embargo, no han sido pocas las ocasiones donde la disponibilidad de tecnologías en el mercado objetivo se ha convertido, indeseablemente, en el factor que regula la participación del programa.

Se ha mencionado que existen diferentes tipos de programas de DSM, los cuales también se caracterizan por ciertos factores que propiciaron una alta participación y los mayores ahorros, destacándose entre otros: un alto grado de compromiso de la empresa con el programa, la previsión de asistencia financiera o incentivos elevados, instalación completa de las medidas, duración del programa, periodos rápidos para el pago de bonificaciones, activa participación de los aliados del sector, auditorías de energía gratuitas, y un esfuerzo intensivo de mercadeo que incluye medios de comunicación masivos (periódicos, revistas, radio y televisión), así como correspondencia directa.

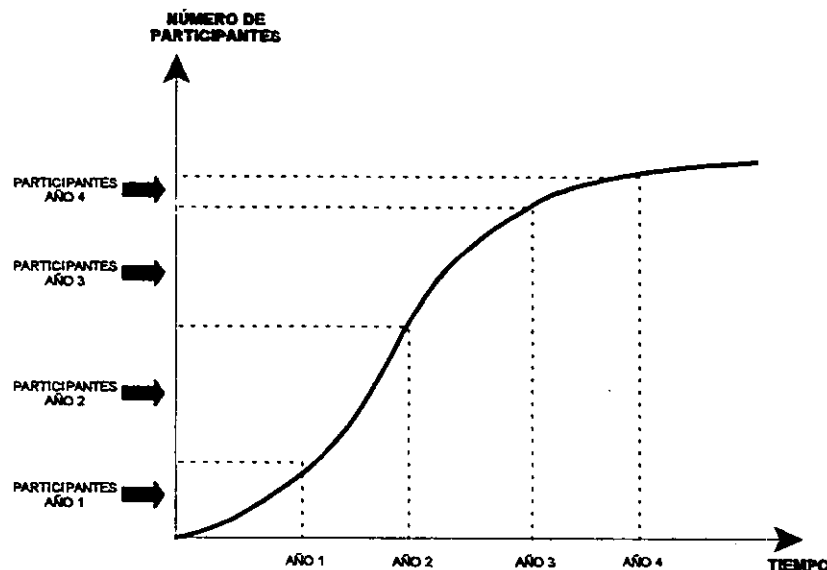


Figura 4.7 Tasa de participantes.

Claro está que la meta propuesta es función directa de los criterios de calificación establecidos: tipos de usuarios a quienes se dirige el programa y los niveles de eficiencia mínimos que deben cumplir los equipos y sistemas; así, los esfuerzos de promoción de la empresa se constituyen en el instrumento para modulación de la tasa de participantes.

Si los niveles de elegibilidad son muy bajos, entonces una alta proporción de los modelos disponibles califica para el programa, redundando en una alta tasa de participación de los usuarios objetivo y de los free-riders, por lo que, en estos casos conviene reconsiderar el monto de los incentivos ofrecidos con el propósito de mantener en el nivel esperado el rendimiento de los recursos aplicados a incentivos, toda vez que se ha demostrado la rentabilidad de proyectos con altos niveles de participación voluntaria.

Costos del programa.

Los costos del programa se subdividen en dos grandes grupos: costos incurridos por la empresa eléctrica y costos para los usuarios participantes.

En términos generales, los costos del programa desde la óptica de la empresa son los relacionados con el desarrollo, diseño e implementación (fase inicial del proyecto); administración, promoción, adquisición de equipos y su instalación (fase intermedia del proyecto); control, monitoreo, ajuste y evaluación de resultados (fase final del proyecto). No se incluyen como costos para la empresa los costos de suministro.

Los costos para los usuarios del programa se refieren a todos aquellos desembolsos que realicen los participantes en la adquisición de equipos y su instalación, así como los costos de operación y mantenimiento de las medidas adquiridas.

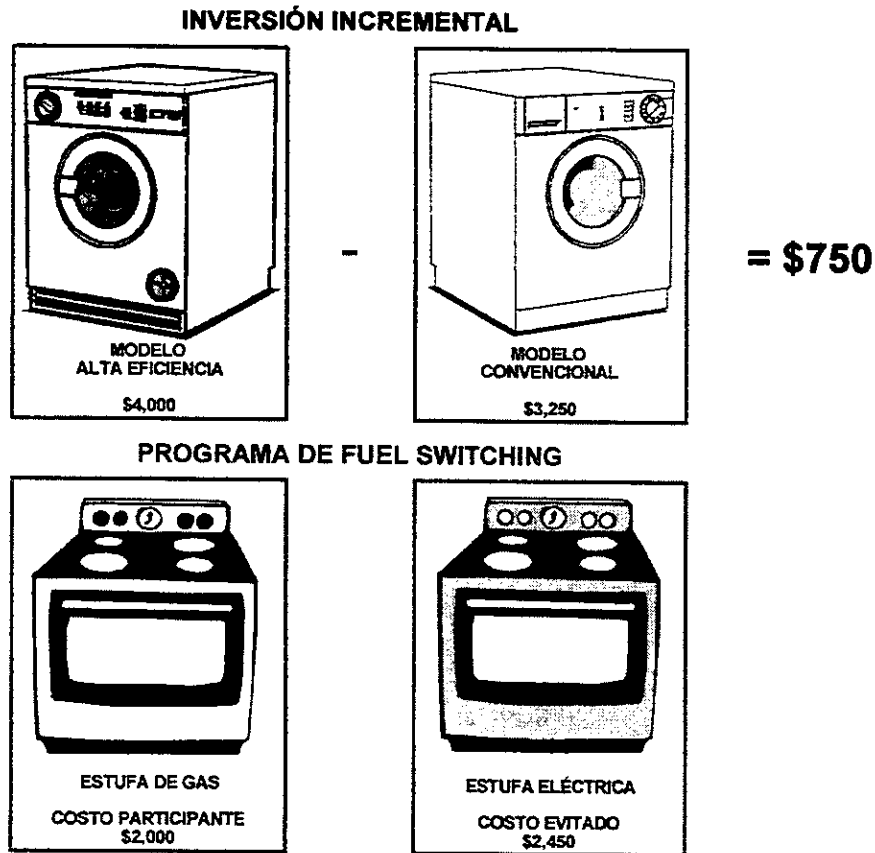


Figura 4.8 Costos de los participantes.

Caso particular lo representan los incentivos otorgados por la empresa eléctrica a sus usuarios, los cuales en primera instancia no serán considerados como un costo del programa. Una vez que se definan las diferentes pruebas y enfoques aplicables para la evaluación de proyectos de DSM, este concepto se clarificará.

Incentivos.

Para fines de evaluación, se considera que los incentivos están formados por aquellos pagos que realiza la empresa eléctrica a los participantes del programa. Entonces, el monto de incentivos está constituido por: bonificaciones directas por la adquisición de equipos y sistemas (rebates), incentivos para financiar la adquisición de equipos y sistemas (préstamos y arrendamientos), tarifas de suministro preferenciales, abonos otorgados por promover el proyecto entre otros usuarios, y todos aquellos costos asociados a convenios extraordinarios que busquen ahorros adicionales y/o beneficios mutuos.

Tarifas aplicables al suministro de energía eléctrica.

Cuando la estructura tarifaria de la empresa suministradora de energía eléctrica incluya tarifas de los tipos horario-estacionales, en bloques, binomias e interrumpibles, se requiere establecer la ocurrencia de diferenciales de ingreso por ventas asociados a la aplicación de un rango diferente de energía o demanda facturable como consecuencia de los ahorros de energía, las disminuciones de demanda, o los cambios ocurridos en la coincidencia de las cargas.

De esta manera, la evaluación deberá considerar la variación de los ingresos de la concesionaria como efecto directo de la aplicación de la estructura tarifaria vigente, o en su caso, diseñar y establecer nuevas tarifas cuyo alcance específico sean los usuarios participantes.

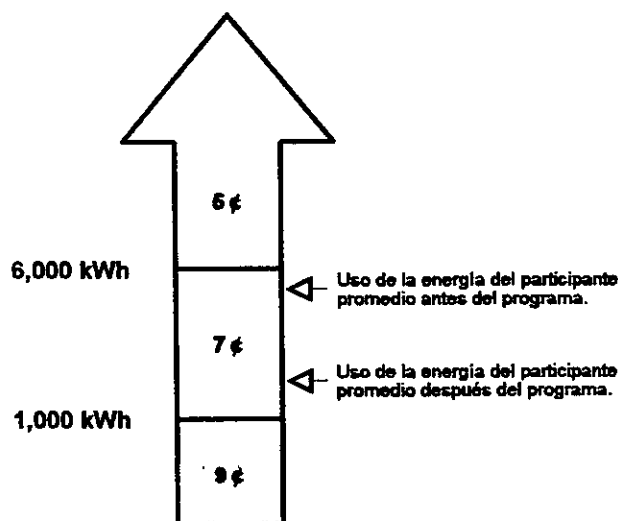


Figura 4.9 Tarifa en bloques.

Tasa de descuento.

La indiferencia del inversionista al ajuste del rendimiento (tasa de descuento) refleja: la reducción en el poder adquisitivo de la moneda causado por la inflación, la obtención de una utilidad real y, la compensación por el riesgo siempre presente en toda inversión.

La selección de la tasa de descuento adecuada representa uno de los puntos cruciales durante la evaluación de todo proyecto. Suponiendo que distintas alternativas ofrecen los mismos beneficios, al valorar una menor tasa de descuento se privilegiarán aquellas alternativas que presenten mayores inversiones, mientras que el establecimiento de una tasa de descuento por encima del valor real privilegiará aquellos proyectos con elevados costos de operación y menores inversiones. La correcta elección de la tasa de descuento es fundamental para no distorsionar los resultados de la evaluación.

La tasa de descuento —también denominada como la productividad marginal del capital o rendimiento real mínimo aceptable— es el costo de oportunidad del capital expresado como un porcentaje del valor del capital. Para fines de evaluación, es práctica común emplear una tasa de descuento constante a lo largo del ciclo de vida del proyecto; sin embargo, el analista valorará la conveniencia de adoptar esta medida sobre todo en aquellos trabajos donde las variables de decisión presentan alteraciones significativas a lo largo del horizonte de planeación. En estos casos, se calcularán tasas de descuento diferenciales aplicables a cada uno de los periodos de referencia. En inversiones con propósito de lucro, el planificador considerará las tributaciones por ingreso y/o corporativa.

Cabe destacar que para cada uno de los enfoques aplicables a la evaluación de proyectos de DSM, todos los agentes que concurren presentan tasas de descuento diferentes; la distinción entre éstas se agudiza mayormente bajo entornos altamente inflacionarios. En la Tabla 4.2 se indican las tasas de descuento relevantes aplicables a los distintos agentes involucrados en los proyectos de DSM.

TABLA 4.2 TASAS DE DESCUENTO RELEVANTES EN PROYECTOS DE DSM	
AGENTE	TASA DE DESCUENTO APLICABLE
Usuarios participantes	Costo de oportunidad asociado a un préstamo bancario; Tasas subjetivas establecidas con base en las preferencias de compra de los usuarios
Total de usuarios	Tasa de mercado
Empresa eléctrica	Costo de capital ponderado de la empresa eléctrica (WACC)
Sociedad	Tasa de descuento aplicable a proyectos de utilidad social

Esta investigación no ignora a la inflación futura como un factor de gran trascendencia para cuantificar los flujos de efectivo esperados. Por el contrario, debido a la incertidumbre que presenta este parámetro en las economías emergentes —como la mexicana— se asume que todas las partidas de costos y beneficios se inflacionarán a lo largo del tiempo a la misma tasa. Empero, si el evaluador del proyecto cuenta con información suficiente para sustentar que ciertas partidas modificarán su valor a tasas de inflación diferentes, entonces dichas partidas serán ajustadas por un valor equivalente al diferencial de la tasa de inflación esperada.

En particular, los ejemplos presentados en esta metodología se enfocarán a los beneficios y costos referidos al año base utilizando la tasa de descuento real, procedimiento que es el mayormente utilizado y aceptado en la mayoría de los casos de la evaluación financiera y económica de proyectos.

ENFOQUES APLICABLES A LA EVALUACIÓN DE PROGRAMAS DE DSM.

Se ha establecido con anterioridad que la Administración de la Demanda es un concepto de planeación a corto y mediano plazos, el cual incluye la adopción de una serie de tecnologías e instrumentos de mercado promovidos por las empresas eléctricas y los organismos reguladores con el propósito de modificar el uso de la energía en las instalaciones de sus usuarios, y en consecuencia, lograr beneficios entre los clientes, las mismas empresas suministradoras de energía eléctrica y la sociedad en su conjunto.

Este principio involucra una asociación entre las empresas eléctricas y sus abonados para crear alternativas de eficiencia energética que logren beneficios mutuos, no obstante los intereses dispares que los motivan.

Por lo anterior, la evaluación de proyectos de DSM merece un ejercicio objetivo de los beneficios que alcanzan y los costos que asumen los agentes involucrados, a la luz de su propia perspectiva.

Enfoques aplicables y su interrelación.

Los enfoques aplicables a los proyectos de DSM pretenden reforzar el proceso de toma de decisiones de los diversos agentes involucrados en dichos programas, estableciendo la rentabilidad de cada una de las partes, bajo la premisa de no existir un enfoque que prevalezca sobre los demás, esto es, todos los agentes son tratados en forma igualitaria y la decisión final es analizada en forma integral con el propósito de alcanzar mutuos beneficios.

Para ello, la industria eléctrica ha establecido los siguientes cinco enfoques para analizar la viabilidad de los proyectos de DSM:

- *Prueba para los usuarios participantes (Participant Test).* Representa un estudio beneficio-costos desde la perspectiva de los usuarios participantes en el programa; sus resultados contestan a la siguiente pregunta: ¿es el programa atractivo para el participante promedio?

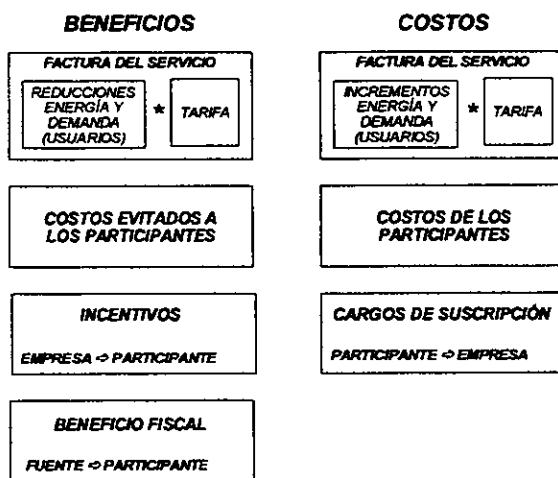


Figura 4.10 Prueba para los usuarios participantes.

- *Prueba del nivel tarifario (Ratepayer Impact Measure Test)*. Representa un estudio beneficio-costo para valorar el impacto directo del proyecto sobre el nivel tarifario de la empresa eléctrica, con base en los cambios que experimentan los costos de operación, las inversiones y el nivel de los ingresos perdidos; sus resultados contestan a la siguiente pregunta: ¿cómo afectará el programa el nivel tarifario de la empresa?

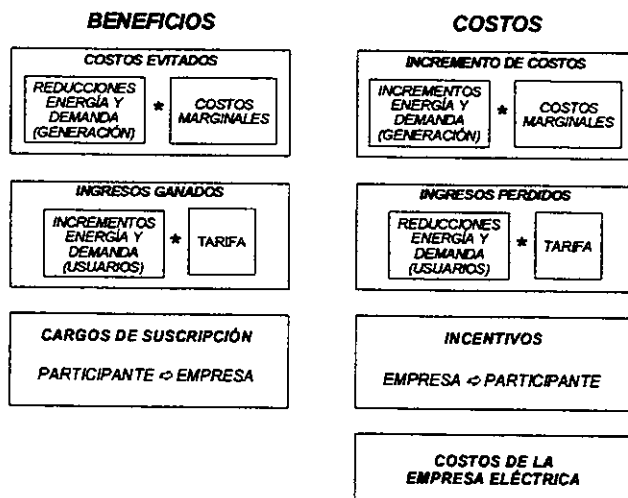


Figura 4.11 Prueba para los usuarios participantes.

- *Prueba para la empresa eléctrica (Utility Cost Test)*. Representa un estudio beneficio-costos desde la perspectiva de la empresa eléctrica, identificando las modificaciones a los costos de suministro derivadas de la implementación de un proyecto específico; sus resultados pueden ser utilizados como medio de contraste contra otras alternativas de expansión del sistema de potencia, y contestan a la siguiente pregunta: ¿cómo afectará el programa a los ingresos por ventas de energía?

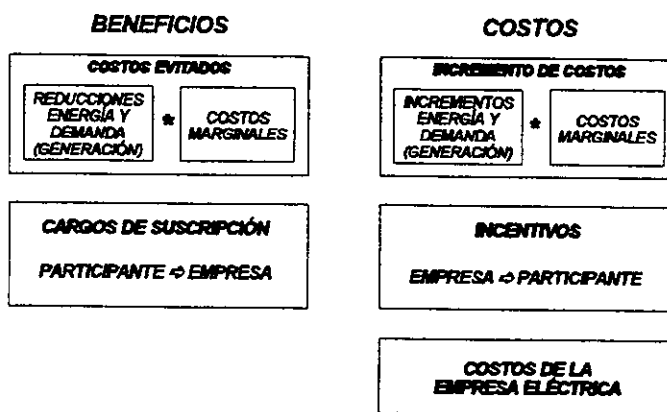


Figura 4.12 Prueba para la empresa eléctrica.

- *Prueba de los recursos totales (Total Resource Cost Test)*. Representa un estudio beneficio-costo desde la perspectiva del total de usuarios (usuarios participantes + usuarios no participantes) y la empresa eléctrica tratados como un conjunto; sus resultados contestan a la siguiente pregunta: ¿cómo afectará el programa al costo total del suministro?

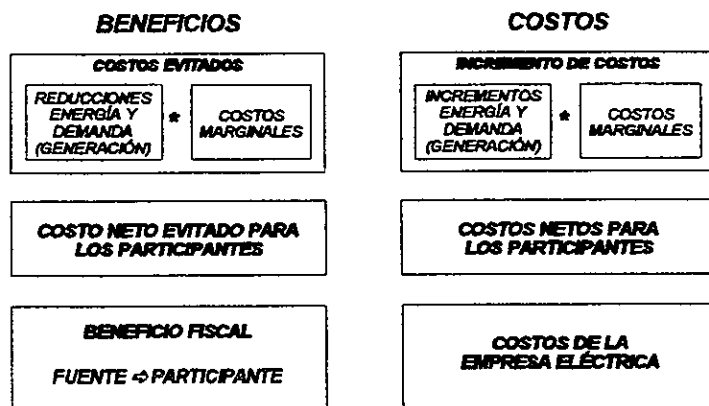


Figura 4.13 Prueba de los recursos totales.

- *Prueba para la sociedad (Societal Test)*. Representa un estudio beneficio-costo similar al anterior, pero considerando las externalidades (principalmente de origen ambiental); sus resultados contestan a la siguiente pregunta: ¿es el programa atractivo para la sociedad en general?

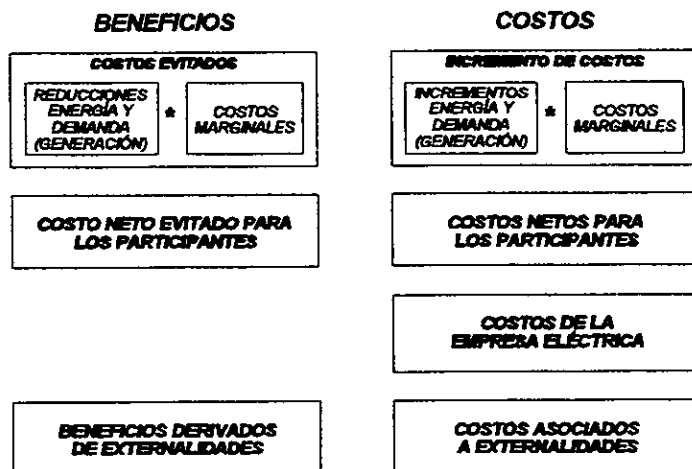


Figura 4.14 Prueba para la sociedad.

Es evidente que cada una de las pruebas aporta información relevante para conformar la decisión final sobre la implantación del proyecto. Cabe recordar que la implementación de este tipo de programas no está condicionada en exclusiva a la rentabilidad y/o los retornos de la inversión intrínsecos, sino que la decisión final se fundamenta en el compromiso existente entre los beneficios técnicos, económicos, sociales y de impacto al medio ambiente asociados a estos proyectos. En las siguientes tablas se resume la calificación de las distintas transferencias de fondos en beneficios o costos para cada una de los enfoques presentados.

**TABLA 4.3
BENEFICIOS Y COSTOS PARA CADA ENFOQUE**

ENFOQUE	BENEFICIOS	COSTOS
Prueba para los participantes	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reducciones en el pago del servicio de energía eléctrica ▪ Incentivos ▪ Costo evitado de equipos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento en el pago del servicio de energía eléctrica ▪ Costos del programa pagados por los participantes
Prueba del nivel tarifario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ahorros de energía (lado oferta) ▪ Disminución de la demanda (lado oferta) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento en los costos del suministro (energía y capacidad) ▪ Ingresos perdidos ▪ Costos del programa pagados por la empresa eléctrica ▪ Incentivos
Prueba para la empresa eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ahorros de energía (lado oferta) ▪ Disminución de la demanda (lado oferta) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento en los costos del suministro (energía y capacidad) ▪ Costos del programa pagados por la empresa eléctrica ▪ Incentivos
Prueba de los recursos totales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ahorros de energía (lado oferta) ▪ Disminución de la demanda (lado oferta) ▪ Costo evitado de equipos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento en los costos del suministro (energía y capacidad) ▪ Costos del programa pagados por los participantes y la empresa eléctrica
Prueba para la sociedad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ahorros de energía (lado oferta) ▪ Disminución de la demanda (lado oferta) ▪ Costo evitado de equipos ▪ Beneficios derivados de externalidades 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento en los costos del suministro (energía y capacidad) ▪ Costos del programa pagados por los participantes y la empresa eléctrica ▪ Costos asociados a externalidades

**TABLA 4.4
INTERRELACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE FONDOS PARA CADA ENFOQUE**

CONCEPTO	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]
Ahorros en el pago del servicio de energía eléctrica	Beneficio	Costo	---	---	---
Inversiones del usuario	Costo	---	---	Costo	Costo
Costos de operación y mantenimiento de los equipos	Costo	---	---	Costo	Costo
Incentivos	Beneficio	Costo	Costo	---	---
Costos de administración del programa	---	Costo	Costo	Costo	Costo
Costos de capital del programa	---	Costo	Costo	Costo	Costo
Ahorros en el costo marginal	---	Beneficio	Beneficio	Beneficio	Beneficio
Ahorros por inversiones diferidas	---	Beneficio	Beneficio	Beneficio	Beneficio
Externalidades sociales	---	---	---	---	Beneficio

NOMENCLATURA:

[1] PRUEBA PARA LOS PARTICIPANTES.
[4] PRUEBA DE LOS RECURSOS TOTALES.

[2] PRUEBA DEL NIVEL TARIFARIO.
[5] PRUEBA PARA LA SOCIEDAD

[3] PRUEBA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA.

TABLA 4.5
VARIACIONES DE LA RELACIÓN BENEFICIO/COSTO PARA CADA ENFOQUE

SUPOSICIONES	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]
INCREMENTO EN EL MONTO DE LOS INCENTIVOS A LOS USUARIOS PARTICIPANTES	DECREMENTO	DECREMENTO	DECREMENTO	NO INFLUYE	NO INFLUYE
INCREMENTO DE LOS COSTOS DE ADMINISTRACIÓN DEL PROGRAMA	NO INFLUYE	DECREMENTO	DECREMENTO	DECREMENTO	DECREMENTO
INCREMENTO DE LOS COSTOS MARGINALES DE LA ENERGÍA	NO INFLUYE	INCREMENTO	INCREMENTO	INCREMENTO	INCREMENTO
INCREMENTO DE LOS COSTOS PARA LOS USUARIOS PARTICIPANTES	DECREMENTO	NO INFLUYE	NO INFLUYE	DECREMENTO	DECREMENTO
INCREMENTO DEL NÚMERO DE FREE-RIDERS	NO INFLUYE	DECREMENTO	DECREMENTO	DECREMENTO	DECREMENTO
INCREMENTO DE LOS COSTOS EVITADOS DE CAPACIDAD	NO INFLUYE	INCREMENTO	INCREMENTO	INCREMENTO	INCREMENTO
INCREMENTO DE LAS PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	NO INFLUYE	INCREMENTO	INCREMENTO	INCREMENTO	INCREMENTO

NOMENCLATURA:
 [1] PRUEBA PARA LOS PARTICIPANTES. [2] PRUEBA DEL NIVEL TARIFARIO.
 [4] PRUEBA DE LOS RECURSOS TOTALES. [5] PRUEBA PARA LA SOCIEDAD. [3] PRUEBA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA.

No obstante que no existe un enfoque que prevalezca sobre los demás, las empresas eléctricas y los entes reguladores establecen políticas que magnifican los resultados de algunas pruebas sobre los obtenidos con otras.

En los Estados Unidos, gran parte de las Comisiones Estatales de Regulación establecen como requisito para la aprobación de los planes de expansión y propuestas de incremento de precios promedio, valores límite de la relación beneficio-costos para las pruebas de los recursos totales y del nivel tarifario ^[79].

Interpretación de resultados.

Para apoyar la interpretación de resultados derivados de la evaluación de proyectos de DSM, se presentan los siguientes ejemplos de aplicación.

[79] Paul Grimsrud. DSM Benefit-Cost Analysis Workshop. Demand-Side Management Program. EPRI. Palo Alto, CA. 1994.

Ejemplo B: El staff de la empresa eléctrica "Fuerza Motriz" han sometido a la consideración de la Junta Directiva un proyecto de DSM que se enfoca a la sustitución del parque de motores de la industria automotriz atendida en la región oriental de su territorio. La información presentada incluye los siguientes datos relevantes:

Costos para la empresa eléctrica (incluyendo consultores externos, evaluación, administración)	500,000 USD/año
Incentivos a pagar a los participantes por capacidad reducida	30 USD/kW-año
Incentivos a pagar a los participantes por ahorros de energía	10 USD/MWh
Costo incremental de los participantes por adquisición de motores de alta eficiencia	300,000 USD/año
Precio promedio de la energía (para el cálculo de ingresos perdidos)	60 USD/MWh

Se ha estimado que con la realización de este proyecto se reduciría la demanda pico en 10 MW y se lograrían ahorros de 40,000 MWh/año. Los costos marginales de capacidad y energía calculados para "Fuerza Motriz" ascienden, respectivamente, a 100 USD/kW-año y 30 USD/MWh. Para apoyar su decisión, los Directivos han solicitado se amplíe la explicación del estudio beneficio-costos incluido en la propuesta, misma que a continuación se presenta.

I = Ahorros del lado de la oferta (demanda y energía):

$$(10,000 \text{ kW}) \cdot (100 \text{ USD/kW-año}) + (40,000 \text{ MWh/año}) \cdot (30 \text{ USD/MWh}) = (1'000,000 + 1'200,000) \text{ USD/año} = 2'200,000 \text{ USD/año}$$

J = Costos del programa pagados por la empresa eléctrica: 500,000 USD/año

K = Costos del programa pagados por los participantes: 300,000 USD/año

L = Incentivos pagados a los participantes:

$$(10,000 \text{ kW}) \cdot (30 \text{ USD/kW-año}) + (40,000 \text{ MWh/año}) \cdot (10 \text{ USD/MWh}) = (300,000 + 400,000) \text{ USD/año} = 700,000 \text{ USD/año}$$

M = Ingresos perdidos por la empresa eléctrica: $(40,000 \text{ MWh/año}) \cdot (60 \text{ USD/MWh}) = 2'400,000 \text{ USD/año}$

N = Reducción para los usuarios en el pago del servicio de energía eléctrica: 2'400,000 USD/año

cc) Prueba para los Participantes:

$$\frac{B}{C} = \frac{N + L}{K} = \frac{2'400,000 + 700,000}{300,000} = 10.33$$

dd) Prueba del Nivel Tarifario:

$$\frac{B}{C} = \frac{I}{M + L + J} = \frac{2'200,000}{2'400,000 + 700,000 + 500,000} = 0.61$$

ee) Prueba de los Recursos Totales:

$$\frac{B}{C} = \frac{I}{J + K} = \frac{2'200,000}{500,000 + 300,000} = 2.75$$

Estos resultados muestran que para los participantes, así como para el sector eléctrico (usuarios, empresa eléctrica, fabricantes y distribuidores de equipos) este proyecto redundará en beneficios que superan a sus propios costos; sin embargo, el precio promedio de la energía abastecida por la empresa se verá afectado como consecuencia de los costos aplicados, viéndose desfavorecidos los usuarios no participantes en el programa.

Este ejemplo pone de manifiesto el mayor riesgo que presenta la Administración de la Demanda: los proyectos de DSM pueden favorecer a algunas actividades, regiones o grupos sociales a costa de los no participantes, por lo que, durante la planeación de la expansión del sistema la componente de DSM impulsada debe ser consecuencia de un proceso

incluyente e integral, esto es, resultado de un portafolio de proyectos que promuevan este tipo de proyectos entre todos sus usuarios, claro está, considerando sus propias especificidades y la temporalidad de los programas, de manera que los beneficios netos de unos coadyuven a financiar —parcial o totalmente— los subsecuentes. El siguiente ejemplo pretende clarificar los conceptos anteriores.

Ejemplo C: El Departamento de Planificación de la empresa "Luz Divina" ha incluido dentro de su plan de expansión una serie de proyectos de DSM, cuyo propósito fundamental radica en abastecer su territorio de servicio con la misma capacidad instalada manteniendo el nivel actual de confiabilidad. No obstante que el crecimiento demográfico de la región ha permanecido constante durante la última década, que los niveles de bienestar han crecido sin descanso en los años recientes, y que se espera así continúen, el portafolio de proyectos propuesto tiene como objetivo disminuir la tasa de crecimiento en el consumo de electricidad a 0%. Las cifras relevantes del plan de expansión se presentan a continuación.

	AÑO 1 ANTES PROGRAMAS DE DSM	AÑO 2 SIN PROGRAMAS DE DSM	AÑO 2 CON PROGRAMAS DE DSM
Ventas y clientes			
Total de usuarios	10,000	10,000	10,000
Ventas/usuario [kWh]	8,000	9,000	8,000
Total de ventas [kWh]	80,000,000	90,000,000	80,000,000
Costo por capacidad			
De la demanda actual [USD/kWh]	0.0375	0.0375	0.0375
De la demanda marginal [USD/kWh]		0.0300	0.0300
Costo de operación			
De la energía actual [USD/kWh]	0.0625	0.0625	0.0625
De la energía marginal [USD/kWh]		0.0500	0.0500
Componente de DSM			
Ahorro de energía [kWh]			10,000,000
Costos para la empresa [USD/kWh]			0.0100
Incentivos a los participantes [USD/kWh]			0.0150
Costos para los participantes [USD/kWh]			0.0300
Ingresos requeridos			
Costo por capacidad [USD]	3,000,000	3,300,000	3,000,000
Costo de operación [USD]	5,000,000	5,500,000	5,000,000
Costos de la empresa [USD]			100,000
Incentivos a los participantes [USD]			150,000
Total [USD]	8,000,000	8,800,000	8,250,000
Nivel tarifario [USD/kWh]	0.1000	0.0978	0.1031

Los resultados de los correspondientes estudios beneficio-costos se presentan a continuación:

ESTUDIO BENEFICIO-COSTO. PRUEBA PARA LOS PARTICIPANTES

Beneficios	\$1,127,778
Reducciones en el pago del servicio [10'000,000 kWh * 0.0978 USD/kWh]	\$977,778
Incentivos recibidos [10'000,000 kWh * 0.0150 USD/kWh]	\$150,000
Costos	\$300,000
Costos para los participantes [10'000,000 kWh * 0.0300 USD/kWh]	\$300,000
Beneficio neto	\$827,778
Beneficio/Costo	3.76

ESTUDIO BENEFICIO-COSTO. PRUEBA PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA

Beneficios	\$800,000
Costos del suministro evitados [8'800,000 USD - 8'000,000 USD]	\$800,000
Costos	\$250,000
Incentivos pagados a los participantes [10'000,000 kWh * 0.0150 USD/kWh]	\$150,000
Costos para la empresa eléctrica [10'000,000 kWh * 0.0100 USD/kWh]	\$100,000
Beneficio neto	\$550,000
Beneficio/Costo	3.20

ESTUDIO BENEFICIO-COSTO. PRUEBA DEL NIVEL TARIFARIO

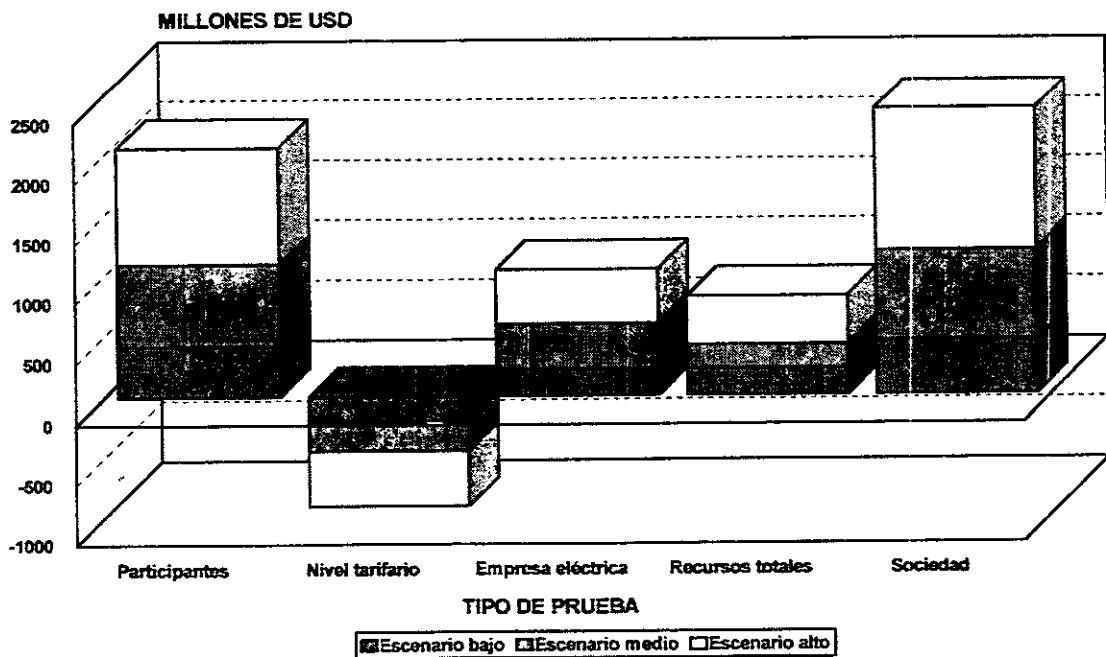
Beneficios	\$800,000
Costos del suministro evitados [8'800,000 USD - 8'000,000 USD]	\$800,000
Costos	\$1,227,778
Ingresos perdidos [10'000,000 kWh * 0.0978 USD/kWh]	\$977,778
Incentivos pagados a los participantes [10'000,000 kWh * 0.0150 USD/kWh]	\$150,000
Costos para la empresa eléctrica [10'000,000 kWh * 100,000 USD/kWh]	\$100,000
Beneficio neto	(\$427,778)
Beneficio/Costo	0.65
Incremento del Nivel Tarifario [0.1031 USD/kWh - 0.0978 USD/kWh]	0.0053 USD/kWh

ESTUDIO BENEFICIO-COSTO. PRUEBA DE LOS RECURSOS TOTALES

Beneficios	\$800,000
Costos del suministro evitados [8'800,000 USD - 8'000,000 USD]	\$800,000
Costos	\$400,000
Costos para los participantes [10'000,000 kWh * 0.0300 USD/kWh]	\$300,000
Costos para la empresa eléctrica [10'000,000 kWh * 100,000 USD/kWh]	\$100,000
Beneficio neto	\$400,000
Beneficio/Costo	2.00
Costos totales por el servicio de energía eléctrica	
Sin programa de DSM [3'300,000 + 5'500,000]	\$8,800,000
Con programa de DSM [8'800,000 USD - (800,000 USD - 400,000 USD)]	\$8,400,000
Precio promedio de la energía eléctrica	
Sin programa de DSM [8'800,000 USD/10,000 usuarios]	880 USD/usuario
Con programa de DSM [8'400,000 USD/10,000 usuarios]	840 USD/usuario

Los resultados de este ejemplo muestran claramente los beneficios derivados de la implementación de proyectos de Administración de la Demanda:

- Se reduce el consumo global de la energía requerida para satisfacer las necesidades de los usuarios sin menoscabo de las actividades a las que se destina.
- Se logra el diferimiento de las inversiones asociadas a la expansión del sistema de potencia; la economía de escala alcanzada al incrementar la capacidad permite reducir el precio promedio de la energía, disminución que se subsana a través de una menor demanda.
- No obstante que el precio promedio de la energía se incrementa, el menor consumo de energía permite reducir los desembolsos que los usuarios realizan por concepto del servicio de electricidad.
- La empresa eléctrica incorpora a sus recursos la eficiencia del lado de la demanda, es decir, la concesionaria invierte en equipos y sistemas que no posee en propiedad logrando beneficios financieros significativos.
- La sociedad en su conjunto se compromete a llevar a buen término los proyectos, lográndose un uso racional, eficiente y económico de los recursos estratégicos de la Nación.
- Con la conformación de portafolios balanceados de proyectos, los beneficios alcanzados se distribuyen entre todos los usuarios y estratos sociales.



Paul Grimsrud, DSM Benefit-Cost Analysis Workshop, EPRI, Palo Alto, CA, 1994

Figura 4.15 Resultados típicos de proyectos de DSM.

ASPECTOS COMPLEMENTARIOS.

No obstante que la metodología descrita y los ejemplos mostrados hasta ahora no han considerado los conceptos incluidos en esta sección, es preciso aclarar que su aplicabilidad está condicionada a las políticas establecidas, tanto por las empresas eléctricas como por los organismos reguladores.

Las externalidades, las variables de mayor sensibilidad, las curvas de potenciales, la temporización de los proyectos y las acciones post-proyecto son factores que en buena medida condicionan el éxito o el fracaso de los proyectos de Administración de la Demanda.

Elementos externos.

Los elementos externos o externalidades son impactos creados por el uso o producción de un bien o servicio que directa o indirectamente afectan a otras entidades no involucradas en los procesos de producción o consumo; estos efectos no están reflejados en el precio del bien o servicio. Un ejemplo de externalidad es el ruido que perciben los pobladores que habitan los linderos de una autopista.

La producción de electricidad impone cargas significativas sobre el medio ambiente. Aproximadamente dos terceras partes de las emisiones de SO₂ y un tercio de las emisiones de NO_x en los países desarrollados provienen de las plantas generadoras de electricidad; ambos gases causan depósitos de ácido dañinos a lagos, árboles, personas e incluso, estructuras de edificios. Además, la producción de electricidad origina contaminación en depósitos de agua, acumulación de desperdicios sólidos y problemas en el uso del suelo. Estos efectos de la producción y transmisión de energía eléctrica son externos, y se definen como un costo no reflejado en el precio pagado por los consumidores de electricidad ^[80].

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ● IMPACTO AMBIENTAL <ul style="list-style-type: none"> ▸ Polución del aire ▸ Polución del agua ▸ Consumo de agua ▸ Desechos sólidos ▸ Uso del suelo ▸ Campos electromagnéticos ● SALUD Y SEGURIDAD <ul style="list-style-type: none"> ▸ Calidad del aire en interiores ▸ Salud de los ocupantes ▸ Electrocuaciones ▸ Fugas de gas ● ECONOMÍA LOCAL <ul style="list-style-type: none"> ▸ Número de empleos ▸ Balance comercial | <ul style="list-style-type: none"> ● CALIDAD DE VIDA/CULTURAL <ul style="list-style-type: none"> ▸ Confort ▸ Impacto visual ▸ Espacios para confinamiento ● USO DE RECURSOS ENERGÉTICOS <ul style="list-style-type: none"> ▸ Balanza comercial ▸ Costos de conservación ▸ Bonos al monopolio ● RIESGO E INCERTIDUMBRE <ul style="list-style-type: none"> ▸ Diversificación de energéticos ▸ Diversificación de tecnologías ▸ Inestabilidad de precios |
|--|--|

Figura 4.16 Ejemplos de externalidades asociadas con proyectos de DSM

Algunos reglamentos existentes internalizan en los costos marginales parte de los costos ambientales asociados con la producción de electricidad (i.e. normas que limitan la cantidad de emisiones). Es probable que este método de manejo de las externalidades ambientales se amplíe en el futuro.

[80] Dilip R. Limaye. Demand Side Management: International Perspectives. SRC International. Copenague, Dinamarca. 1991.

Desde hace tiempo las autoridades y las empresas eléctricas han reconocido su preocupación acerca de la generación y transmisión, prueba de ello son las controversias surgidas durante la localización de plantas en zonas rurales o la creciente instalación de redes subterráneas. El catálogo de prácticas restrictivas, sin embargo, se ha ampliado significativamente conforme los organismos reguladores se han enfocado al desarrollo de políticas que limitan las emisiones residuales en aire, agua y cantidad de desechos sólidos.

No son pocos los entes reguladores que están incluyendo explícitamente los costos ambientales en los procesos de planeación y selección de recursos de las empresas eléctricas. Así, las autoridades están respondiendo a la creciente inquietud de la sociedad acerca de los efectos de calentamiento global, lluvia ácida e impacto visual.

Algunos economistas han sostenido que el óptimo control sobre las externalidades ambientales se puede lograr reflejando en los costos marginales de producción el daño marginal al medio ambiente, es decir, la mejor medida de las externalidades es el valor del daño causado. Empero, la valuación de los daños es, la mayor de las veces, un proceso difícil, impreciso y altamente costoso. La cuantificación de daños al medio ambiente reconoce los siguientes tipos de costos:

- *Costo del daño.* Es el valor del daño atribuido a los perjuicios ambientales.
- *Costo de control.* Es el incurrido para controlar las emisiones contaminantes que pudieran causar daños ambientales.
- *Costo de abatimiento.* Es el costo requerido para disminuir las emisiones contaminantes existentes a valores límite; su alcance es mayor al costo de control puesto que incluso considera los costos asociados al paro definitivo de las instalaciones.
- *Costo de mitigación.* Es el valor de los recursos necesarios para subsanar los daños ambientales ya presentes.

A continuación se describen en forma sucinta los principales métodos que se usan para incorporar las externalidades ambientales en la planeación y la selección de recursos de empresas y en la operación de sistemas de potencia.

En el primer método —denominado caracterización y descripción de efectos— las compañías suministradoras caracterizan y eliminan los efectos ambientales de varias opciones de generación sin tratar de evaluar sus impactos. Las diversas tecnologías se describen en función de sus atributos ambientales (tipos y tasas de emisión, uso de agua y uso del suelo). Este tipo de trabajo es un punto de partida útil y, generalmente, es la base para un análisis más detallado de las externalidades.

El procedimiento de rangos y pesos es una técnica que está sólidamente apoyada en juicios subjetivos o en una síntesis de la información obtenida de la caracterización detallada de los efectos ambientales. Las empresas que lo adoptan asignan una serie de pesos a diferentes factores ambientales (i.e. 11% a cambio global de clima, 15% a lluvia ácida, 16% al uso de agua, 17% para las emisiones al aire, etc.). Las tasas reales de emisión se multiplican por el factor ambiental y un peso porcentual (por ejemplo, el 15% asignado a lluvia ácida resulta de un factor de 40% para el SO₂ y 60% para el NO_x). De esta manera se va estableciendo una marca ambiental total para cada opción de recursos. El método es fácil de comprender, pero la falta de una base científica es inquietante, por lo tanto, puede ser usado sin restricciones como un modelo de uso interno.

TABLA 4.6
COMPARATIVO DE EMISIONES PARA PLANTAS CARBOELÉCTRICAS Y CICLOS COMBINADOS

Emisiones y desechos	Carboeléctrica con desulfurador	Ciclo combinado de gas
CO ₂ [g/kWh]	830	380
CO [mg/kWh]	75	34
SO ₂ [mg/kVh]	600	0
NO ₂ [mg/kVh]	600	350
UHC [mg/kWh]	0	18
Agua de desecho [g/kWh]	15	0
Cenizas [g/kWh]	34	0
Calor rechazado [MJ/kWh]	4.3	2.6

FUENTE: David J. Jhirad. Estrategias para el desarrollo sustentable del sector energético. USAID. 1993.

La monetización de externalidades ha usado dos métodos generales. El primero se refiere a la cuantificación y valuación directas de los daños reales causados en la sociedad por el uso de las diferentes tecnologías de producción. Los costos para la sociedad se estiman por los daños ambientales relativos. Así, las emisiones de SO₂ pueden referirse a productos forestales perdidos o problemas respiratorios humanos. Conceptualmente, la cuantificación y valuación directas de los daños ambientales es el método preferido; sin embargo, los aspectos técnicos y metodológicos son complejos y se presentan limitaciones de datos: cómo valorar el costo por la pérdida de instalaciones de recreo o cómo valorar el controversial paradigma de una gradual mortalidad humana por efecto exclusivo de contaminantes.

Un segundo método de monetización de externalidades es el llamado valuación implícita, y se apoya en los costos de control o mitigación de los contaminantes emitidos por cada tecnología de generación para llegar a una situación preestablecida. La racionalidad de este modelo radica en que el costo de los controles estima el precio que la sociedad está dispuesta a pagar por reducir la polución. El método tiene limitaciones (i.e. no todos los contaminantes están regulados), pero su desventaja principal es que los costos de control de contaminantes tienen poca relación con los daños efectivos impuestos a la naturaleza.

Los límites sobre los niveles de emisión o metas para cantidades de contaminantes (i.e. bajar y mantener las emisiones de CO₂ a los niveles de 1985) es otro método de amplia aceptación. Sus proponentes arguyen que el método evita la complejidad de modelos para valorar en forma directa los daños y, en cambio, permite mejorar la calidad ambiental a costa de un incremento en los costos para la empresa eléctrica y sus usuarios.

Como se puede ver, existen una serie de técnicas para estimar las externalidades ambientales. No obstante que los métodos de cuantificación difieren significativamente, algunos análisis indican que los resultados obtenidos a través de todos ellos implican un sobrepago en los costos marginales de producción alrededor del 10 al 15% ^[81].

Los métodos hasta ahora presentados se concentran principalmente en la planeación de largo plazo y la selección de tecnologías. Grupos ecologistas han sugerido que las decisiones operativas a corto plazo de las empresas también deben reflejar externalidades ambientales como consecuencia de los grandes niveles de contaminación producidos en las plantas existentes. De hecho, proponen que cada empresa valore sus externalidades sobre una base de despacho a

^[81] Eric Hirst. Creating the future: Integrated Resource Planning for Electric Utilities. Oak Ridge National Laboratory. Oak Ridge, Tenn. 1991.

costo pleno, es decir, que se moneticen en el costo marginal de la energía los costos directos de combustibles y mantenimiento. Este método aún no es muy aceptado, puesto que su adopción causaría grandes incrementos en los precios de la energía eléctrica.

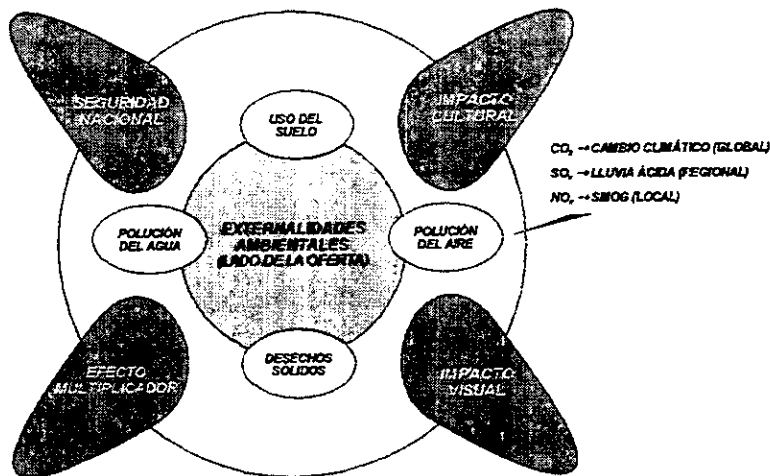


Figura 4.17 Externalidades ambientales en el Sector Eléctrico

Actualmente, muchas empresas argumentan lo inapropiado que resulta gravar únicamente el costo de producción de la electricidad, y no afectar a los consumidores de otros combustibles. En el futuro, seguramente se fortalecerá esta discusión y habrán de presentarse serios cuestionamientos acerca del papel que desempeñan los organismos reguladores y las agencias gubernamentales en lo concerniente a la valoración de las externalidades.

Riesgo e incertidumbre.

Hasta ahora la metodología de evaluación propuesta ha sido presentada bajo un enfoque determinístico, es decir, todas las entradas de costos y beneficios se han calculado según un plan idealizado. En el mundo real las cosas nunca trabajan tan bien; en muchos proyectos existen costos excedidos y retrasos costosos, y los costos de operación pueden cambiar significativamente de los estimados (particularmente el costo de combustibles). Los beneficios también pueden variar de aquellos originalmente estimados por el analista, particularmente los referentes a la tasa de participación y a la persistencia de las medidas.

Ciertos excesos de costos, que son causados por retrasos en el proyecto no sólo cambian significativamente los costos del proyecto, sino que además reducen sustancialmente sus beneficios. Es siempre prudente tomar en cuenta dichos aspectos mediante la realización de algún análisis de riesgos, el cual puede concretarse a la simple medición de la respuesta de la relación B/C a variaciones predecibles en las entradas o salidas del proyecto.

En algunos casos puede justificarse adicionalmente la realización de un análisis de riesgos completo, utilizando un enfoque probabilístico a fin de evaluar el efecto neto combinado de cambios en todas las variables o la posibilidad de que varios cambios ocurran juntos. La evaluación de proyectos involucra suposiciones con varios grados de incertidumbre; ocasionalmente estas incertidumbres individuales pueden combinarse para producir una incertidumbre total de proporciones críticas.

Los análisis de sensibilidad y riesgo afectan la selección de la solución de menor costo. Un proyecto que presente una alta relación B/C pero que también sea altamente sensible a las variaciones en sus elementos de costo y beneficio, puede ser menos favorable que una alternativa con menor B/C pero menos riesgosa.

Análisis de Sensibilidad.

El análisis de sensibilidad es una revisión del impacto que los cambios en entradas, beneficios o costos del proyecto seleccionado, o la combinación de éstos, puede tener sobre el valor presente neto del proyecto o su relación B/C. Una o más variables son cambiadas dentro de límites razonables para ver el efecto posible sobre el cambio en el valor presente neto del proyecto y su posible B/C. El propósito puede ser calcular la variación de una variable (i.e. la tasa de participación o el costo del proyecto), que reducirá el valor presente neto de los beneficios del proyecto a cero.

Este resultado será indicativo del nivel de participación o el costo del proyecto por abajo o encima del cual, respectivamente, se podrá desechar el proyecto. Otra alternativa puede ser calcular valores de entradas o salidas que reducirán los beneficios del proyecto por abajo del nivel de suspensión, definido como el umbral por debajo del cual los proyectos no serán aceptados; la tasa de suspensión depende en alto grado del nivel de riesgo del proyecto. Un proyecto con una alta volatilidad en algunas entradas o salidas necesitará, por lo tanto, una tasa de suspensión aceptable mucho mayor que un proyecto con estimados casi seguros.

El análisis de sensibilidad es entonces un medio esencial y fácil para evaluar la vulnerabilidad de la rentabilidad del proyecto ante futuras y eventuales desviaciones de los mejores estimados. Puede ser también de gran ayuda para evaluar el grado de riesgo asociado al proyecto, o bien, para identificar las entradas o salidas que afectan significativamente el resultado del proyecto. Una vez identificadas, debe emprenderse un estudio más cuidadoso de estas variables para integrar mejores estimaciones y así obtener un cálculo más firme del valor presente neto y de la relación B/C del proyecto.

En particular, la industria de la electricidad reconoce a la tarifa como la variable que en mayor grado afecta el desempeño financiero de un proyecto. La creciente disponibilidad de poderosas herramientas de cálculo ha facilitado la realización de análisis de sensibilidad complejos, que valoren el efecto simultáneo de varios parámetros sobre la viabilidad financiera y económica de un proyecto.

Análisis de Riesgo. ^{[82][83][84]}

Para la mayoría de los proyectos, el análisis de sensibilidad puede ser suficiente para satisfacer al inversionista sobre la vulnerabilidad de la relación beneficio-costos a variaciones razonables en los valores de entradas o salidas del proyecto, y de ahí determinar el grado de riesgo en la inversión.

[82] Hisham Khatib. Economics of reliability in electrical power systems. Technicopy, Glos. 1978.

[83] S. Reutlinger. Techniques for project appraisal under uncertainty. John Hopkins University Press. 1970.

[84] D.B. Hertz. Risk analysis in capital investment, en *Harvard Business Review*. Octubre, 1979.

En el caso de proyectos más importantes que conlleven nuevas operaciones con escasas experiencias previas, debe llevarse a cabo un análisis de riesgo. El análisis de riesgo requiere un conocimiento sofisticado de la teoría de expectativas y de probabilidad, así como de un criterio de valor.

En el enfoque determinístico, la relación B/C para el proyecto se presenta como una sola cifra, la cual es en realidad un sólo punto de una curva continua que representa las posibles combinaciones de sucesos futuros. Es mucho más preciso calcular la relación B/C en una forma de gráfica; esta técnica no sólo muestra el valor más probable sino que además permite cuantificar su posibilidad de ocurrencia.

De esta manera, el análisis proporcionará al inversionista un mayor conocimiento sobre la probabilidad de que la inversión logre el rendimiento esperado, o bien, establecerá cómo cualquier variación de éste se asocia a su probabilidad de ocurrencia. Esto no sólo agudizará el conocimiento del inversionista sobre la rentabilidad de la inversión, sino que en algunos casos, afectará la selección de la solución de costo mínimo.

La idea del análisis de riesgo es tratar de presentar cada uno de los valores principales de entradas y salidas del proyecto en la forma de una curva de distribución normal mostrando cada evento con posibilidad de ocurrir. Por ejemplo, el costo más probable del proyecto es C , pero la posibilidad de que esto suceda es 50%; la posibilidad de que se convierta en $1.50C$ es 10%, pero es imposible exceder de $2C$; mientras que la probabilidad de que se convierta en $0.95C$ es 20%, y nunca puede ser menor a $0.90C$.

Información como la antes expresada permite obtener curvas de distribución similares a las mostradas en la Figura 4.18. Dichas curvas de distribución pueden ser construidas no sólo para el costo, sino también para programar los pagos, el tiempo de ejecución del proyecto, el costo de operación, el crecimiento del mercado, etc.

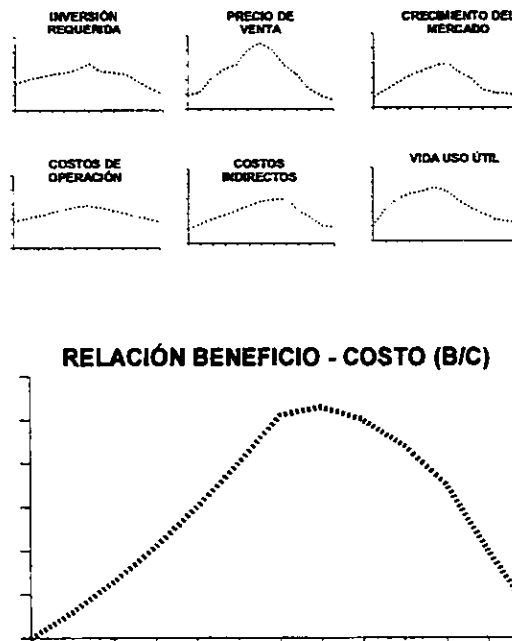


Figura 4.18 Presentación probabilística de beneficios, costos y B/C.

No hay una forma precisa de obtener estas curvas, sin embargo, se presentan como una herramienta para quienes estiman los valores posibles de los elementos principales de costos y beneficios. Su interpretación depende del criterio de valor de quien estima, cuyo origen emana del conocimiento de proyectos previos, así como de la experiencia y el pleno entendimiento del mercado.

Estableciendo al azar diferentes combinaciones para los componentes de costos y beneficios más significativos—cada uno con su probabilidad de ocurrencia— se calcula en forma iterativa la relación B/C para cada escenario. La integración de todos los escenarios obtenidos da como resultado una curva de B/C que muestra su pico, su valor más probable, su posibilidad de ocurrencia, y la desviación probable de este rendimiento asociado a su probabilidad. De esta manera, se puede clarificar el grado de riesgo asociado al proyecto.

Terminación del proyecto de DSM.

Los proyectos de Administración de la Demanda, al igual que cualquier otro proyecto de ingeniería, atraviesan por una serie de etapas evolutivas (diseño, implementación, desarrollo, ejecución) y un periodo esperado de vida.

Este tipo de programas busca incorporar capacidad adicional al sistema a través de la acumulación de recursos del lado de la demanda, los cuales difieren de aquellos que la empresa eléctrica agrega en su forma más convencional. Las diferencias más significativas se encuentran en la propiedad y la vida de los recursos ampliados; evidentemente, ambos conceptos están vinculados al compromiso que se establece entre la concesionaria y sus usuarios.

El comienzo de un proyecto de DSM se identifica por la creciente incorporación de capacidad caracterizada por la pendiente de participación, cuya tasa se pronostica y modula con base en los mecanismos de promoción e incentivos ofrecidos para lograr la transformación deseada del mercado.

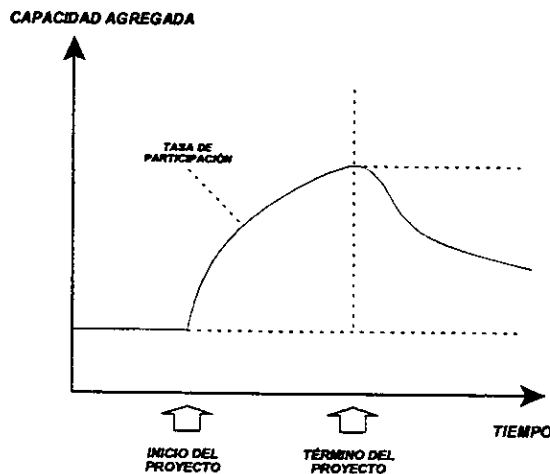


Figura 4.19 Evolución de proyectos de DSM.

Cuando el proyecto alcanza su madurez y se ha completado el número de participantes, el sostenimiento de la capacidad agregada es la variable a controlar, toda vez que estos recursos no son de tan larga duración como su contraparte del lado del suministro. Así, la prolongación del programa es consecuencia directa de la incorporación de

nuevos participantes, la confiabilidad de los equipos instalados y los estímulos ofrecidos para que persistan las medidas.

Al término del proyecto, ocurre la combinación de los siguientes tres escenarios:

- Escenario *no pasa nada*, donde los usuarios sustituyen los equipos eficientes incluidos en el programa con cualquiera de las tecnologías disponibles en ese momento, lo cual evita costos adicionales del proyecto y la pérdida gradual de la capacidad agregada.
- Escenario *el usuario toma la iniciativa*, donde los usuarios, por su cuenta, compran alguna de las tecnologías más eficientes disponibles en el mercado para reemplazar los equipos incluidos en el programa; este escenario se caracteriza por mayores costos incrementales para los usuarios, un retraso en la pérdida de la capacidad agregada y ningún costo adicional para las empresas eléctricas.
- Escenario *la empresa eléctrica toma la iniciativa*, donde los usuarios deciden obtener nuevamente provecho de algún otro programa que la empresa ofrece como prolongación o sustitución del primero, lo cual implica costos adicionales para la concesionaria quien puede incrementar la capacidad agregada en función de los objetivos trazados y las metas alcanzadas.

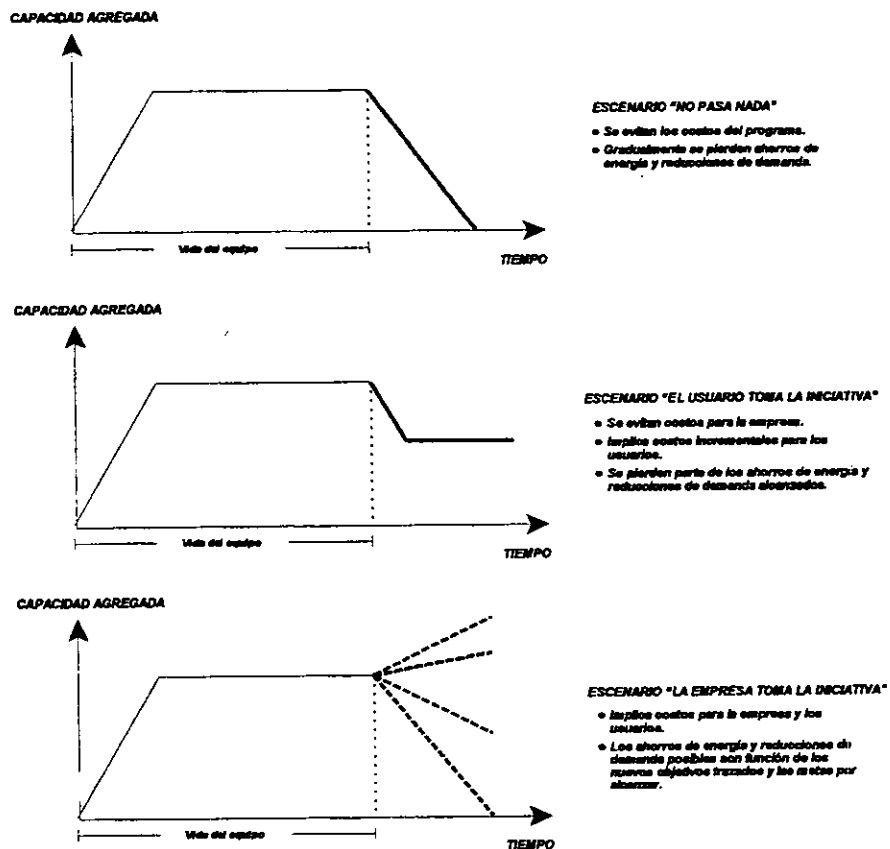


Figura 4.20 Terminación de proyectos de DSM.

Curvas de potenciales asociados a DSM.

Los análisis de DSM presentan usualmente los ahorros en términos de los requerimientos de capacidad pico evitados (demanda) y energía no generada por el sistema de potencia. Por convención, el portafolio de proyectos factibles es presentado en forma progresiva con base en el costo marginal de cada una de las medidas propuestas.

En DSM, ninguno de los ahorros obtenibles en los usos finales conlleva un sacrificio en el bienestar de los usuarios ni tampoco una pérdida en el crecimiento económico regional y/o nacional. Las medidas se diseñan para incrementar la eficiencia, no para reducir el número de aplicaciones de uso final o disminuir los niveles de bienestar o productividad industrial.

La Figura 4.21 ejemplifica una curva típica de energía ahorrada, la cual muestra el costo de cada una de las medidas que integran un portafolio de proyectos determinado; incluyéndose los potenciales económico y alcanzable. La curva de potencial económico señala los ahorros por kWh que se alcanzarían si todos los programas se llevaran a cabo entre el 100% de los usuarios elegibles. La curva del potencial alcanzable señala los ahorros probables considerando las imperfecciones del mercado [85].

Esta presentación estándar permite comparar los costos de las medidas contra los costos marginales o evitados de energía para la empresa eléctrica.

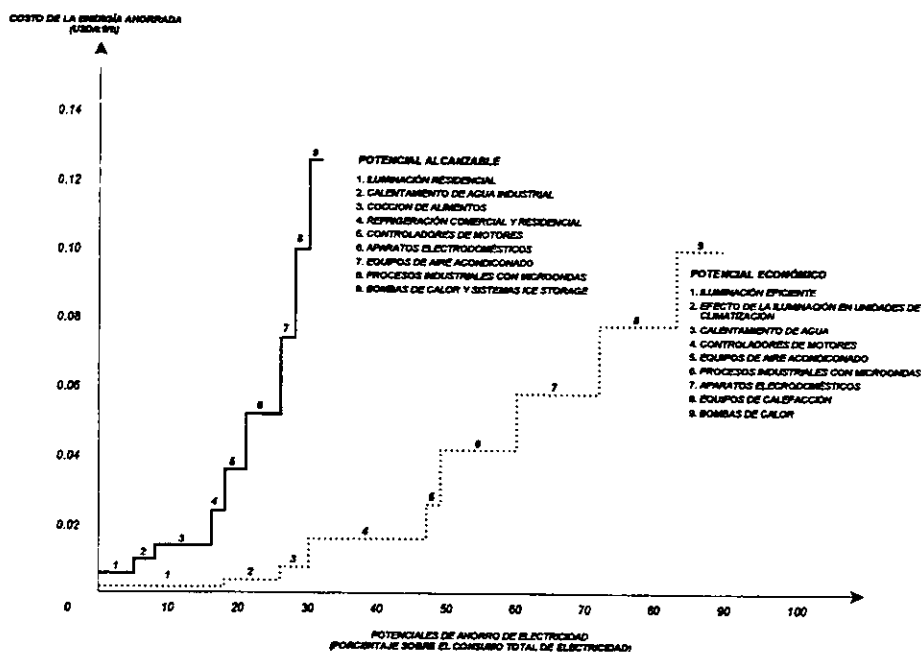


Figura 4.21 Curvas de potenciales asociados a DSM.

[85] Las curvas de carga de DSM son presentadas en términos del costo de la energía ahorrada (Cost of Conserved Energy - CCE), costo de la demanda reducida (Cost of Conserved Demand - CCD), y costo de la eficiencia incremental (Cost of Electricity Efficiency - CEE).

Como se puede observar, existen una serie de proyectos cuyos costos representan cero inversiones; la altura de los escalones representa el costo de cada una de las medidas y el área bajo cada escalón su potencial estimado; los proyectos más lejanos al origen representan mayores costos. Entonces, la importancia de estas curvas radica en la identificación de los proyectos con mayor relación B/C. De esta manera, los beneficios derivados de la implantación de los primeros proyectos podrán financiar parcial o totalmente los programas subsecuentes.

En la Tabla 4.7 se muestran, en forma parcial, los resultados obtenidos a partir de un portafolio de proyectos propuestos para lograr la disminución del consumo y la demanda eléctrica de la industria nacional. Esta constituye una forma alterna para presentar los potenciales alcanzable y económico ^{186]}.

TABLA 4.7 POTENCIALES ECONÓMICO Y ALCANZABLE EN EL SECTOR INDUSTRIAL DE MÉXICO				
	CONSUMO PROYECTADO [MWh]	AHORROS DE ENERGÍA [MWh]	DEMANDA PROYECTADA [MW]	REDUCCIONES EN DEMANDA [MW]
POTENCIAL ECONÓMICO				
Fuerza motriz	92,478,302		16,501	
Motores alta eficiencia		13,356,706		1,791
Controladores de frecuencia		26,693,190		2,146
Uso de bandas tipo V		70,090		9
Uso de bandas sincronas		1,962,668		263
Selección de capacidad		3,509,547		471
Equipos de iluminación	9,327,553		1,665	
Iluminación interior		2,604,820		352
Iluminación exterior		241,129		31
Unidades de aire acondicionado	1,036,394		186	29
Medidas de bajo/nulo costo		7,663,128		1,027
Tarifas alternas		2,398,316		3,446
TOTALES		58,671,771		9,566
POTENCIAL ALCANZABLE				
Fuerza motriz	92,478,302		16,501	
Motores alta eficiencia		2,337,435		313
Controladores de frecuencia		2,689,266		214
Uso de bandas tipo V		63,081		9
Uso de bandas sincronas		1,198,513		161
Selección de capacidad		526,426		70
Equipos de iluminación	9,327,553		1,665	
Iluminación interior		1,302,411		176
Iluminación exterior		120,571		16
Unidades de aire acondicionado	1,036,394		186	10
Medidas de bajo/nulo costo		6,896,816		925
Tarifas alternas		1,977,076		3,109
TOTALES		17,169,036		5,004

^{186]} RCG Hagler Bailly Inc. Antecedentes y propósito de la implementación de DSM en México. USAID. Washington, DC. 1995.

Temporización de proyectos.

Temporizar un proyecto es importante para asegurar la rentabilidad del mismo. A menudo, el retraso de los proyectos conlleva la pérdida de algunos sus beneficios pronosticados y no obstante que los costos permanecen constantes, la relación beneficio-costos se ve disminuida.

En otros casos puede suceder que algunas partidas de costos presenten variaciones significativas a lo largo del tiempo en virtud de que las tecnologías propuestas aún no alcanzan su madurez en el mercado. Lo anterior da lugar a la adquisición de equipos tasados a un precio presente muy elevado en comparación con su precio esperado en el mediano plazo. En tales situaciones, el diferimiento del proyecto deberá ser seriamente considerado.

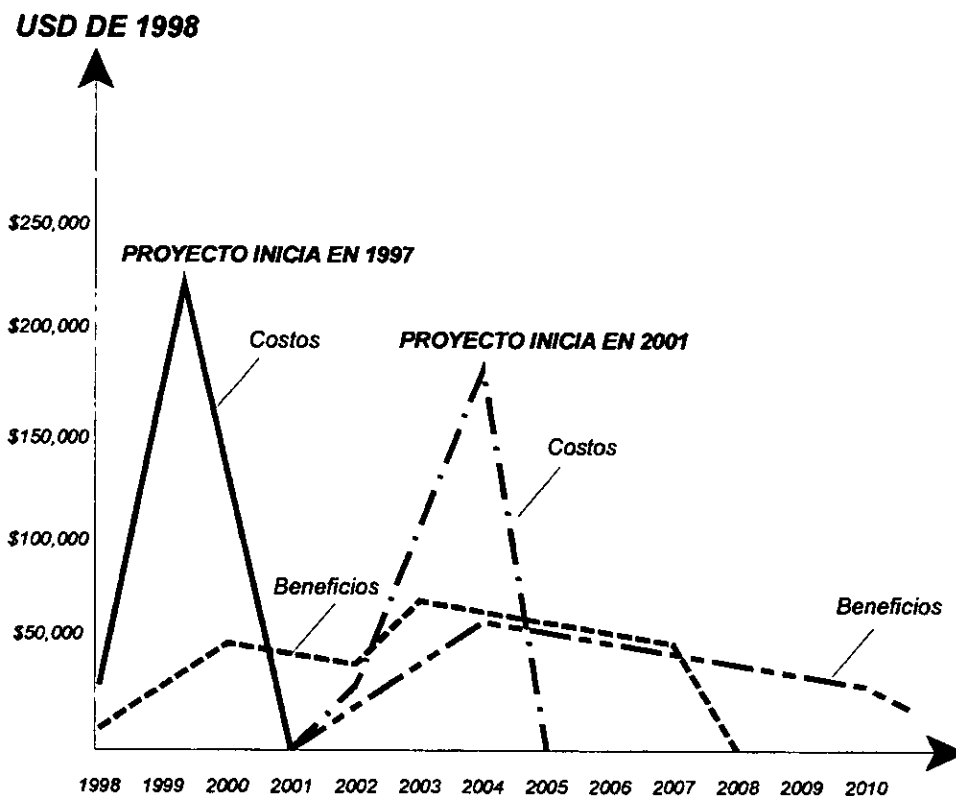


Figura 4.22 Temporización de proyectos.

Los proyectos de DSM deben ser analizados a la luz de dos objetivos fundamentales: la maximización de los beneficios netos esperados del programa, y la maximización de la relación beneficio-costos. La Tabla 4.8 presenta los resultados obtenidos para un proyecto de sustitución de unidades de iluminación, donde se pretende reemplazar lámparas de vapor de mercurio instaladas en naves industriales con lámparas de electrónicas (también denominadas lámparas de microondas), tecnología que se encuentra en su fase inicial de desarrollo.

TABLA 4.8										
TEMPORIZACIÓN DE PROYECTOS. LÁMPARAS DE VAPOR DE MERCURIO vs LÁMPARAS ELECTRÓNICAS										
AÑO DE INICIO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Beneficios netos [MUSD de 1998]	(\$136)	(\$75)	(\$16)	\$40	\$94	\$145	\$139	\$132	\$126	\$121
Relación B/C	0.95	0.97	0.99	1.02	1.05	1.07	1.11	1.07	1.07	1.07

Como se puede observar, después de seis años el programa referido muestra los beneficios máximos, mientras que la máxima relación beneficio-costos se logra al siguiente año. Las políticas establecidas por la empresa eléctrica y las restricciones impuestas por el ente regulador serán las variables de decisión para llevar a cabo este proyecto.

CONCLUSIONES

A lo largo del presente trabajo se ha mantenido un paralelismo entre la empresa eléctrica más importante de México, la Comisión Federal de Electricidad, y la introducción del concepto de Administración de la Demanda, estableciéndose sus características principales y los beneficios derivados de una eventual correlación.

Haber considerado por muchos años a la energía como un recurso ilimitado y de bajo costo, auspició la creación de equipos y sistemas con altos índices de consumo por unidad de producto o servicio entregado. Este hecho, junto con la evolución creciente de los precios de la energía y los desarrollos tecnológicos alcanzados en la última década, han transformado a la Administración de la Demanda en un recurso, cuya escala puede competir hoy con la creación de nueva infraestructura.

La magnitud de la energía que se puede ahorrar —al producir un efecto multiplicador— está sujeta, por un lado, al tamaño del parque actual de los equipos instalados y al diferencial de consumo técnicamente viable con las más recientes tecnologías y, por otro lado, los costos que implican esta modernización.

La Administración de la Demanda es un recurso que se construye a partir de millones de modificaciones relativamente pequeñas a los equipos actualmente instalados y a la forma en que éstos son operados. Los estudios emprendidos por los organismos nacionales encargados de la promoción del ahorro y uso eficiente de la energía han identificado oportunidades y ahorros potenciales significativos que aún esperan ser explotados, lo cual permitiría: posponer importantes inversiones en el sector energético; preservar los recursos estratégicos nacionales; mejorar la calidad del medio ambiente; incrementar la comodidad de los usuarios y la productividad de las empresas, todo ello contribuyendo a reducir el costo de oportunidad sobre el uso de recursos financieros y de divisas escasas.

La participación nacional en el valor de la nueva infraestructura de producción de energía es cada vez menor en virtud de la liberalización de los mercados; ello ha originado un desmantelamiento gradual de los proveedores mexicanos del sector. De ahí que el carácter desagregado de la alternativa de DSM en México, podría coadyuvar a la reconstrucción de las cadenas productivas hoy casi inexistentes, toda vez que los equipos involucrados en este tipo de programas se producen, distribuyen e instalan localmente, lográndose un impacto positivo en el número de empleos ofrecidos a nivel regional y en el desarrollo tecnológico del país.

El desarrollo tecnológico, entendido como la evolución del conocimiento y la práctica en el diseño, ensamble y operación de equipos y sistemas, permite menores costos y mayor calidad de aquello que se produce en el marco de un desarrollo sustentable; este proceso ocurre en pequeños incrementos reflejados en variaciones marginales que, agregadas, resultan en los grandes avances. Pero el desarrollo tecnológico no se refleja únicamente en el *performance* de los equipos y sistemas; también ocurre al transformar los métodos de planeación y administración adoptados por quienes los diseñan, fabrican y operan. Las empresas mexicanas, tan acostumbradas a importar tecnología, deben realizar un ejercicio serio de autocrítica con el propósito de valorar la ingeniería propia y buscar trascender mediante la creatividad de los diseñadores, constructores y operadores nacionales.

Como todo proceso de cambio que pretende modificar las estructuras del desarrollo, las transformaciones iniciadas en 1982 trajeron consigo impactos severos en la política, la economía y la sociedad mexicanas. También involucraron graves riesgos reflejados en un enorme esfuerzo social derivado de los ajustes económicos, nuevas demandas de carácter social y político y un reordenamiento en las condiciones y el desempeño de los factores de la producción.

Lo cierto es que este cambio estructural de la economía no ha logrado traducirse en bienestar generalizado y perdurable; aún persisten la desigualdad social y la pobreza extrema. De ahí que el debate nacional se haya centrado en la viabilidad del modelo económico seguido, así como en el condicionamiento de la política social respecto a la estrategia económica.

El gobierno federal ha manifestado que la desigualdad social es un fenómeno asociado tanto con la forma en la que se distribuye la riqueza y el ingreso nacional, como con las diferencias de acceso a las oportunidades de bienestar. También sostiene que la pobreza extrema está vinculada a varios factores, entre ellos, la insuficiencia del ingreso; los problemas de alimentación, salud y educación; una alta tasa de fecundidad y una marcada dispersión territorial; bajos niveles de productividad y capacitación; y un escaso financiamiento para articular cadenas productivas.

Ante esta situación, podrían replantearse los mecanismos a través de los cuales se posibilitan las crecientes necesidades de infraestructura para la producción de energía eléctrica, de manera que estos recursos se canalicen hacia otros proyectos que aceleren el desarrollo regional y/o nacional.

En los capítulos previos se ha establecido la magnitud de la Comisión Federal de Electricidad, que sin ser la empresa eléctrica más grande a nivel mundial, su operación, expansión, atribuciones y marco regulador la convierten en una empresa por demás compleja. La CFE se encuentra actualmente inmersa en un proceso de cambios estructurales todavía no concluidos. Enfrenta la necesidad de obtener elevadas tasas de crecimiento indispensables para abatir el rezago originado por las crisis recurrentes, subsanar la obsolescencia de muchas de sus instalaciones, atender la creciente demanda en las regiones más pujantes del país, sin incumplir la misión social de electrificación de nuevas poblaciones que buscan integrarse al ritmo del desarrollo nacional.

Además, se ha vinculado el proceso de expansión del sistema de potencia —en términos del margen de reserva disponible— al proceso de financiación de nueva infraestructura. En primera instancia, se idealizaría un esquema que conduzca a la sociedad en dirección del uso racional y económico de la energía eléctrica, eliminando desperdicios y costosas ineficiencias; a la vez que la empresa eléctrica cumple metas incrementales de productividad y calidad del servicio prestado. Este esquema podría dotar los recursos suficientes y oportunos para garantizar que, a un mínimo costo, las metas propuestas sean alcanzadas consistentemente.

Aun considerando la importancia que presenta la infraestructura eléctrica en el desarrollo nacional, este esquema no debiera distraer recursos necesarios para atender las necesidades más apremiantes de la sociedad, es decir, la empresa se ubicaría en un contexto de autofinanciación, siempre tomando en cuenta su importante participación tributaria. El mejor

instrumento para lograr esta meta es el marco tarifario emanado de un proceso de planeación de recursos integrados, que considere tanto el lado de la oferta como el lado de la demanda.

Empero, la realidad de CFE está lejana del escenario antes descrito. El marco tributario establecido por el gobierno federal impide que la empresa pueda sufragar por sí misma la expansión requerida del sistema, mismo que, al basarse en el monto de los activos en operación, no estimula la creación de más infraestructura y da lugar a transferencias virtuales de fondos equivalentes (aprovechamiento y subsidio), entre la Tesorería de la Federación y la CFE.

La percepción generalizada de mala gestión de los recursos públicos, aunada a un contexto de contención salarial y tasas de interés elevadas, ha dado lugar a una opinión pública contraria a la canalización de mayores recursos hacia empresas paraestatales ineficientes. Por esta razón, la participación de capitales privados se ha tornado impostergable en el sector eléctrico.

Así, bajo las premisas de la liberalización de los mercados y comprometiéndose con la sociedad en su conjunto, en particular con los núcleos poblacionales más desfavorecidos, resulta conveniente valorar la instrumentación de nuevas medidas en el sector eléctrico nacional como las que a continuación se mencionan:

- Concertar un nuevo marco tributario que refleje las especificidades del sector y estimule las inversiones productivas, conciliando los intereses de una empresa de bien público sin fines de lucro, y las obligaciones que asume con la redistribución de riqueza y la promoción del desarrollo nacional.
- Poner en práctica un plan de asignación eficaz de subsidios que considere la existencia de la división internacional del trabajo (i.e. actualmente los bloques de menor consumo de las tarifas residenciales proporcionan beneficios a todos los consumidores, incluso a aquellos pertenecientes a las clases más pudientes). En la medida que esta política se concrete, disminuirán —en términos relativos— las transferencias virtuales entre tesorerías, logrando que la Federación obtenga mayores fondos para proyectos ajenos al sector y que la industria nacional se beneficie al evitar controversias asociadas a prácticas de competencia desleal interpuestas en su contra.
- Garantizar que el servicio de energía eléctrica sea prestado a costo mínimo. Este concepto conlleva dos elementos implícitos: el primero es que la empresa está obligada a proporcionar el servicio con recursos tanto del lado de la oferta (concepto tradicional) como del lado de la demanda (DSM); el segundo se refiere a la activa participación del ente regulador durante las etapas de integración del plan de expansión, así como de fijación del nivel y estructuras tarifarios propuesto por la concesionaria.

Este último punto reviste particular interés en nuestro país. En 1993 se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y, desde entonces, sus tareas se han enfocado al establecimiento de un marco regulador que promueva la participación de capital privado en las industrias eléctrica y del gas. Hasta ahora, se han soslayado las principales funciones del ente regulador, a saber: conducir la planeación de la expansión de la oferta energética fijando el nivel adecuado de confiabilidad, proteger al consumidor, así como aprobar el nivel y la estructura tarifarios. En contraparte, se ha privilegiado su tarea de garante del libre ejercicio de las actividades a cargo de particulares, limitando su actuación a un órgano de promoción de nuevas inversiones.

Con anterioridad se estableció que el éxito de la Administración de la Demanda se fundamenta en los entes reguladores, quienes se han constituido en el factor detonante para la decidida participación de las empresas eléctricas en su papel promotor de ambiciosos programas de DSM. El ente regulador es el agente que promueve entre las empresas eléctricas la búsqueda e incorporación de las alternativas disponibles más económicas para cubrir sus demandas.

La existencia de marcos reguladores claros y organismos reguladores fuertes e independientes es requisito indispensable para cualquier acción efectiva en el largo plazo en materia de DSM. Para promover un desempeño superior de las empresas eléctricas, es necesario un marco regulador independiente de cualquier patrocinio, que separe con claridad los papeles del gobierno y los de las compañías suministradoras. En particular, el gobierno mexicano desempeña el papel de dueño y regulador de las empresas generadoras de energía eléctrica; de ahí que surja la necesidad de disociar ambas funciones, lo cual bien pudiera lograrse a través de la ciudadanización de la CRE. Un buen ejemplo de la conveniencia de adoptar esta medida lo es el Instituto Federal Electoral.

Estas propuestas, sin embargo, no son suficientes y deben complementarse con esquemas que dinamicen las funciones operativa y empresarial de la CFE. Es preciso en este punto recordar que si hubiera que fijar una sola razón para explicar el surgimiento de la Ingeniería Financiera, ésta sería la falta de estabilidad: en el sistema de cambios, en las tasas de interés, en los mercados, en la solvencia de los países, y en resumen, en la presencia de un riesgo mayor asociado al conjunto de operaciones financieras y comerciales de las empresas. Por ello, muchas empresas han concluido que esta inestabilidad puede causarles serias dificultades en la obtención de los flujos de efectivo esperados y, en algunos casos, llevarlas a la quiebra aun siendo los líderes tecnológicos y/o monopolios en crecimiento.

Todo ello ha creado la demanda de instrumentos que gestionen casi todo tipo de riesgos, incluso aquellos que escapan totalmente del control empresarial. Ante los nuevos y mayores riesgos, las empresas examinan, en primer lugar, su propia estructura buscando identificar las variables que más pueden afectarles, bajo una doble actitud: (i) tratar de prever los riesgos e intentar evitarlos, o bien, (ii) ante la ineficacia de las previsiones, tratar de protegerse, esto es, cambiar y reforzar el perfil de riesgo, con lo cual no se trata de evitar el riesgo —lo cual es imposible— sino gestionarlo mediante un cambio en el tipo de operaciones que realiza la empresa y/o añadiendo a su cartera algún producto financiero que les permita incorporar una mayor cobertura ante los eventuales riesgos.

En este sentido, se observa a la CFE como una entidad con poco ánimo para fomentar la competencia interna y externa; actuando con la seguridad de un monopolio sostenido a través de un mandato constitucional; inmersa en un ambiente de incertidumbre agudizado por la existencia de un marco regulador insuficiente que da lugar a que la empresa esté sujeta a las coyunturas de la economía nacional; poco sustentada en una planeación de largo plazo con orientación social que promueva el desarrollo regional; y cuyas actividades de Ingeniería Financiera se limitan a modificar el perfil de sus pasivos.

Es evidente que aun cuando se han experimentado cambios estructurales significativos en la CFE, éstos han sido insuficientes para enfrentar la problemática del Sector Eléctrico Nacional. Para ello, CFE debe transformar su propósito único y primario de producción de electricidad, para convertirse en una empresa oferente de servicios energéticos, esto es, un ente financiero que incursiona en campos afines y no desconocidos, como son: la promoción de la venta de equipos eficientes entre sus clientes; establecimiento, apoyo y conducción de organizaciones educativas; así como la distribución de energía generada por otras compañías o personas. Lo anterior constituye el enfoque moderno de la empresa eléctrica.

ANEXO A.

JUSTIFICACIÓN TEÓRICA DEL USO DE COSTOS MARGINALES EN EL PROCESO DE TARIFICACIÓN

El presente Anexo pretende explicar —con base en las conclusiones de la economía del bienestar— las razones que han llevado a muchos economistas a recomendar la tarificación a costos marginales para sectores de la economía estructuralmente no competitivos y regulados por el gobierno. Se intenta, en tales sectores de la economía, reproducir los resultados de un mercado perfectamente competitivo, con miras al empleo óptimo de los recursos de la sociedad.

Realizar esta tarea para todas las industrias no competitivas de la economía permite satisfacer las tres condiciones necesarias y suficientes para la utilización eficiente de los recursos: (i) que la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser la misma para todos los consumidores; (ii) que la tasa marginal de sustitución técnica entre cualquier par de insumos debe ser la misma para todos los productos; y (iii) que la tasa marginal de transformación del producto debe igualar la tasa marginal de sustitución para cualquier par de mercaderías. Para quienes buscan profundizar los temas de Microeconomía más allá de lo permitido por el resumen presentado en este Anexo se recomienda a Mansfield ¹⁸⁷¹, cuyo tratamiento de la teoría microeconómica es altamente didáctico.

TEORÍA DE LA DEMANDA DEL CONSUMIDOR.

Utilidad total y marginal.

La comprensión de la teoría de la demanda del consumidor requiere la definición del concepto de utilidad. Se considera inicialmente que la utilidad es mensurable, como si cada consumidor, al adquirir determinada canasta de productos, pudiese medir su satisfacción en algún dispositivo que diría cuanto “útiles” alcanza su placer adquisitivo.

¹⁸⁷¹ E. Mansfield. Micro-economics: Theory and Applications. W.W. Norton & Co. New York, 1985.

Todavía, para facilitar el raciocinio, se supondrá que existen solamente dos ítemes de consumo: el pan y el circo. No obstante que nuestra sociedad está bien distante de la Roma Antigua —en términos de sofisticación consumista— los resultados del análisis simplificado pueden ser generalizados para incluir cualquier número de productos. En este mercado hipotético, los consumidores escogen entre canastas de productos conteniendo diferentes cantidades de panes y boletos para el Coliseo.

Bajo este contexto, utilidad es un número que representa el nivel de satisfacción que el consumidor alcanza al consumir determinada canasta de productos. Por ejemplo, la utilidad atribuida a una canasta conteniendo 10 panes y 2 boletos puede ser 13 útiles, mientras que una canasta con 2 panes y 4 boletos puede proporcionar sólo 8 útiles de satisfacción.

También es importante definir el concepto de utilidad marginal, la cual mide la satisfacción adicional proporcionada por una unidad adicional de un producto (cuando los niveles de consumo de todos los otros productos son mantenidos constantes). La Tabla A.1 muestra como es obtenida la utilidad marginal; esta tabla asume que la cantidad de panes consumidos es constante, digamos 10 unidades.

TABLA A.1 UTILIDAD TOTAL Y UTILIDAD MARGINAL DEL CONSUMIDOR		
NÚMERO DE BOLETOS	UTILIDAD TOTAL	UTILIDAD MARGINAL
0	0	-
1	6	6
2	13	7
3	16	3
4	18	2
5	19	1

La tabla anterior permite observar que la utilidad marginal de los boletos declina a partir de determinada cantidad, lo que habitualmente ocurre con la mayor parte de los productos, cuando la cantidad consumida excede un valor dado. Esta hipótesis es llamada ley de la utilidad marginal decreciente.

El consumidor racional.

Al asumir que es posible medir la utilidad atribuida por un consumidor a determinada canasta de productos, también se puede suponer que tales medidas describen completamente sus gustos y preferencias. De este modo, cualquier consumidor, al escoger entre dos canastas de productos, optará por aquella a la cual atribuye mayor utilidad. Dados los gustos del consumidor, se asume que él es racional, de forma que intenta maximizar su utilidad; aun cuando algunos de nuestros actos son francamente irracionales, no se puede negar que la hipótesis antes mencionada es una buena aproximación de la realidad. El problema de maximizar la utilidad no es tan simple como parece, porque la percepción de costos y beneficios no es, en general, clara y objetiva.

Además, para maximizar la utilidad, cada individuo debe tomar en cuenta factores como su ingreso y el precio de los diversos artículos. La canasta óptima de productos, que maximiza la utilidad bajo esas restricciones, es aquella donde el ingreso del consumidor es distribuido entre los productos de forma que, para cada producto comprado, la utilidad marginal del producto sea proporcional a su precio. Entonces, para el caso en que las alternativas del consumidor están limitadas a pan y circo, la canasta de productos óptima es aquella en que:

$$\frac{UM_P}{P_P} = \frac{UM_C}{P_C} \quad \dots (A.1)$$

donde:

- UM_P Δ Utilidad marginal de un pan
- UM_C Δ Utilidad marginal de un boleto de circo
- P_P Δ Precio de un pan
- P_C Δ Precio de un boleto

Es conveniente notar que UM_P/P_P es la utilidad marginal de la última unidad monetaria gastada en pan, así como UM_C/P_C es la utilidad marginal de la última unidad monetaria gastada en circo. Cuando esas dos relaciones no son iguales, el consumidor racional pasa a gastar más unidades monetarias de su ingreso en aquel producto que le proporciona mayor incremento en su utilidad por unidad monetaria adicional gastada y viceversa, hasta que se establezca el equilibrio expresado en la relación anterior.

Utilidad cardinal y ordinal.

Muchos economistas del Siglo XIX consideraban que la utilidad podía ser medida en un sentido cardinal, lo que significa que la diferencia entre dos medidas es numéricamente significativa. Al contrario, la mayor parte de los economistas del Siglo XX asume que la utilidad es sólo mensurable en un sentido ordinal, esto es, un consumidor puede solamente ordenar diferentes canastas de productos, en relación con la satisfacción que le proporcionan, y no definir cuánto una canasta es mejor que otra. No hay contradicción entre los dos enfoques, ya que el modelo cardinal, presentado hasta aquí, es un caso particular del modelo ordinal que será desarrollado más adelante.

Curvas de indiferencia.

Considerándose ahora que la utilidad es mensurable sólo ordinalmente, se pueden representar los gustos y preferencias del consumidor por un conjunto de curvas de indiferencia; una curva de indiferencia es el conjunto de puntos que representan canastas de productos entre las cuales el consumidor es indiferente.

Volviendo al ejemplo de la Roma Antigua, se puede considerar que para una semana un ciudadano quedaría totalmente satisfecho si dispusiese de siete boletos para el Coliseo (espectáculos diarios) y siete panes grandes. Si el consumidor es llamado a escoger entre todas las canastas de productos en las cuales de 1 a 7 panes son combinados con 1 a 7 boletos, él podrá permanecer indiferente entre una serie de canastas que le proporcionen igual satisfacción. Al representar algunas de esas canastas en un diagrama, se puede llegar al mapa de indiferencia de la Figura A.1.

El consumidor es indiferente entre canastas de productos representadas por puntos situados en la misma curva de indiferencia. En la Figura A.1, las canastas de productos representadas por puntos en la Curva de Indiferencia II son preferibles a aquellas representadas por la Curva de Indiferencia I. Dado el hecho que una mayor cantidad de cualquier producto es preferible a una cantidad menor, se concluye que las curvas de indiferencia tienen inclinación negativa; que curvas más altas, en gráficos como el de la Figura A.1, representan niveles más altos de satisfacción que curvas más

bajas (más próximas del origen) y que las curvas de indiferencia no se cruzan. A partir de la ley de la utilidad marginal decreciente, se puede concluir que las curvas de indiferencia son, en general, convexas en relación al origen.

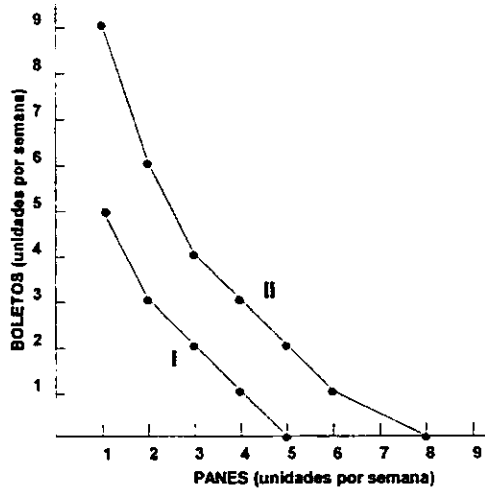


Figura A.1. Curvas de Indiferencia.

Tasa marginal de sustitución.

La tasa marginal de sustitución es definida como el número de unidades de un producto Y a que un determinado consumidor renunciaría al recibir una unidad adicional de un producto X, de forma que se mantenga inalterado su nivel de utilidad, esto es, manteniéndose sobre una misma curva de indiferencia. Por ejemplo, en la Figura A.2, el consumidor puede cambiar $(Y_2 - Y_1)$ unidades del producto Y por $(X_2 - X_1)$ unidades del producto X, sin que ese cambio lo deje en mejor o peor situación que antes.

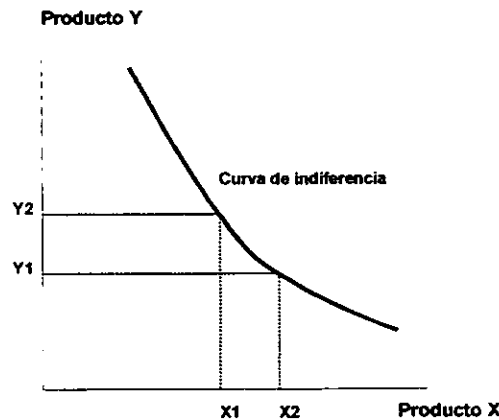


Figura A.2. Tasa Marginal de Sustitución.

Más precisamente, considérese que existen solamente dos productos y que una curva de indiferencia es $U(x_1, x_2) = a$. Calculándose la derivada total, se tiene:

$$\frac{\partial U}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial U}{\partial x_2} dx_2 = 0 \quad \dots (A.2)$$

Entonces, la inclinación de una curva de indiferencia es:

$$\frac{dx_2}{dx_1} = -\frac{\partial U}{\partial x_1} \div \frac{\partial U}{\partial x_2} \quad \dots (A.3)$$

que es igual a uno negativo por la tasa marginal de sustitución del segundo producto por el primero.

La línea de limitación presupuestaria.

En este apartado se define la canasta de productos que un consumidor racional compraría con miras a maximizar su utilidad, bajo la consideración de que la utilidad es sólo ordinalmente mensurable. Nuevamente y, sin perjuicio de la generalidad, se asume que existen sólo dos productos que el consumidor puede adquirir (los productos X e Y), y que todo su ingreso será gastado en esos dos productos. Por lo tanto:

$$Q_X * P_X + Q_Y * P_Y = I \quad \dots (A.4)$$

donde Q_X y Q_Y son las cantidades que el consumidor compra de los productos X e Y respectivamente, y P_X y P_Y son los precios de los productos X e Y respectivamente, e I es el ingreso del consumidor.

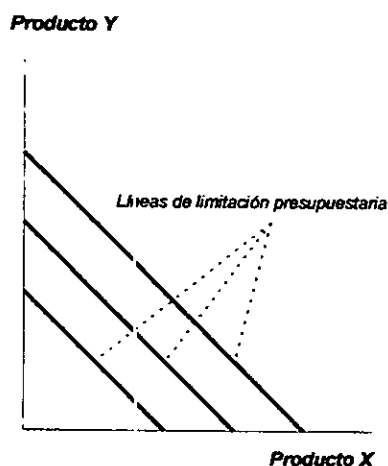


Figura A.3. Efecto de la alteración del Ingreso en la Línea de Limitación Presupuestaria

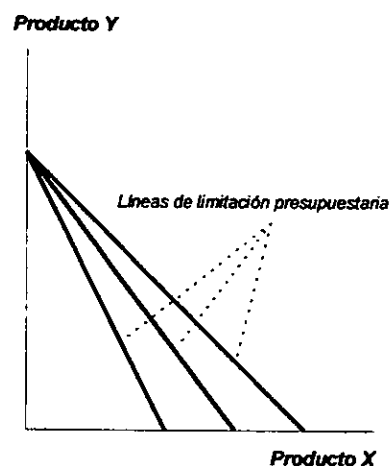


Figura A.4. Efecto de la alteración en el Precio del Producto en la Línea de Limitación Presupuestaria

En la Figura A.3 se representan las combinaciones de cantidades de productos X e Y que el consumidor puede comprar, para diferentes niveles de ingreso. De esta manera, se define la línea de limitación presupuestaria correspondiente a un nivel de ingreso dado. La Figura A.4 considera el efecto de la alteración del precio de uno de los dos productos en la línea de limitación presupuestaria.

El equilibrio del consumidor.

La Figura A.5 presenta el mapa de indiferencia del consumidor conjuntamente con su línea de limitación presupuestaria; el mapa de indiferencia muestra cuales son las preferencias del consumidor. Por ejemplo, cualquier canasta de productos en la curva de indiferencia 3 es preferible a cualquier canasta de productos en la curva 2. La línea de limitación presupuestaria muestra los límites del consumidor: puede escoger entre las canastas de productos Q, R, y S, mas no puede adquirir la canasta de productos T, porque excedería su renta.

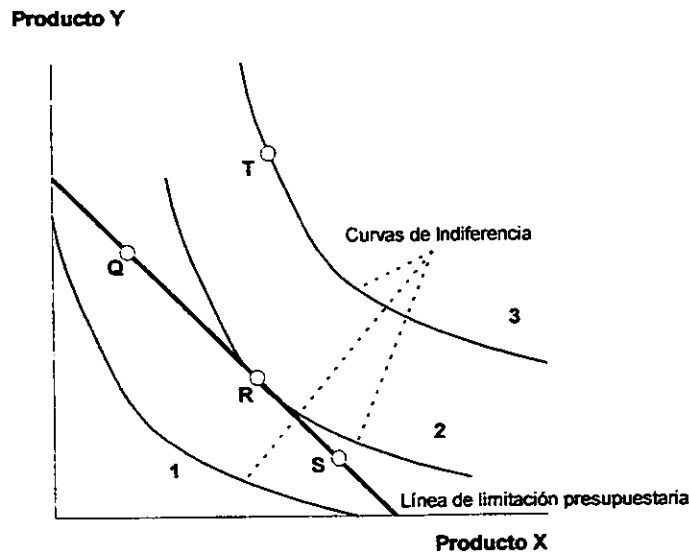


Figura A.5. Equilibrio del Consumidor.

De ese modo, la canasta de productos que maximizará la utilidad del consumidor es aquella en la línea de limitación presupuestaria que se sitúa sobre su más alta curva de indiferencia; en la Figura A.5 esa canasta es R. Matemáticamente se pueden definir las condiciones de equilibrio, a partir de la función de utilidad del consumidor, como sigue:

$$\text{Max } U = U(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad \dots \text{ (A.5)}$$

sujeto a la restricción:

$$x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_n P_n = I \quad \dots \text{ (A.6)}$$

donde P_i , con $i=1, \dots, n$, es el precio del producto i . Para maximizar U sujeto a la restricción, se puede construir la función:

$$L = U(x_1, x_2, \dots, x_n) - \lambda(x_1 P_1 + \dots + x_n P_n - I) \quad \dots \text{ (A.7)}$$

donde L es un multiplicador de Lagrange, cuyas condiciones de primer orden para un máximo son:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_1} = \frac{\partial U}{\partial x_1} - \lambda P_1 = 0 \quad \dots \text{(A.8)}$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_2} = \frac{\partial U}{\partial x_2} - \lambda P_2 = 0 \quad \dots \text{(A.9)}$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_n} = \frac{\partial U}{\partial x_n} - \lambda P_n = 0 \quad \dots \text{(A.10)}$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_n P_n - I = 0 \quad \dots \text{(A.11)}$$

De ese modo:

$$\frac{\partial U}{\partial x_1} + P_1 = \frac{\partial U}{\partial x_2} + P_2 = \dots = \frac{\partial U}{\partial x_n} + P_n \quad \dots \text{(A.12)}$$

$$x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_n P_n - I = 0 \quad \dots \text{(A.13)}$$

Si la utilidad es mensurable cardinalmente, este resultado es equivalente al señalado en el tema del consumidor racional. Se debe observar que la Ecuación A.12 implica también, para dos mercaderías cualesquiera, la igualdad entre la respectiva tasa marginal de sustitución y la razón entre sus precios, esto es:

$$-\frac{dx_2}{dx_1} = \frac{\partial U}{\partial x_1} + \frac{\partial U}{\partial x_2} = \frac{P_1}{P_2} \quad \dots \text{(A.14)}$$

La curva de demanda del consumidor.

Considérese nuevamente la existencia de sólo dos artículos de consumo, X e Y. Además, supóngase que la renta del consumidor y el precio del producto Y son mantenidos constantes, y que el precio del producto X es variable. En la Figura A.6, la línea de limitación presupuestaria correspondiente al precio original del producto X es B y el consumidor escogerá la canasta de productos S. Si el precio de X aumenta y la línea de limitación presupuestaria pasa a ser C, la nueva opción del consumidor será la canasta V. De ese modo, correspondiendo a cada precio del producto

X, una nueva canasta de productos de equilibrio puede ser determinada. El espacio geométrico que une los puntos de equilibrio es la denominada curva de precio-consumo.

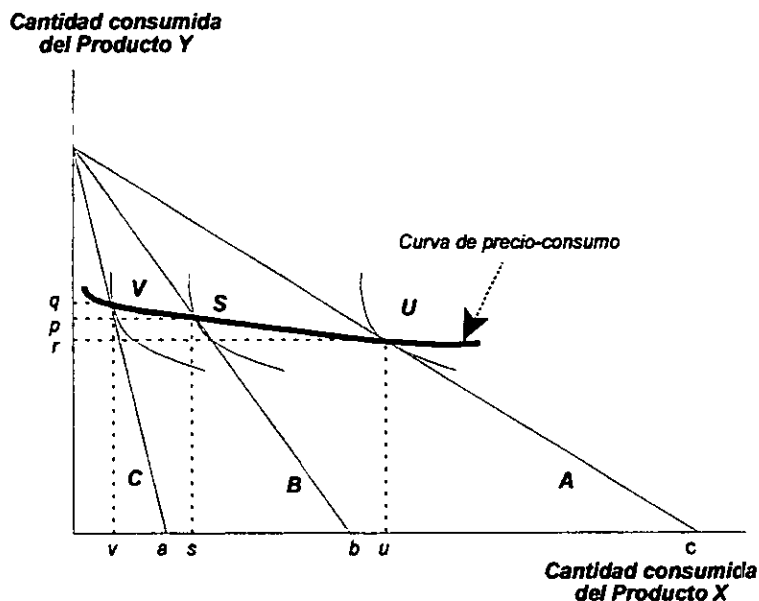


Figura A.6. Curva de Precio-Consumo

A partir de la curva de precio-consumo se puede obtener la curva de demanda individual del producto X. En el ejemplo de la Figura A.6, cuando el precio del producto X es I/a (donde I es el ingreso del consumidor), la curva de precio-consumo muestra que el consumidor compra v unidades de X; cuando el precio del producto X es I/b , la curva de precio-consumo muestra que el consumidor compra s unidades de X y así sucesivamente. Estos puntos definen la curva de demanda individual del producto X mostrada en la Figura A.7, la cual depende del ingreso, de las preferencias del consumidor, así como de los precios de los demás productos.

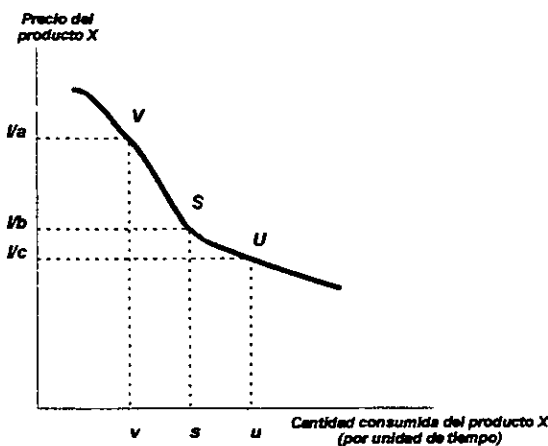


Figura A.7. Curva de demanda individual del producto X

Disposición a pagar y excedente del consumidor.

El valor que un consumidor atribuye a determinada cantidad de un producto puede ser evaluado con base en su curva de demanda individual. Por ejemplo, considérese que la curva de demanda de un consumidor que alquila cintas de videocaseto para el fin de semana es aquella representada al lado izquierdo de la Figura A.8. En ella se observa que si el precio del alquiler fuere mayor que 5.50 pesos, este consumidor abandonará su hábito de ver películas en casa; el precio debe ser reducido a 3.00 pesos para inducir al consumidor a ver dos películas en el mismo fin de semana; y finalmente, el máximo precio que el consumidor pagará por el alquiler de la tercera cinta es 1.50 pesos.

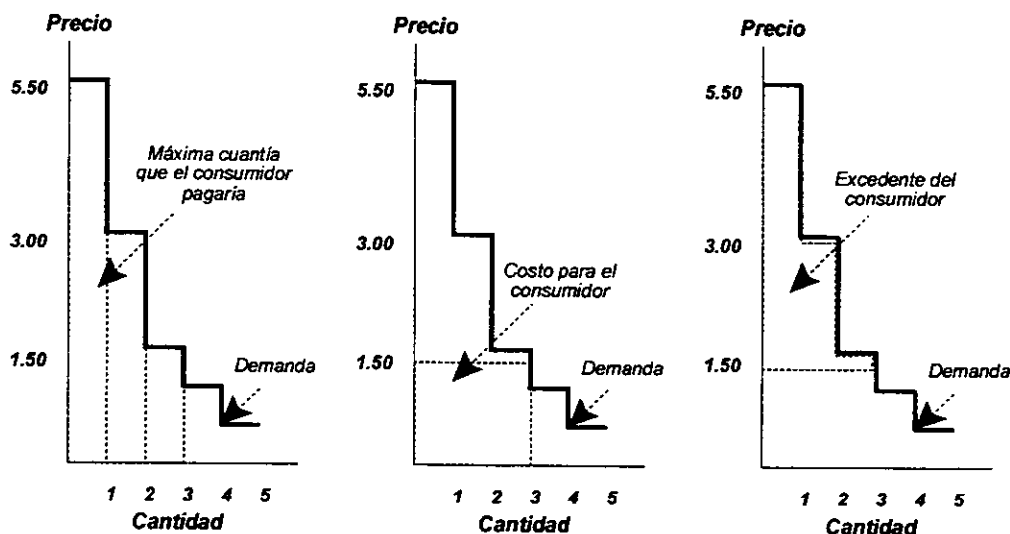


Figura A.8. Excedente del consumidor

Sumándose los máximos precios que el consumidor pagaría por el alquiler de cada una de las tres cintas, se obtiene su disposición a pagar por tres cintas en un único fin de semana, o sea $5.50 + 3.00 + 1.50 = 10.00$ pesos, que corresponde al área sombreada del gráfico mostrado al lado izquierdo de la Figura A.8. Es importante notar que la disposición a pagar del consumidor corresponde al área bajo su curva de demanda de 0 a 3 películas, esto es, la disposición a pagar corresponde a la integral de la curva de demanda individual, definida de cero hasta la cantidad considerada.

El excedente del consumidor es definido como la diferencia entre su disposición a pagar y el precio efectivamente pagado, midiendo el beneficio neto usufructuado por el consumidor. Considerando que el precio cobrado por las arrendadoras es de 1.40 pesos por cinta, entonces este consumidor verá entonces tres películas durante cada fin de semana y pagará $3 \times 1.40 = 4.20$ pesos. El costo para el consumidor corresponde al área sombreada en el gráfico central. El excedente del consumidor es, en este caso, igual a $10.00 - 4.20 = 5.80$ pesos. Geométricamente, el excedente del consumidor es representado por el área sombreada en el gráfico derecho de la Figura A.8.

Curva de demanda del mercado.

En la curva de demanda del consumidor se obtuvo la curva de demanda individual a partir del mapa de indiferencia del consumidor. Esta curva de demanda es la relación entre la cantidad de producto demandada por el consumidor y el precio del producto, cuando el ingreso del consumidor y el precio de los otros productos son mantenidos constantes. Para definir la curva de demanda del mercado es necesario en primer lugar el concepto de mercado. Una buena

definición práctica se presenta: un mercado es un grupo de empresas e individuos que interaccionan para comprar y vender un determinado producto.

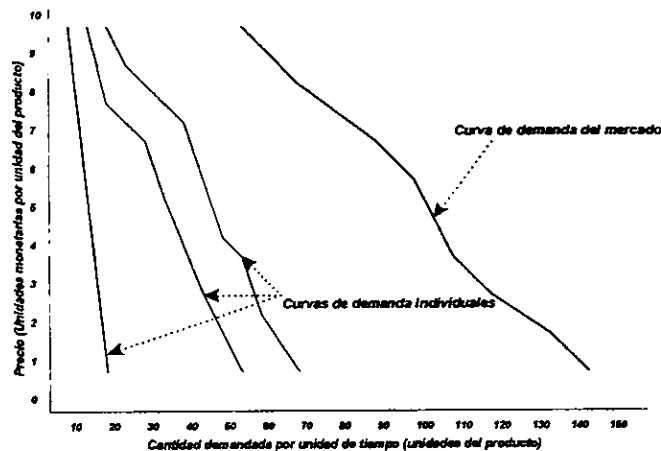


Figura A.9. Curvas de demanda individuales y del mercado

La curva de demanda del mercado puede ser obtenida simplemente por la suma horizontal de las curvas de demanda individuales de todos los consumidores del mercado. La Figura A.9 muestra un ejemplo esquemático donde, para un mercado hipotético compuesto por sólo tres consumidores, sus curvas de demanda individuales son sumadas para la obtención de la correspondiente curva de demanda del mercado.

Elasticidad de la demanda.

Las curvas de demanda difieren considerablemente en forma. En algunos casos, el consumo de un producto es muy sensible a su precio, esto es, pequeñas variaciones en el precio conducen a grandes variaciones en la cantidad consumida. En otros casos, la situación es opuesta. Para medir la sensibilidad de la cantidad demandada de un producto frente a variaciones en su precio, se define la elasticidad-precio de la demanda como la variación porcentual en la cantidad consumida de un producto, resultante de una variación del uno por ciento en el precio del producto. La demanda es considerada elástica para valores elasticidad-precio mayores que uno e inelástica, en caso contrario.

Matemáticamente, si Q es la cantidad demandada y P es el precio, la elasticidad-precio de la demanda es:

$$\eta_P = -\frac{dQ}{dP} * \frac{P}{Q} \quad \dots (A.15)$$

La elasticidad-ingreso de la demanda mide la sensibilidad del consumo de un producto, frente a variaciones en el ingreso del consumidor o consumidores, y está definida como:

$$\eta_I = -\frac{dQ}{dI} * \frac{I}{Q} \quad \dots (A.16)$$

donde, como antes, Q es la cantidad demandada e I es el ingreso del consumidor.

La elasticidad cruzada de la demanda de un producto mide la sensibilidad de su consumo frente a variaciones en el precio de otro producto, es decir, para dos productos X e Y:

$$\eta_{XY} = -\frac{dQ_X}{dP_Y} + \frac{Q_X}{P_Y} \quad \dots \text{(A.17)}$$

donde Q_X es la cantidad demandada del producto X e P_Y es el precio del producto Y.

Recaudación marginal.

Analizando la demanda desde el punto de vista del otro lado del mercado —el lado de quien vende o produce— se tiene que, quienes venden un determinado producto están obviamente interesados en la cantidad de dinero gastado por los consumidores en la compra de su producto. A partir de la curva de demanda del mercado, se puede determinar fácilmente la recaudación total de los productores para cada nivel de precio, puesto que la recaudación total es, por definición, precio por cantidad; mientras que la recaudación marginal está definida como el incremento en la recaudación total, proveniente de la adición de una unidad en la cantidad vendida. Matemáticamente, si la curva de demanda del mercado es definida como una línea recta:

$$P = a - bQ \quad \dots \text{(A.18)}$$

donde P es el precio y Q es la cantidad demandada; entonces, la curva de la recaudación total es:

$$R = PQ = aQ - bQ^2 \quad \dots \text{(A.19)}$$

y la curva de la recaudación marginal es:

$$\frac{dR}{dQ} = \frac{d(PQ)}{dQ} = a - 2bQ \quad \dots \text{(A.20)}$$

En este caso, la curva de la recaudación marginal es también una línea recta que cruza el eje vertical en el mismo punto y presenta mayor pendiente que la curva de demanda. En el caso de curvas de demanda no lineales, se pueden derivar las curvas de recaudación total y marginal de la forma mostrada con las ecuaciones 18 a 20, llegándose a conclusiones análogas.

Curva de demanda de una empresa.

Del lado de la producción, se suele definir al conjunto de empresas que fabrican un determinado producto (u ofrecen determinado servicio) como la industria de aquel producto, es decir, la industria es el conjunto de productores que actúan en el mercado del producto en cuestión. Obviamente la curva de demanda de una industria es la propia curva de demanda del mercado.

Nada se altera si un único productor actúa en aquella industria, disponiendo de su monopolio. En este caso, la curva de demanda de esa empresa es también la propia curva de demanda del mercado. Entretanto, en una industria

perfectamente competitiva, esto es, en la cual el número de empresas es grande, su producto es homogéneo y las empresas tienen completo conocimiento del mercado, cualquier alteración en la cantidad producida por una empresa tiene un efecto despreciable en la cantidad de productos ofrecida en el mercado. Así, todo productor puede considerar que variaciones en la cantidad de su producción no tendrán ningún efecto sobre el precio de la mercadería. Entonces la curva de demanda de una empresa individual en competencia perfecta es horizontal, conforme aquella que se presenta en la Figura A.10.

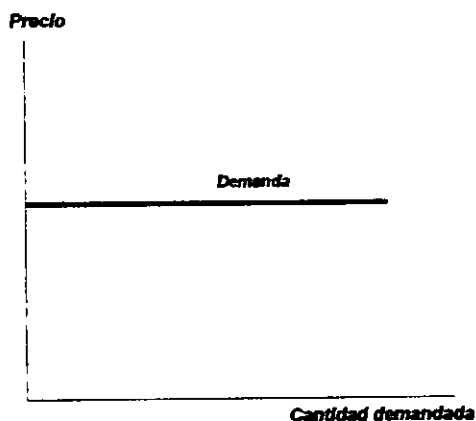


Figura A.10. Curva de demanda para una empresa en una industria perfectamente competitiva

TEORÍA DE LA PRODUCCIÓN.

Maximización de los beneficios.

En general, los análisis microeconómicos asumen que una empresa tiene como objetivo la maximización de sus beneficios. Para un economista, el beneficio a ser maximizado no es el beneficio contable, resultado de la operación anual de la empresa, sino la suma de los beneficios obtenidos durante un largo período de tiempo, descontados adecuadamente hasta la fecha presente. La hipótesis de maximización de beneficios es una aproximación adecuada para mostrar como funciona el sistema de precios, aun cuando tenga limitaciones obvias. Por ejemplo, para el propietario de la empresa, el verdadero objetivo es probablemente la maximización de su utilidad, incluyendo vacaciones en las islas Seychelles y un Ferrari en la cochera.

No se pueden tampoco ignorar las incertidumbres en relación con los impactos futuros de las decisiones, así como la existencia de objetivos relacionados con la imagen de la empresa en la sociedad o a su papel en la industria, que pueden estar en conflicto con el objetivo básico de maximización de los beneficios. Entretanto, la estructura lógica proporcionada por la teoría de la empresa que maximiza beneficios es útil, aun para la evaluación de cuánto la empresa estaría perdiendo al tomar diferentes cursos de acción.

Tecnología e insumos.

La tecnología puede ser definida como la suma del conocimiento de la sociedad en relación a las técnicas industriales y agrícolas. Una empresa no puede hacer más de lo que está permitido por la tecnología disponible.

Insumo es cualquier bien o servicio que contribuye a la producción de una mercadería, incluyendo materias primas, máquinas, equipos y mano de obra. Los insumos pueden ser divididos en dos grandes categorías: insumos fijos y variables; los insumos fijos son aquellos cuya cantidad no puede ser alterada durante el período de tiempo considerado y, por otro lado, los insumos variables son aquellos cuya cantidad utilizada puede ser modificada durante el período de análisis. Suelen ser clasificados, en la primera categoría, insumos como máquinas y equipos y, en la segunda, mano de obra y materias primas.

Corto y largo plazo.

La clasificación de un insumo como fijo o variable depende del período de tiempo considerado en el análisis. Cuanto más largo es el período, más insumos son variables. Aunque el período de análisis varíe de problema a problema, son particularmente importantes el corto y el largo plazo.

El corto plazo es definido como el período en que algunos de los insumos son fijos (i.e. la planta y los equipos de la empresa). El largo plazo es, a su vez, definido como el período de tiempo en que todos los insumos son variables. El corto plazo puede durar algunos meses en industrias livianas o prolongarse por mucho tiempo, como es el caso de la industria del acero: entre la toma de decisión para la implantación de una nueva unidad de producción siderúrgica y su efectiva entrada en operación pueden transcurrir varios años.

Tanto en el largo como en el corto plazos, los procesos productivos de una empresa permiten normalmente una sustancial variación de las proporciones en que los diversos insumos son usados. Así, en la producción de un automóvil, equipos más sofisticados, con alto nivel de automatización, sustituyen parte de la mano de obra que un proceso de producción más tradicional demandaría.

La función de producción.

Una función de producción es la relación entre las cantidades de los insumos usados en cada período de tiempo y la máxima cantidad de mercadería que puede ser producida en aquel período. La función de producción resume las características de la tecnología existente en determinada época, pudiendo ser alterada por cambios tecnológicos en el ámbito de la sociedad o de la propia empresa.

**TABLA A.2
LA FUNCIÓN DE PRODUCCIÓN: UN EJEMPLO**

Cantidad de Mano de Obra (años-hombre)	Producto Total (toneladas/año)	Producto Medio	Producto Marginal
0	0	—	—
1	28	28	28
2	84	42	56
3	126	42	42
4	152	38	26
5	165	33	13
6	156	26	-9

Las dos primeras columnas de la Tabla A.2 y la parte izquierda de la Figura A.11 presentan el caso más simple de una función de producción, donde sólo un insumo es variable. En este ejemplo, se considera la producción de soya en un área de tierra que mide una hectárea; la mano de obra es el insumo variable, medido en años-hombre.

Producto medio y producto marginal.

El producto medio de un insumo es el producto total dividido por la cantidad de aquel insumo en su producción. El producto marginal de un insumo es el incremento proporcionado al producto total por la adición de una unidad del insumo considerado, cuando las cantidades utilizadas de los demás insumos se mantienen constantes.

Los conceptos de producto medio y producto marginal son ilustrados en las dos columnas de la derecha de la Tabla A.2 y en la parte derecha de la Figura A.11.

Geometría de las curvas de producto medio y producto marginal.

Definidos los conceptos de función de producción, producto medio y producto marginal, se puede presentar la casi universal ley de los rendimientos decrecientes. Esta ley dice que, cuando iguales incrementos de un insumo son adicionados —con las cantidades de otros insumos mantenidas constantes— los incrementos resultantes de producción decrecen a partir de un determinado punto, esto es, el producto marginal del insumo decrece a partir de aquel punto.

Esta ley empírica se aplica en la mayor parte de los procesos de producción existentes y asume que la tecnología, así como la cantidad utilizada de por lo menos un insumo, permanecen constantes. El ejemplo de la Tabla A.2 y la Figura A.11 ilustra también la ley de los rendimientos decrecientes, pues el producto marginal cae a partir de la tercera unidad de mano de obra utilizada.

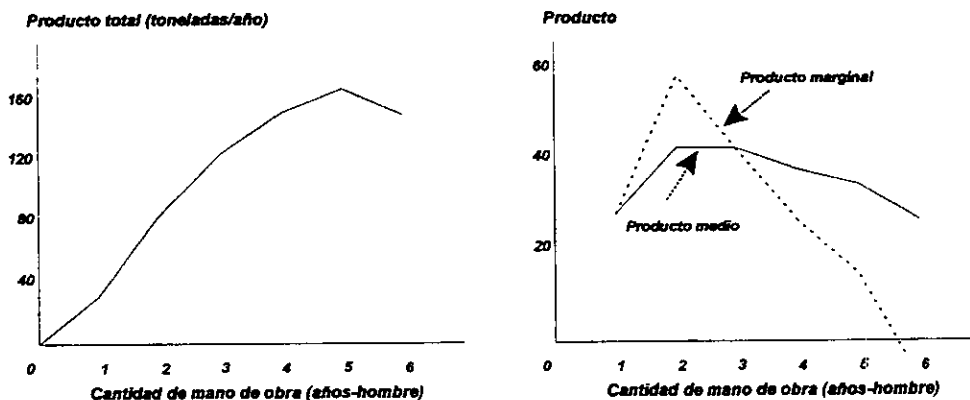


Figura A.11. La función de producción: un ejemplo

Las figuras A.12 y A.13 presentan otro ejemplo de función de producción (o curva de producto total) con un único insumo variable, cuya forma puede ser considerada típica. En la Figura A.12, el producto medio es interpretado geométricamente: cuando A unidades del insumo variable son utilizadas, el producto medio del insumo variable es igual a la inclinación de la línea OB. La Figura A.13 presenta la interpretación geométrica del producto marginal:

cuando D unidades del insumo variable son usadas, el producto marginal del insumo variable es igual a la inclinación de la tangente a la función de producción en aquel punto (R).

En la Figura A.12, dado que una línea recta, uniendo el origen y un punto en la curva de producto total, presenta máxima inclinación cuando la línea recta es tangente a la curva, se puede concluir que el producto medio alcanza un máximo cuando E unidades del insumo son usadas. Además, dado que la inclinación de la tangente a la curva de producto total en un determinado punto mide el producto marginal, se concluye que el producto marginal debe igualar el producto medio cuando éste pasa por un máximo.

Como el producto marginal pasa por un máximo cuando D unidades del insumo variable son utilizadas (Figura A.13) y como D es menor que E , se puede concluir que el máximo producto marginal ocurre para un nivel de utilización del insumo variable más bajo que el máximo producto medio. Estas dos conclusiones pueden ser confirmadas por la observación de la Figura A.11, donde las curvas de los productos total, medio y marginal de un ejemplo numérico son presentadas conjuntamente.

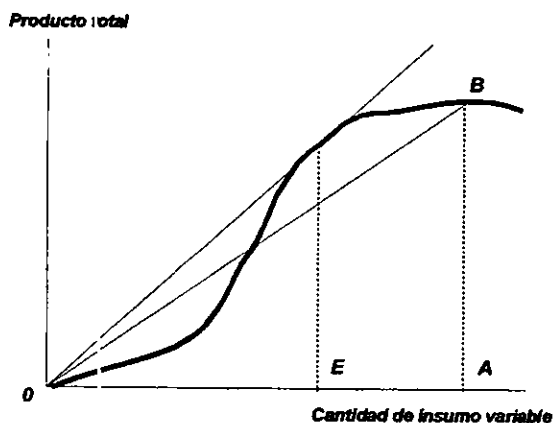


Figura A.12. Producto Medio

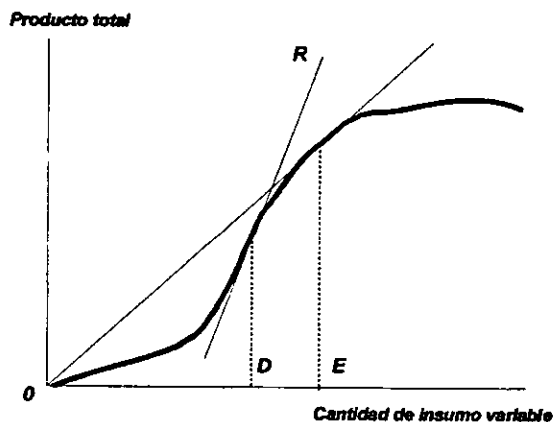


Figura A.13. Producto Marginal

Isoquantas.

Anteriormente se mencionó el concepto de función de producción para el caso más simple, en que sólo un insumo es variable. La generalización de ese concepto para n insumos variables es trivial. En este caso, si x_i es la cantidad utilizada del i -ésimo insumo, la función de producción es:

$$Q = f(x_1, \dots, x_p, \dots, x_n) \quad \dots (A.21)$$

donde Q es la cantidad máxima de mercadería que puede ser producida. El producto marginal del i -ésimo insumo es $\partial Q / \partial x_i$.

Un caso particular de la función de producción descrita es aquel de dos insumos variables (Ecuación A.22) que admite una interpretación geométrica simple. En esta situación, la función de producción es la ecuación de una superficie:

$$Q = f(x_1, x_2) \quad \dots (A.22)$$

que puede ser descrita en el plano por un mapa de isoquantas (curvas de nivel de la superficie de producción). Una isoquanta es una curva que muestra todas las posibles combinaciones eficientes de insumos que permiten la producción de una determinada cantidad de mercadería. En la notación de la Ecuación A.22, una isoquanta puede ser dada por:

$$f(x_1, x_2) = q \quad \dots (A.23)$$

donde q es una constante que representa una determinada cantidad de mercadería.

La Figura A.14 presenta un ejemplo de un mapa de isoquantas, en cuatro curvas muestran las varias combinaciones de capital y trabajo que permiten la producción de 100, 200, 300 y 400 unidades de una cierta mercancía durante un intervalo dado de tiempo. Las isoquantas desempeñan, en la teoría de la producción, un papel análogo a aquel de las curvas de indiferencia en la teoría de la demanda del consumidor.

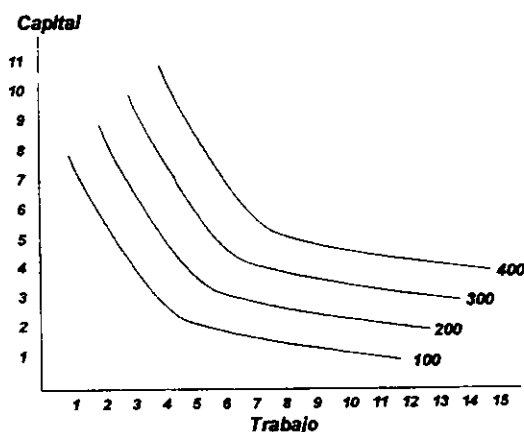


Figura A.14. Isoquantas

Tasa marginal de sustitución técnica.

En términos prácticos, es importante analizar la tasa con que un insumo debe ser sustituido por otro para mantener la misma cantidad de producción. Considérese la isoquanta Q_0 , en la Figura A.15; la cantidad de mercadería correspondiente a la isoquanta Q_0 (digamos 100) puede ser producida con 40 unidades de trabajo y 10 unidades de capital. No obstante, si la cantidad de trabajo es ampliada a 54, la misma cantidad de mercadería puede ser producida con sólo 8 unidades de capital. Entonces, en el intervalo en cuestión, la tasa con que el trabajo puede ser sustituido por capital es:

$$-\frac{(10-8)}{(40-54)} = \frac{1}{7} = \frac{BA}{BC} \quad \dots (A.24)$$

Para incrementos muy pequeños de trabajo, BA/BC es igual a uno negativo por la inclinación de la tangente T, a la isoquanta en A, que es denominada tasa marginal de sustitución técnica de un insumo (trabajo) por otro (capital). Además, la Figura A.15 permite también observar —con el auxilio de la isoquanta Q_1 correspondiente a la cantidad 86— que el producto marginal del capital es:

$$\frac{(100-86)}{(10-8)} = 7 = \frac{(Q_0-Q_1)}{BA} \quad \dots (A.25)$$

y que el producto marginal del trabajo es:

$$\frac{(100-86)}{(54-40)} = 1 = \frac{(Q_0-Q_1)}{BC} \quad \dots (A.26)$$

Entonces, la razón entre el producto marginal del trabajo y el producto marginal del capital es igual (en el límite para pequeñas variaciones en la cantidad de trabajo) a la respectiva tasa marginal de sustitución técnica.

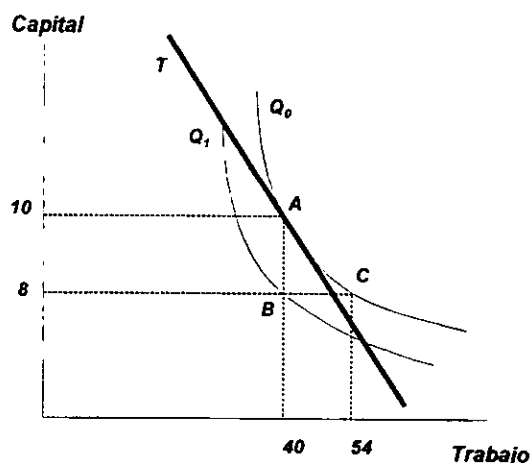


Figura A.15. Tasa marginal de sustitución técnica

Matemáticamente, la diferencial total de la función de producción de la Ecuación A.22 es:

$$dQ = \frac{\partial f}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial f}{\partial x_2} dx_2 \quad \dots (A.27)$$

Puesto que la cantidad producida permanece constante a lo largo de una isoquanta, entonces:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial f}{\partial x_2} dx_2 = 0 \quad \dots (A.28)$$

y la tasa marginal de sustitución técnica, definida como $-dx_2/dx_1$, es:

$$-\frac{dx_2}{dx_1} = \frac{\partial f}{\partial x_1} + \frac{\partial f}{\partial x_2} \quad \dots (A.29)$$

que es la razón entre los productos marginales del primer y del segundo insumos.

La línea de isocosto.

La elección de la combinación de insumos que una empresa debe adoptar para producir una determinada cantidad de mercadería, maximizando sus beneficios, exige la definición previa del concepto de línea de isocosto. Este concepto de la teoría de la producción es análogo al concepto de línea de limitación presupuestaria en la teoría de la demanda del consumidor. Una línea de isocosto es el conjunto de puntos representando combinaciones de insumos que pueden ser obtenidas con un desembolso total dado. La Figura A.16 muestra las posibles combinaciones de los insumos capital y trabajo para un desembolso total D y precios unitarios del capital P_C y del trabajo P_T .

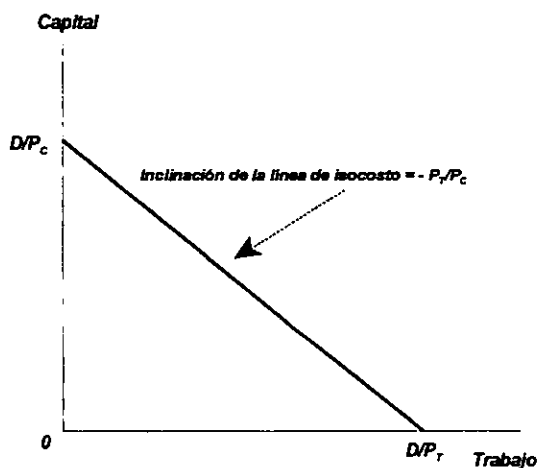


Figura A.16. Línea de Isocosto

La combinación óptima de insumos.

Al sobreponer la línea de isocosto correspondiente a un desembolso dado al mapa de isoquantas de la empresa, se puede determinar gráficamente la combinación de insumos que maximiza la producción para aquel desembolso. Para maximizar la producción a un costo dado, la empresa debe producir en el punto de la correspondiente línea de isocosto situado en la más alta isoquanta, P en la Figura A.17.

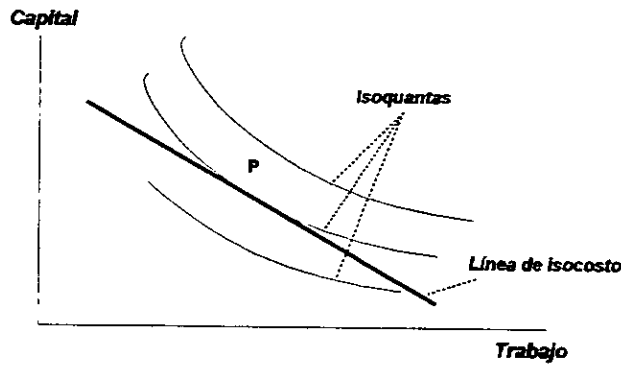


Figura A.17. Maximizando la producción para un costo dado

Un gráfico similar al de esta figura puede ser usado para encontrar la combinación de insumos que minimiza costos para una cantidad dada de producción. El punto R en la Figura A.18 satisface tal condición, pues es el punto de la isoquanta relevante situado sobre la línea más baja de isocosto.

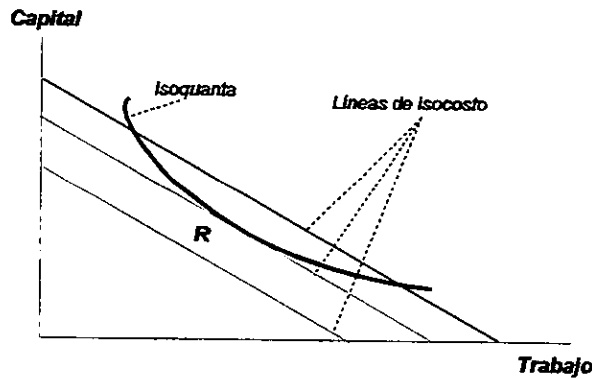


Figura A.18. Maximizando la producción para un costo dado

Matemáticamente, para la función de producción $Q=f(x_1, \dots, x_n)$, los valores de x_1, \dots, x_n que maximizan la producción para un costo dado, C_0 , pueden ser determinados, construyéndose la función:

$$L = f(x_1, x_2, \dots, x_n) - \lambda(P_1x_1 + \dots + P_nx_n - C_0) \quad \dots (A.30)$$

donde $P_i, i=1, \dots, n$, son los precios de los diversos insumos y λ es un multiplicador de Lagrange. Las condiciones de primer orden para maximización de L son:

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = \frac{\partial f}{\partial x_1} - \lambda P_1 = 0 \quad \dots (A.31)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = \frac{\partial f}{\partial x_2} - \lambda P_2 = 0 \quad \dots (A.32)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_n} = \frac{\partial f}{\partial x_n} - \lambda P_n = 0 \quad \dots (A.33)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_1 x_1 + P_2 x_2 + \dots + P_n x_n - C_0 = 0 \quad \dots (A.34)$$

que implican:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} + P_1 = \frac{\partial f}{\partial x_2} + P_2 = \dots = \frac{\partial f}{\partial x_n} + P_n = \lambda \quad \dots (A.35)$$

$$\frac{PM_1}{P_1} = \frac{PM_2}{P_2} = \dots = \frac{PM_n}{P_n} \quad \dots (A.36)$$

donde PM_i , $i=1, \dots, n$, son los productos marginales de los diversos insumos. Para minimizar el costo para una cantidad dada de producción, Q_0 , se puede construir la función:

$$P_1 x_1 + P_2 x_2 + \dots + P_n x_n - \mu [f(x_1, \dots, x_n) - Q_0] \quad \dots (A.37)$$

donde μ es un multiplicador de Lagrange. Las condiciones de primer orden para un mínimo son:

$$P_1 = \frac{\mu \cdot \partial f}{\partial x_1} = 0 \quad \dots (A.38)$$

$$P_2 = \frac{\mu \cdot \partial f}{\partial x_2} = 0 \quad \dots (A.39)$$

$$P_n = \frac{\mu \cdot \partial f}{\partial x_n} = 0 \quad \dots (A.40)$$

$$f(x_1, \dots, x_n) - Q_0 = 0 \quad \dots (A.41)$$

que implican:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} + P_1 = \frac{\partial f}{\partial x_2} + P_2 = \dots = \frac{\partial f}{\partial x_n} + P_n = \frac{1}{\mu} \quad \dots \text{ (A.42)}$$

la cual es la misma condición de la Ecuación A.36. Se debe observar que la Ecuación A.36 implica también, para dos insumos cualesquiera, la igualdad entre la respectiva tasa marginal de sustitución técnica y la razón entre sus precios, esto es:

$$-\frac{dx_2}{dx_1} = \frac{\partial f}{\partial x_1} + \frac{\partial f}{\partial x_2} = \frac{P_1}{P_2} \quad \dots \text{ (A.43)}$$

Costo de oportunidad y costos sociales de producción.

Por definición, los recursos económicos son limitados. Cuando determinados recursos son utilizados en la producción de una mercadería específica, menores cantidades de otras mercaderías —cuya producción utilizaría los mismos recursos— pueden ser producidas.

El costo de producción de una cierta mercadería es el valor de las otras mercaderías que podrían ser producidas con los mismos recursos. Por ejemplo, el costo de producción de aviones es el valor de los otros bienes y servicios que podrían ser obtenidos, utilizándose la mano de obra, equipos y materias primas que son usadas actualmente para la producción de aviones. Para una empresa, los costos de sus insumos son los valores de éstos en sus más valiosos usos alternativos. Esos costos, conjuntamente con la función de producción de la empresa, determinan el costo de producción de la mercadería; esta es la llamada doctrina del costo de oportunidad.

Es común pensar que los costos contraídos por una empresa incluyen solamente los desembolsos financieros realizados para la obtención de los recursos asociados a la producción; mientras que para la doctrina del costo de oportunidad es importante considerar los costos implícitos, definidos como los costos de los recursos propiedad de la empresa que son usados en el proceso productivo. Por ejemplo, la mano de obra del propietario de la empresa —si no fuese empleada en su administración— encontraría remuneración en otro trabajo; entonces, se puede definir para este caso, que el costo de oportunidad del uso de la mano de obra del dueño de la empresa es igual al mejor salario que él recibiría si tuviese otro empleo.

Frecuentemente, es importante considerar los costos sociales de producción, es decir, los costos para la sociedad que se originan por el uso de sus recursos en la producción de una determinada mercadería. Los costos sociales de una determinada mercancía no siempre se igualan a los costos privados, definidos como los costos para el productor individual. Un ejemplo clásico de esta diferencia es aquel de una industria que contamina un río; para el fabricante, el costo del derramamiento de las sustancias contaminantes se limita a aquel asociado al bombeo de los desechos; entretanto, las poblaciones que viven aguas abajo de la industria contaminadora sufren costos adicionales, por ejemplo, los asociados al tratamiento del agua para distribución y a la destrucción de las posibilidades de uso recreativo del río. Tales costos deben ser sumados a los costos privados, para la obtención de los costos sociales de producción.

Funciones de costo en el corto plazo.

A partir de las combinaciones óptimas de insumos de una empresa que maximiza beneficios, es posible determinar sus costos para la producción de cualquier cantidad de mercadería; estos costos son simplemente las sumas de los productos entre las cantidades utilizadas de cada insumo y sus precios. Puesto que las funciones de producción de una empresa, en general, difieren para el corto y el largo plazo, también sus funciones de costo, que relacionan cantidades producidas y costos de producción, pueden referirse al corto o al largo plazo.

Como ya se mencionó, en el corto plazo el número de insumos variables es menor que en el largo plazo: planta y equipos son insumos fijos en el corto plazo que determinan la escala de una empresa. Costos fijos totales son los costos comprometidos por la empresa con sus insumos fijos; estos costos no dependen de la cantidad producida. Costos variables totales son los costos asociados a los insumos variables y, lógicamente, varían con la cantidad de mercadería producida. Los costos totales son la suma de los costos fijos totales y los costos variables totales.

Costos unitarios y costos marginales.

Es posible comprender mejor el comportamiento de los costos de producción, observando, además de las curvas de costos totales definidas anteriormente, las curvas de costos unitarios y marginales.

El costo fijo unitario, el costo variable unitario y el costo total unitario son iguales, respectivamente, al costo fijo total, al costo variable total y al costo total divididos por la cantidad producida. El costo marginal es el incremento en el costo total resultante de la adición de una última unidad en la cantidad producida.

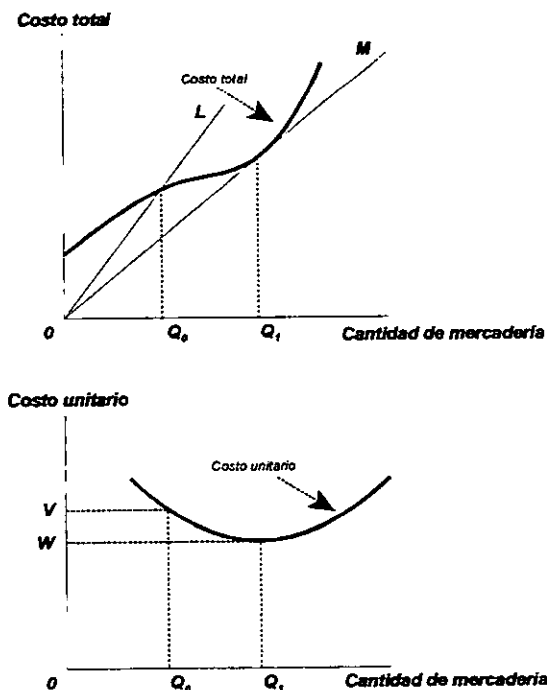


Figura A.19. Construcción de la función de costos unitarios

Geometría de las curvas de costos unitarios y marginales.

La construcción gráfica de las curvas de costos unitarios y costos marginales obedece a procedimientos similares a aquellos descritos para las curvas de producto medio y producto marginal. La Figura A.19 muestra cómo la función de costos unitarios del gráfico inferior es derivada de la función de costo total. El costo unitario para cualquier cantidad es definido por la inclinación de la recta que une el origen al correspondiente punto en la curva de costos totales. Por ejemplo, el costo unitario para una cantidad Q_0 es V , que es la inclinación de L ; el costo unitario para una cantidad Q_1 es W , que es la inclinación de M . Es evidente que la función de costos unitarios alcanza un mínimo en Q_1 .

La Figura A.20 presenta la construcción de la función de costos marginales: si la cantidad producida crece de Q_2 a Q_3 , el costo total crece de C_2 a C_3 ; entonces el costo adicional por unidad de producto final es:

$$\frac{C_3 - C_2}{Q_3 - Q_2} = \frac{BA}{CB} \quad \dots (A.44)$$

Si Q_2 se aproxima bastante a Q_3 , la inclinación de la tangente en A se torna una buena estimación de BA/CB . En el límite, para cambios en la cantidad producida en una proximidad muy estrecha de Q_3 , la inclinación de la tangente en Q_3 es el costo marginal. El costo marginal alcanza un mínimo en Q_0 y se iguala al costo unitario cuando éste alcanza su mínimo en Q_1 .

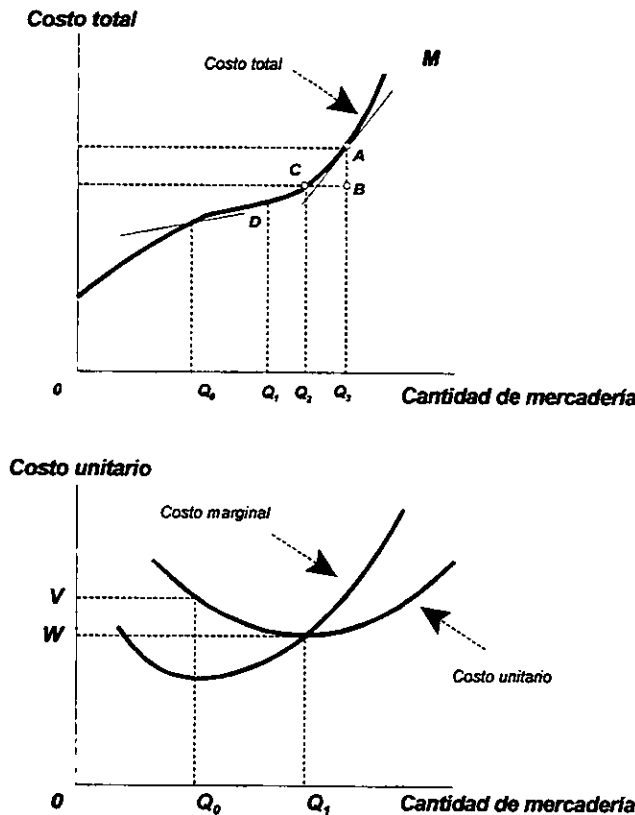


Figura A.20. Construcción de la función de costos marginales

Funciones de costo en el largo plazo.

En el largo plazo, todos los insumos son variables y, teóricamente, la empresa puede construir cualquier escala o tipo de planta. Las decisiones tomadas en la planificación de largo plazo de la empresa definen las condiciones de su operación en el corto plazo, cuando las inversiones en planta y equipos ya fueron hechas.

Ahora bien, supóngase que en el largo plazo una empresa pueda construir sólo tres escalas alternativas de planta. Las funciones de costos unitarios de corto plazo para cada escala de planta, son representadas por las curvas U_1 , U_2 y U_3 de la Figura A.21. La escala de planta más lucrativa depende de la cantidad prevista de producción. Así, para una producción Q_1 la empresa debería optar por la menor de las plantas, ya que para esa cantidad, el costo unitario C_1 es menor que los costos unitarios proporcionados por la planta media (C_2) o por la planta grande (C_3). Mientras que, si la cantidad prevista de producción es Q_2 , la empresa debería optar por la mayor planta.

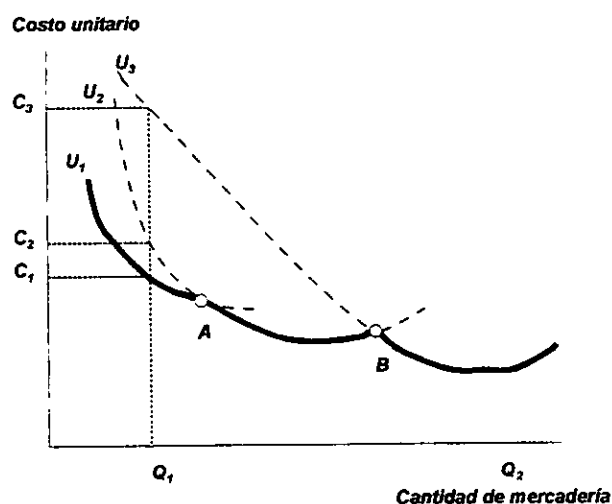


Figura A.21. Funciones de costos unitarios de corto plazo para varias escalas de planta

La función de costos unitarios de largo plazo presenta el costo unitario mínimo para la producción de cada cantidad de mercadería, considerándose que cualquier escala deseada de planta puede ser construida. En la Figura A.21 la función de costos unitarios de largo plazo es la parte continua de las curvas de corto plazo.

En la hipótesis de haber un gran número de escalas alternativas de planta, como en el ejemplo de la Figura A.22, el costo mínimo de producción de cada cantidad de mercadería en el largo plazo es dado por la envolvente de las curvas de corto plazo (L). La función de costos unitarios de largo plazo es tangente a las funciones de costos unitarios de corto plazo, en los puntos en que las plantas correspondientes a las funciones de corto plazo son óptimas. Se debe notar que L no es tangente a las curvas de corto plazo en sus mínimos, a no ser que L sea horizontal.

A partir de la función de costos unitarios de largo plazo, se puede fácilmente derivar la función de costos totales de largo plazo, que es el producto de los costos unitarios de largo plazo y las cantidades (ejemplo en la Figura A.23). La función de costos marginales de largo plazo es obtenida de la función de costos totales de largo plazo, de la misma forma descrita para el corto plazo.

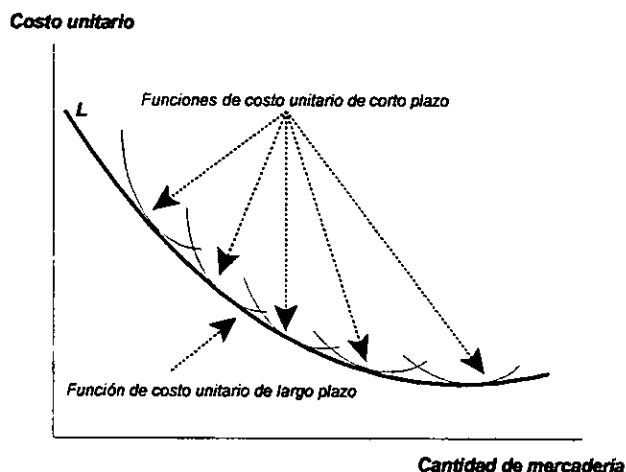


Figura A.22. Función de costos unitarios de largo plazo

De forma análoga al corto plazo, el costo marginal de largo plazo debe ser menor que el costo unitario de largo plazo cuando éste decrece, igual al costo unitario de largo plazo cuando éste pasa por un mínimo y mayor que el costo unitario de largo plazo cuando éste crece. La función de costos unitarios de largo plazo de la Figura A.22 presenta la misma forma que las funciones de costos unitarios de corto plazo. En el corto plazo, se explica la forma de esas funciones por la ley de los rendimientos decrecientes de los insumos. En el largo plazo, son determinantes de esa forma típica las economías y deseconomías de escala.

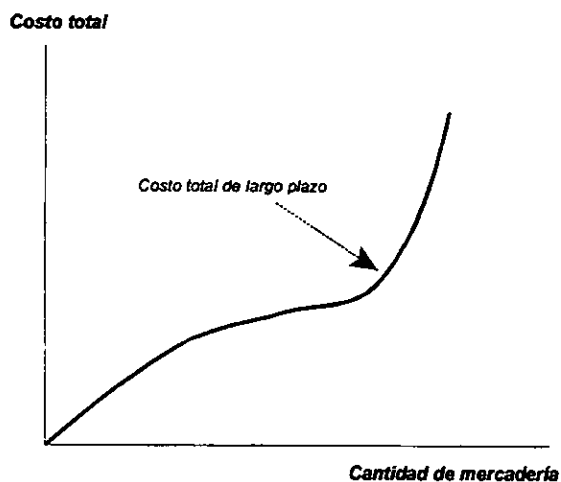


Figura A.23. Función de costos totales de largo plazo

Economías de escala en la producción de una cierta mercadería ocurren porque ampliaciones en la capacidad de producción pueden permitir la introducción de técnicas más modernas de producción, la utilización de unidades de producción mayores y más eficientes, mayor especialización y división del trabajo. Por eso, en el largo plazo, los costos unitarios de producción decrecen con el aumento de la cantidad producida, por lo menos hasta un cierto punto.

La función de costos unitarios de corto plazo puede presentar inclinaciones positivas a partir de un determinado punto porque, en organizaciones de gran tamaño, aumentos adicionales de capacidad pueden conducir a ineficiencia administrativa. En muchas industrias, no obstante, después de una reducción inicial, los costos unitarios de largo plazo permanecen constantes sobre un amplio intervalo de cantidades.

PRECIO Y PRODUCCIÓN BAJO COMPETENCIA PERFECTA.

Definición de competencia perfecta.

La característica básica de la competencia perfecta es su impersonalidad: existe un gran número de empresas en la industria y ninguna empresa ve a otra como un competidor, esto es, un pequeño productor de papas no considera a su vecino, productor del mismo producto, como un competidor.

Cuatro condiciones definen una industria como perfectamente competitiva: (i) la mercadería producida por todas las empresas debe ser idéntica; (ii) cada empresa debe ser suficientemente pequeña en relación al mercado, para que no pueda afectar el precio del producto; (iii) todos los insumos deben poder entrar y salir del mercado sin dificultades, al menos en el largo plazo (empresas pueden abrir y cerrar, y los insumos no pueden ser monopolizados); (iv) los consumidores, las empresas y los propietarios de los insumos deben tener perfecto conocimiento de los datos económicos y tecnológicos relevantes (los consumidores deben conocer todos los precios, los productores deben conocer todos los precios de insumos y procesos tecnológicos, etc.).

Como estas condiciones son bastante restrictivas, se puede inferir que ninguna industria es perfectamente competitiva. Este modelo es, no obstante, muy útil en el análisis y previsión del comportamiento del mercado en el mundo real. La competencia perfecta y el monopolio puro son las dos condiciones límite en problemas de equilibrio de precio y nivel de producción. Los problemas reales se aproximan más a una u otra situación extrema, conforme el grado de competencia aumenta o disminuye.

Determinación del precio en el corto plazo.

Maximización de beneficios.

En el corto plazo, una empresa puede variar el nivel de producción, modificando las cantidades de los insumos variables que utiliza. En competencia perfecta, la empresa no puede afectar el precio del producto, por tanto puede vender cualquier cantidad que quiera al precio del mercado. Considérese el ejemplo de la Tabla A.3, cuya última columna presenta el beneficio total de la empresa (recaudación total menos costo total). La Figura A.24 representa gráficamente las variaciones de la recaudación total y del costo total contra la cantidad producida. El beneficio total es la distancia vertical entre la curva de la recaudación total y la curva del costo total.

TABLA A.3
COSTO Y RECAUDACIÓN TOTAL DE UNA EMPRESA

Cantidad producida por periodo	Precio (USD)	Recaudación Total (USD)	Costo Fijo Total (USD)	Costo Variable Total (USD)	Costo Total (USD)	Beneficio Total (USD)
0	100	0	125	0	125	-125
1	100	100	125	100	225	-125
2	100	200	125	145	270	-70
3	100	300	125	165	290	10
4	100	400	125	210	335	65
5	100	500	125	285	410	90
6	100	600	125	385	510	90
7	100	700	125	525	650	50
8	100	800	125	785	910	-110

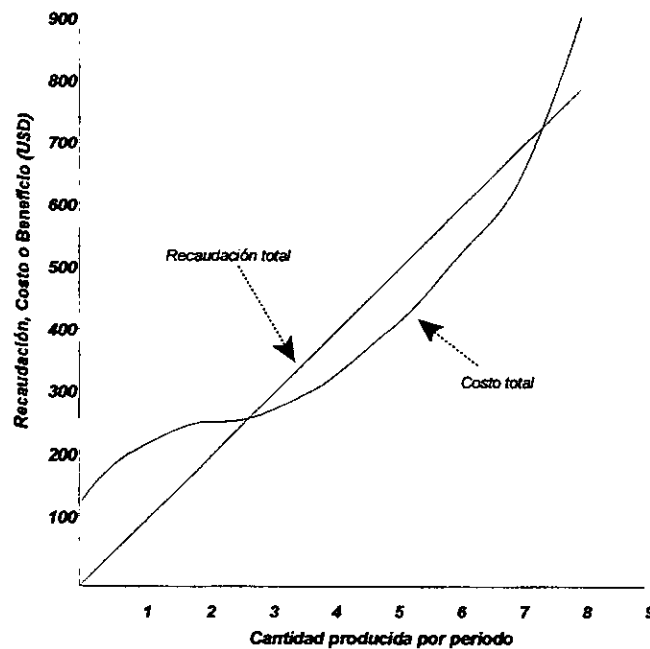


Figura A.24. Costo y recaudación total de una empresa

El examen de la Tabla A.3 o de la Figura A.24 permite observar que la empresa maximiza beneficios para un nivel de producción de 5 a 6 unidades por periodo de tiempo. La Tabla A.4 y la Figura A.25 presentan los valores de la recaudación marginal (precio) y costo marginal referentes al mismo ejemplo.

TABLA A.4 RECAUDACIÓN MARGINAL Y COSTO MARGINAL		
Cantidad producida por periodo	Recaudación Marginal (USD)	Costo Marginal (USD)
1	100	100
2	100	45
3	100	20
4	100	45
5	100	75
6	100	100
7	100	140
8	100	260

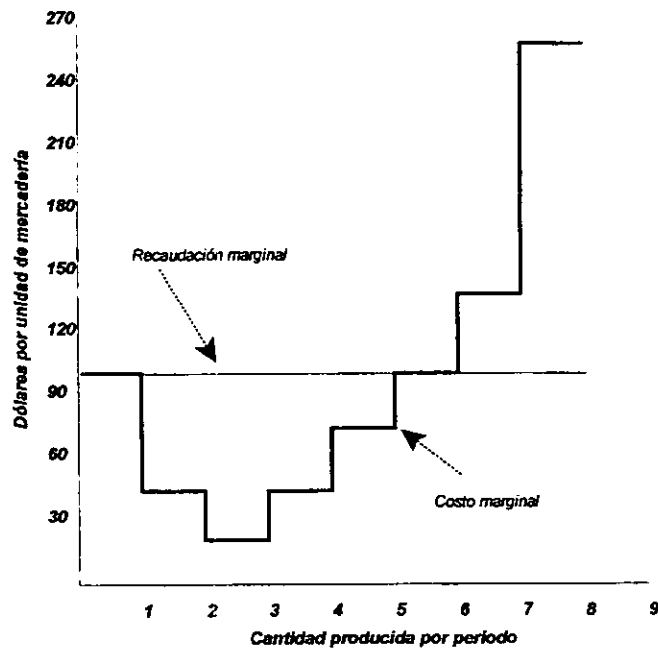


Figura A.25. Recaudación marginal y costo marginal

Es importante notar que el beneficio máximo ocurre para el nivel de producción en que el precio (recaudación marginal) iguala al costo marginal.

Precio igual a costo marginal.

Se puede comprobar que para el nivel óptimo de producción el costo marginal siempre es igual al precio. Con base en la Figura A.26, considérese inicialmente que el precio es P_0 . Para cualquier cantidad de producción menor que Q_0 el precio excede el costo marginal; por tanto, aumentos de producción aumentarán el beneficio, dado que la recaudación total aumentará más el costo total. Para cantidades de producción mayores que Q_0 , el precio es inferior al costo marginal; por tanto, reducciones de producción aumentarán el beneficio, porque la recaudación total disminuirá menos que el costo total; por tanto, para un precio P_0 el nivel de producción Q_0 maximiza los beneficios de la empresa.

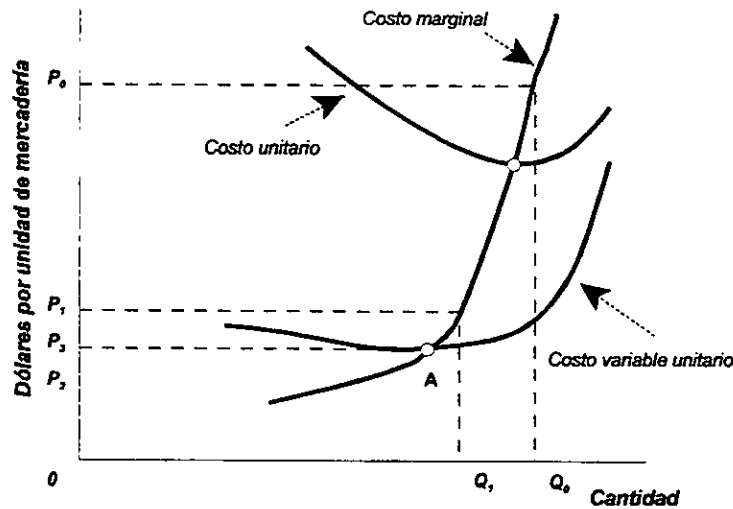


Figura A.26. Curvas de costos unitarios y marginales de corto plazo

Matemáticamente, si el costo total es $C(Q)$, para un nivel de producción Q , el beneficio total por período es:

$$L = PQ - C(Q) \quad \dots (A.45)$$

donde P es el precio del producto. Si L es un máximo,

$$P = \frac{dC(Q)}{dQ} = 0 \quad \dots (A.46)$$

o el precio se debe igualar al costo marginal. La condición de segundo orden para un máximo es:

$$\frac{d^2C(Q)}{dQ^2} > 0 \quad \dots (A.47)$$

Curva de oferta de la empresa.

Aunque la empresa maximice sus beneficios, ella puede no conseguir evitar perjuicios en el corto plazo. En el ejemplo de la Figura A.26, si el precio es P_1 , el costo unitario de corto plazo excede el precio para cualquier nivel de producción, aun para Q_1 , que es el nivel de producción que maximiza los beneficios (o mejor, minimiza las pérdidas). La decisión a ser tomada es mantener la producción con perjuicios o interrumpirla.

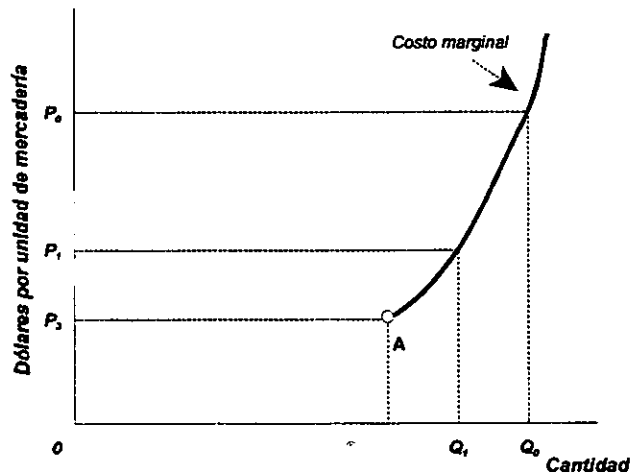


Figura A.27. La curva de la empresa en competencia perfecta

Si existe un nivel de producción para el cual el precio excede el costo unitario variable (como es el caso para P_1), la empresa debe mantener la producción aún con perjuicios. Esto porque, en ese caso, la empresa cubre todos sus costos variables y parte de sus costos fijos. Para un precio más bajo, como P_2 , la recaudación puede ni siquiera cubrir los costos variables y es más ventajoso discontinuar la producción.

De forma general, si el precio del producto es inferior a P_3 , la empresa no producirá nada; si el precio es superior a ese valor, la empresa definirá su producción de manera que se iguale su costo marginal al precio. La curva de oferta de corto plazo resultante es aquella presentada en la Figura A.27, en la cual el punto A es el llamado punto de cese de actividades.

Curva de oferta de la industria.

Como una aproximación inicial, la curva de oferta de la industria en el corto plazo puede ser vista como la sumatoria horizontal de las curvas de oferta de todas las empresas de la industria. Por ejemplo, si existen tres empresas en la industria cuyas curvas de oferta son S_1 , S_2 y S_3 de la Figura A.28, la curva de oferta de la industria será S , ya que esta curva muestra las cantidades de producto que todas las empresas juntas ofertarán a diversos precios.

La curva de oferta de la industria es construida con base en la hipótesis que el aumento o la reducción simultánea de producción en todas las empresas de la industria no afecta el precio de los insumos. Abandonándose esa hipótesis, se debe admitir que la expansión de la producción del conjunto de la industria puede hacer elevar el precio de ciertos insumos, resultando en el aumento de los costos de las empresas individuales. En este caso, la curva de oferta de corto

plazo de la industria deber ser menos elástica que S ; en el rango relevante de precios, la curva real puede aproximarse a R . Esto ocurre porque, para niveles más altos de producción, las curvas de costos marginal y unitario de las empresas se mueven hacia un menor nivel de producción.

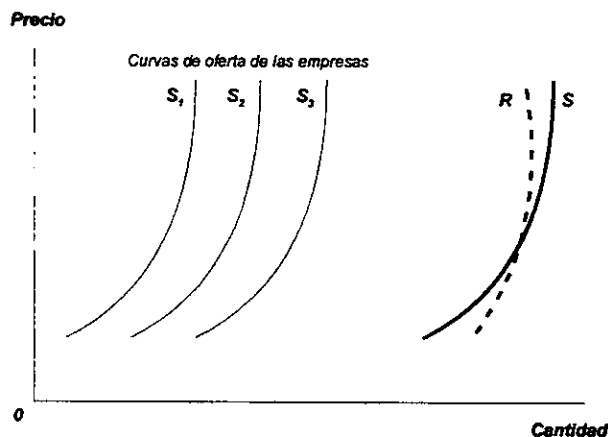


Figura A.28. La curva de oferta de la industria

Precio y producción de equilibrio.

El precio de equilibrio de corto plazo es aquel para el cual la cantidad demandada y la cantidad ofrecida se igualan. Por ejemplo, si la curva de demanda es D_1 y la curva de oferta es S , como en la Figura A.29, el precio de equilibrio es P_1 y el nivel de producción de equilibrio Q_1 . Un aumento en la demanda aumentará el precio de equilibrio y el nivel de producción en el corto plazo. En el ejemplo de la Figura A.29, si la curva de demanda se mueve a D_2 , eventualmente la industria encontrará su equilibrio para un precio igual a P_2 y una cantidad igual a Q_2 .

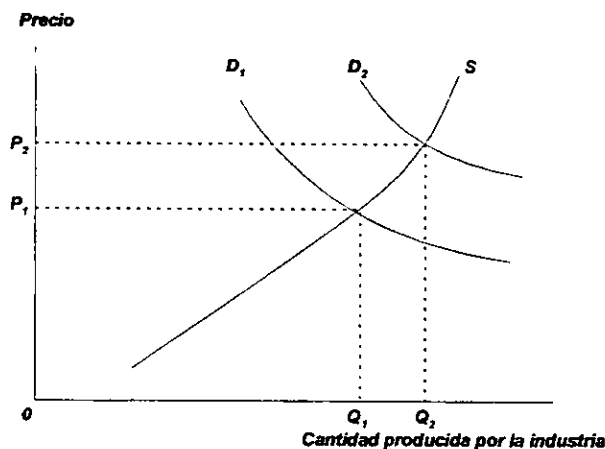


Figura A.29. Determinación del precio en el corto plazo

En la situación de equilibrio de corto plazo, el precio iguala al costo marginal para todas las empresas que optan por producir. En el corto plazo, el precio puede ser mayor o menor que los costo unitarios, resultando, respectivamente, en beneficios o pérdidas para las empresas.

Determinación del precio en el largo plazo.

Proceso de ajuste.

En el largo plazo, las empresas pueden alterar el tamaño de sus plantas; empresas ya establecidas pueden dejar la industria, si ésta no viene produciendo un retorno adecuado sobre las inversiones; nuevas empresas pueden entrar en la industria, si ésta viene proporcionando beneficios superiores a los usuales en otros sectores de la economía.

El proceso de ajuste para una empresa ya establecida es ilustrado en la Figura A.30: se considera que la empresa tiene una planta, cuyas curvas de costos unitarios y costos marginales son U_0 y M_0 , respectivamente, y que el precio del producto es P_0 . Con la planta existente, la empresa produce q_0 unidades y genera un pequeño beneficio. No obstante, en el largo plazo la empresa no está limitada a este tamaño de planta; por ejemplo, puede optar por una planta de tamaño medio (curvas U_1 y M_1) o grande (U_2 y M_2).

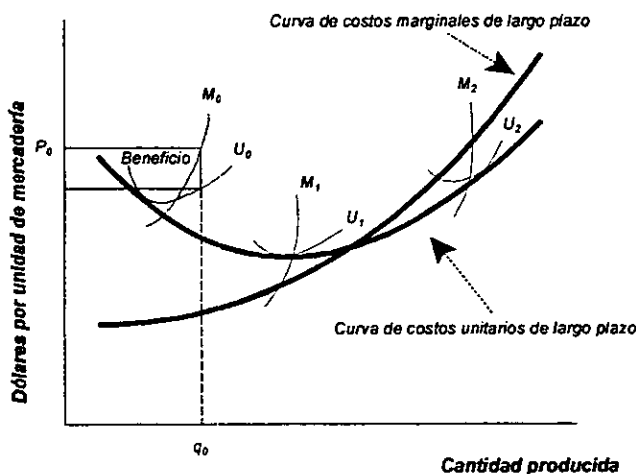


Figura A.30. Proceso de ajuste en el largo plazo (I)

En el largo plazo y con base en el objetivo de maximización de beneficios, la planta será seleccionada de forma que se igualen el costo marginal de largo plazo y el precio del producto. Del mismo modo, la planta será operada de manera que se igualen el costo marginal de corto plazo y el precio. Se concluye que el costo marginal de largo plazo, el costo marginal de corto plazo y el precio se igualan para la empresa que busca maximizar beneficios en una industria perfectamente competitiva.

En el ejemplo dado, la empresa puede obtener el máximo beneficio, si construye la planta mayor y produce q_2 unidades de mercadería por período de tiempo (ver Figura A.31). Si sólo esa empresa en la industria expande su escala de producción, no habrá influencia significativa en el precio y todas las empresas de la industria continuarán teniendo beneficios económicos en el corto plazo.

De acuerdo con la doctrina del costo de oportunidad, los costos de la empresa incluyen los retornos que serían obtenidos con el uso de los mismos recursos en sus más lucrativos usos alternativos. De esta forma, recursos antes aplicados en industrias menos rentables son canalizados a industrias que presentan mayores beneficios económicos, por lo que estas industrias acaban por atraer nuevas empresas.

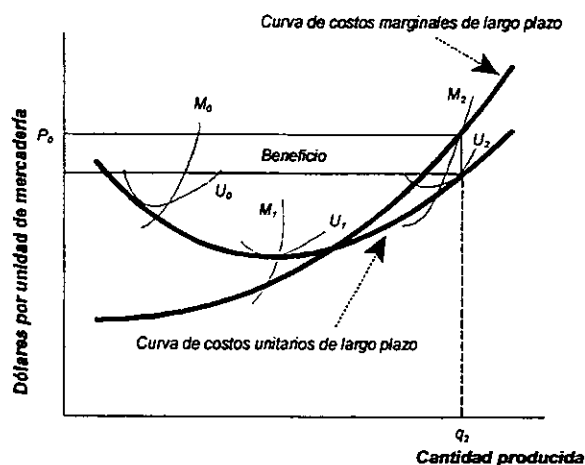


Figura A.31. Proceso de ajuste en el largo plazo (II)

La entrada de nuevas empresas mueve la curva de oferta de la industria hacia la derecha. Esto es, mayor cantidad de mercadería es suministrada a un precio dado. Por ejemplo, considerando que la curva de oferta de la industria se mueve de S a S_1 , en la Figura A.32, con el resultado de que el precio cae de P_0 a P_1 y la cantidad suministrada aumenta de Q_0 a Q_1 . Aunque la cantidad producida por el conjunto de la industria aumente, el nivel óptimo de producción de cada empresa individual se reduce a q_1 (ver Figura A.33). La planta óptima pasa a ser aquella de tamaño medio con curvas de costos de corto plazo U_1 y M_1 . Entretanto, aún las empresas que poseen la planta de tamaño óptimo perderán dinero, a razón de $(C_1 - P_1)$ dólares por unidad producida.

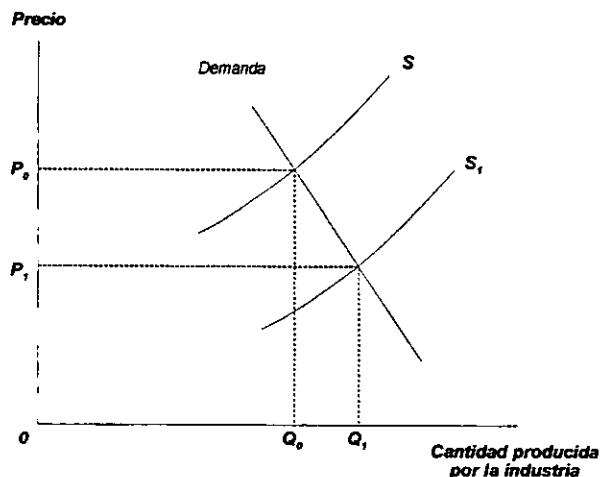


Figura A.32. Efecto de la entrada de nuevas empresas

Esta situación maximiza los beneficios de la empresa, aunque no evita pérdidas económicas. En la continuación de este proceso de ajuste, ocurre la salida de empresas de la industria, pues otras industrias están proporcionando mejores retornos del capital invertido. Con eso, una vez más, la curva de oferta de la industria se mueve, ahora para la izquierda.

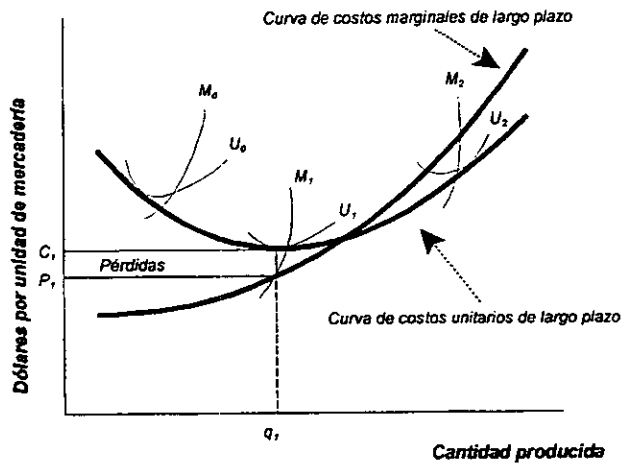


Figura A.33. Proceso de ajuste en el largo plazo (III)

El equilibrio de la empresa.

El proceso de ajuste termina cuando un número suficiente de empresas deja la industria, de modo que las pérdidas económicas son eliminadas, pero beneficios económicos también son evitados. En otras palabras, el equilibrio de la empresa en el largo plazo ocurre para el punto en el cual el costo total unitario de largo plazo iguala el precio.

Se sabe que, para maximizar sus beneficios, las empresas deben operar donde el precio iguala el costo marginal de largo plazo. Además, recién se ha demostrado que el precio también debe igualar el costo unitario de largo plazo. Entonces, para que ambas condiciones sean satisfechas, se requiere que el costo unitario de largo plazo iguale el costo marginal de largo plazo, lo que ocurre en el punto para el cual el primero pasa por un mínimo.

La posición de equilibrio es ilustrada en la Figura A.34. Cuando el proceso de ajuste termina, el precio es igual a P . Puesto que la curva de demanda de la empresa es horizontal, el nivel de producción de equilibrio de la empresa es Q y la planta óptima corresponde a las curvas de costos unitarios y marginales de corto plazo, U y M respectivamente.

Con este nivel de producción y esta planta, los costos marginales de largo y de corto plazo igualan el precio, lo cual asegura que la empresa maximiza beneficios. También, los costos unitarios de largo y corto plazo igualan el precio, asegurando que los beneficios económicos sean nulos. En virtud que los costos marginales y unitarios de largo plazo deben ser iguales, el punto equilibrio corresponde al mínimo de la curva de costos unitarios de largo plazo.

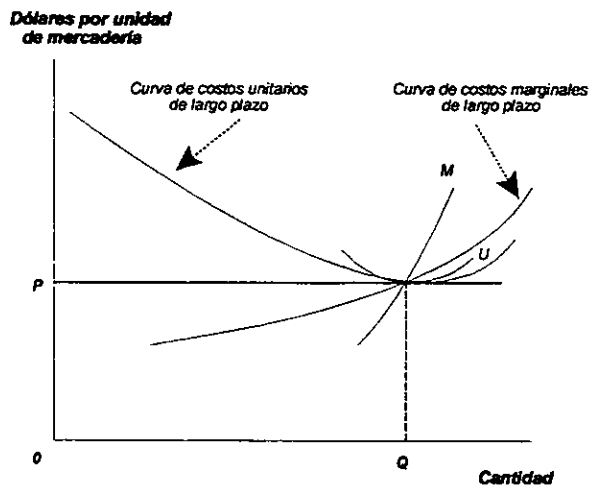


Figura A.34. Equilibrio de largo plazo de la empresa en competencia perfecta

MONOPOLIO Y OLIGOPOLIO.

Definición de monopolio puro.

El monopolio puro, como la competencia perfecta, es un modelo útil en Microeconomía. Para caracterizar un monopolio puro, es necesario que exista sólo un productor de determinada mercadería; si la competencia perfecta se define por la impersonalidad de la competencia entre las empresas, el monopolio puro es establecido por la ausencia total de competidores.

En el mundo real, la competencia de mercaderías similares y la posible entrada en la industria de uno o más competidores son restricciones usuales a la acción de un monopolista. Por eso, una empresa monopolista puede limitar sus beneficios de corto plazo para garantizar una posición estable y sus negocios en el largo plazo.

Razones para el monopolio.

Son cuatro las razones principales para el surgimiento de un monopolio: (i) una única empresa puede controlar completamente el suministro de un insumo básico para la industria; (ii) una empresa puede tornarse monopolista porque su costo unitario de producción alcanza un mínimo para una cantidad de mercadería suficiente para atender todo el mercado; (iii) la empresa puede obtener el monopolio sobre la producción de una mercadería por poseer patentes de los procesos de producción utilizados; (iv) la empresa puede tornarse un monopolio por reglamentación gubernamental al limitarse la entrada de competidores en el mercado ^[88].

[88] Las empresas que cumplen con las primeras dos condiciones son los llamados monopolios naturales.

Equilibrio de corto plazo en el monopolio puro.

Puesto que la empresa monopolista es la única que produce la mercadería, su curva de demanda es la propia curva de demanda del mercado. Como la curva de demanda del mercado presenta inclinación negativa, la recaudación unitaria (precio) y la recaudación marginal del monopolio puro no son iguales.

La Tabla A.5 presenta un ejemplo de curva de demanda para un monopolio puro, calculándose, para cada cantidad y precio, la recaudación total y marginal correspondiente. La Tabla A.6 presenta los respectivos costos de producción. El monopolista, si no es regulado y está libre para maximizar beneficios, optará por la producción de 5 o 6 unidades de mercadería por período de tiempo (ver Tabla A.6). La Figura A.35 presenta gráficamente la situación antes descrita.

TABLA A.5 DEMANDA Y RECAUDACIÓN DE UN MONOPOLIO PURO			
Cantidad	Precio (USD)	Recaudación Total (USD)	Recaudación Marginal (USD)
1	800	800	800
2	730	1460	660
3	710	2130	670
4	675	2700	570
5	640	3200	500
6	605	3630	430
7	575	4025	395
8	550	4400	375

TABLA A.6 COSTOS DE UN MONOPOLIO PURO				
Cantidad	Costo Variable Total (USD)	Costo Fijo (USD)	Costo Total (USD)	Costo Marginal (USD)
0	0	400	400	—
1	650	400	1050	650
2	1060	400	1460	410
3	1340	400	1740	280
4	1630	400	2030	290
5	1930	400	2330	300
6	2360	400	2760	430
7	3000	400	3400	640
8	4600	400	5000	1600

TABLA A.7 COSTO, RECAUDACIÓN Y BENEFICIO DEL MONOPOLISTA			
Cantidad	Recaudación Total (USD)	Costo Total (USD)	Beneficio Total (USD)
1	800	1050	-250
2	1460	1460	0
3	2130	1740	390
4	2700	2030	670
5	3200	2330	870
6	3630	2760	870
7	4025	3400	625
8	4400	5000	-600

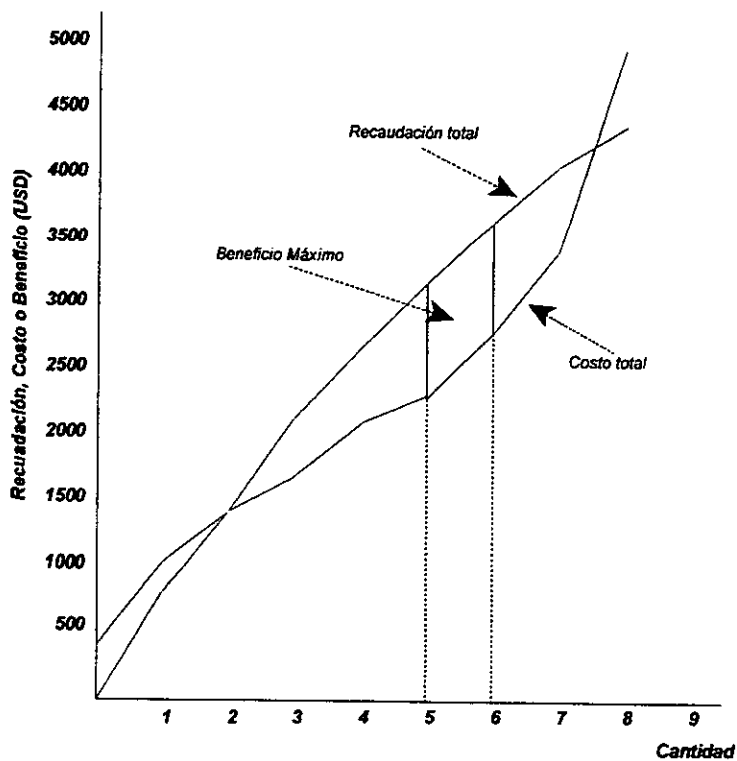


Figura A.35. Costo, recaudación y beneficio del monopolista

Cabe hacer notar que el nivel de producción que maximiza los beneficios del monopolista es inferior a aquel que iguala el precio y el costo marginal. Bajo monopolio, la empresa determinará su nivel de producción de forma que se igualen la recaudación marginal y el costo marginal. La Tabla A.8 y la Figura A.36 muestran que eso es verdad para el ejemplo dado. A continuación, se demuestra matemáticamente la generalidad de esta conclusión.

TABLA A.8 COSTO MARGINAL Y RECAUDACIÓN MARGINAL DEL MONOPOLISTA			
Cantidad	Costo Marginal (USD)	Recaudación Marginal (USD)	Beneficio Total (USD)
1	650	800	-250
2	410	660	0
3	280	670	390
4	290	570	670
5	300	500	870
6	430	430	870
7	640	395	625
8	1600	375	-600

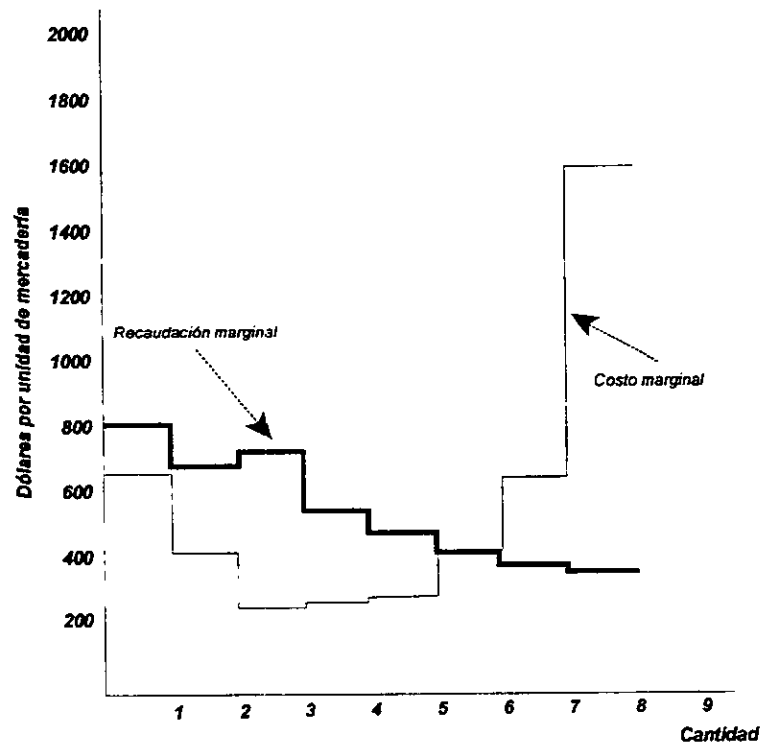


Figura A.36. Costo marginal y recaudación marginal del monopolista

Suponga que la curva de demanda de un monopolista es $P=D(q)$, donde P es el precio y q es la cantidad, y que su función de costo total es $C(q)$. Entonces, el beneficio del monopolista es:

$$L = q \cdot D(q) - C(q) \quad \dots (A.48)$$

y:

$$\frac{dL}{dQ} = D(q) + q \cdot D'(q) - C'(q) \quad \dots (A.49)$$

Haciendo $dL/dQ = 0$, para obtener las condiciones bajo las cuales el beneficio es máximo, se encuentra:

$$D(q) + q \cdot D'(q) = C'(q) \quad \dots (A.50)$$

Por tanto, la recaudación marginal debe siempre igualar el costo marginal cuando los beneficios son maximizados, ya que la expresión del lado izquierdo de la Ecuación A.50 es la recaudación marginal y la expresión del lado derecho de la ecuación es el costo marginal. Evidentemente, esta es sólo la condición de primer orden para un máximo.

La Figura A.37 muestra la representación gráfica del equilibrio de corto plazo del monopolista. El equilibrio de corto plazo ocurre para el nivel de producción Q , donde la curva de recaudación marginal cruza la curva de costos marginales. Para ese nivel de producción, la curva de demanda muestra que el precio debe ser fijado en P . El beneficio por unidad de mercadería es $(P-C)$ y, por consiguiente, el beneficio total es dado por $(P-C)Q$.

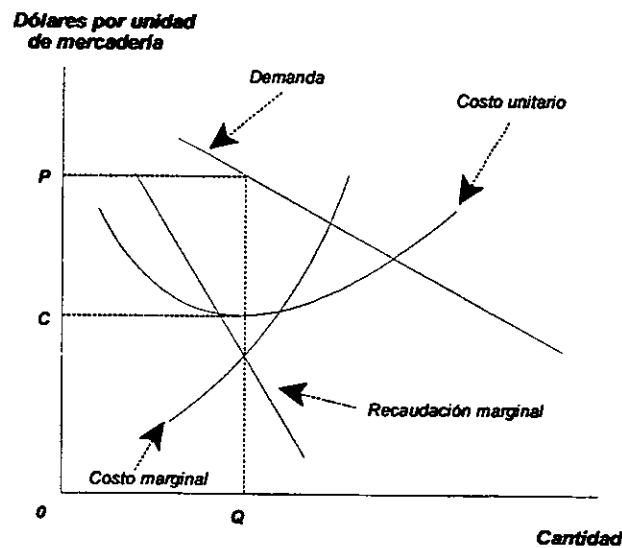


Figura A.37. Equilibrio de corto plazo del monopolista

Equilibrio de largo plazo en el monopolio puro.

Al contrario de lo que ocurre en la competencia perfecta, el equilibrio de largo plazo en una industria monopolística no es caracterizado por la ausencia de beneficios o pérdidas económicas. Si el monopolio obtiene beneficios económicos de corto plazo, no será confrontado con competidores en el largo plazo, o la industria deja de ser un monopolio. Aunque el monopolista obtenga beneficios económicos en el corto plazo, puede modificar su planta en el largo plazo, de forma que se aumenten esos beneficios aún más.

Si el monopolista enfrenta pérdidas económicas en el corto plazo, tiene dos alternativas para el largo plazo: alterar el tamaño de su planta para pasar a obtener beneficios, o bien, dejar la industria.

Por ejemplo, considérese que las curvas de demanda, de recaudación marginal, de costos unitarios de largo plazo y de costos marginales de largo plazo de un monopolio puro son aquellas mostradas en la Figura A.38. Además, supóngase que la empresa inicialmente tiene una planta correspondiente a la curva de costos unitarios de corto plazo U_0 y a la curva de costos marginales de corto plazo M_0 . En el corto plazo, la empresa producirá Q_0 unidades y fijará el precio en P_0 . Puesto que su costo unitario de corto plazo es C_0 , la empresa presentará beneficios cuyo valor es $Q_0(P_0 - C_0)$.

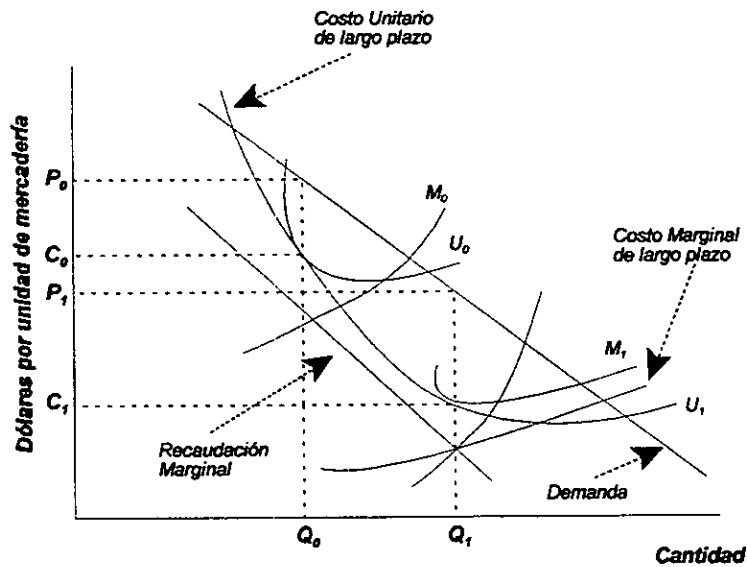


Figura A.38. Equilibrio de largo plazo del monopolista

No obstante, la empresa puede ajustar su planta en el largo plazo, con el propósito de aumentar sus beneficios. Es evidente que el monopolista maximizará sus beneficios en el largo plazo, para un nivel de producción que iguale su costo marginal de largo plazo y su recaudación marginal. Por tanto, la empresa producirá Q_1 unidades por período de tiempo en el largo plazo, fijará el precio en P_1 y obtendrá beneficios totales en el valor de $Q_1(P_1 - C_1)$. La planta óptima para el monopolista presenta curvas de costos unitarios y marginales de largo plazo U_1 y M_1 , respectivamente.

Comparación del monopolio con la competencia perfecta.

Es importante analizar las diferencias en el equilibrio de largo plazo de una industria, operando bajo condiciones de monopolio y competencia perfecta. Primeramente, bajo competencia perfecta, cada empresa opera en un punto para el cual los costos unitarios de largo plazo y de corto plazo son mínimos (ver Figura A.34). Un monopolio opera su planta con miras a producir la cantidad de mercadería de equilibrio de largo plazo al mínimo costo unitario. Entretanto, el monopolio no escoge la planta que permite la producción de la mercadería al menor costo unitario. En general, si el monopolio expandiese su producción de equilibrio de largo plazo, podría utilizar esa planta que presenta menores costos unitarios.

La Figura A.38 muestra claramente lo anterior: el monopolista produce Q_1 unidades de mercadería, lo que es menos que la cantidad correspondiente al punto mínimo de la curva de costo unitarios de largo plazo. Consecuentemente, los recursos de la sociedad tienden a ser más eficientemente utilizados en industrias perfectamente competitivas que en industrias monopolizadas.

Por otro lado, la cantidad producida por una industria perfectamente competitiva tiende a ser mayor y el precio menor que para un monopolio. Las empresas en una industria perfectamente competitiva operan en un punto para el cual el precio iguala el costo marginal; una empresa monopolista opera de forma que el precio sea mayor que el costo marginal.

El precio es un buen indicador del valor social marginal de la mercadería. Consecuentemente, bajo monopolio, el valor social marginal del producto excede su costo marginal; la sociedad alcanzaría un mayor bienestar, si más recursos fuesen aplicados en la producción de la mercadería, hasta que se igualen su valor social marginal y su costo social marginal.

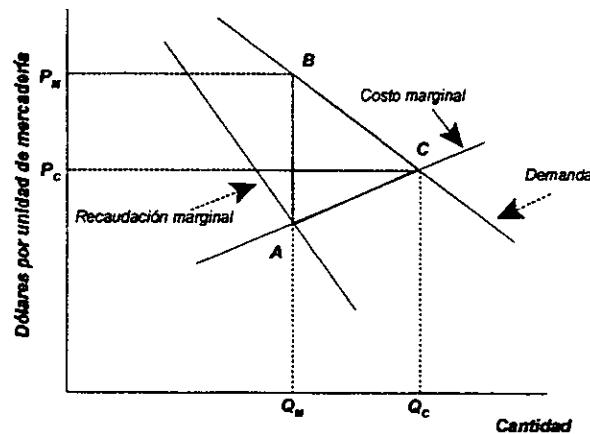


Figura A.39. Comparación de precio y nivel de producción

Asumiendo que la curva de demanda por el producto y la curva de costos marginales son lineales, la Figura A.39 compara el precio y el nivel de producción de equilibrio, bajo competencia perfecta y bajo monopolio: el precio del monopolio es P_M y el precio competitivo es P_C ; el nivel de producción del monopolio es Q_M , y se considera que la curva de costos marginales es la curva de oferta de largo plazo en competencia perfecta. Usando el concepto de disposición a pagar, el perjuicio de bienestar para la sociedad debido al monopolio puede ser aproximadamente el representado por el triángulo ABC de la Figura A.39.

Oligopolio.

Al contrario del monopolio puro y de la competencia perfecta, más importantes desde el punto de vista teórico, el oligopolio es la estructura de mercado que actualmente prevalece en la economía mundial. El oligopolio se caracteriza por un pequeño número de empresas y una gran interdependencia entre ellas; cambios en el precio o en el nivel de producción de una empresa oligopólica ejercen influencia sobre las ventas y beneficios de las otras empresas del oligopolio y generalmente redundan en alteraciones en la política de dichas empresas.

Como no se pueden prever las reacciones de los competidores a las acciones de una empresa específica, no se puede construir la curva de demanda de una empresa oligopolista. Algunos economistas sostienen que de hecho no existe una teoría general del oligopolio ^[89], por lo que frecuentemente, los interesados en el análisis de oligopolios se apoyan en la teoría de juegos para estudiar el comportamiento de estos mercados ^[90].

Existen varias razones para la existencia de un oligopolio, entre ellas las economías de escala. En algunas industrias, sólo pueden ser alcanzados bajos costos de producción si una empresa produce una cantidad de mercadería suficiente para satisfacer una parte sustancial de la demanda (oligopolios naturales); en otros casos, pueden existir barreras de orden legal o económico que dificultan la entrada de nuevas empresas en la industria. También es común que un oligopolio se forme a partir de fusiones e incorporaciones que evidentemente disminuyen el número de empresas en una industria.

Las condiciones en industrias oligopólicas tienden a promover la cartelización, ya que el número de empresas es pequeño y las empresas reconocen su interdependencia. En su forma más perfecta, el cartel centralizado produce la solución de monopolio.

De una forma general, los efectos del oligopolio son difíciles de prever; sin embargo, precios y beneficios tienden a ser más altos que bajo competencia perfecta.

MERCADOS DE INSUMOS.

En una economía de mercado, los precios de los insumos son determinantes del ingreso de los consumidores. Cada trabajador que vende sus servicios a una empresa recibe un salario, que es el precio de un insumo desde el punto de vista de la empresa. La distribución de renta de una sociedad es, en gran parte, definida por la configuración de los precios de los insumos.

El precio de los insumos, así como el precio de los bienes de consumo, es determinado por las fuerzas del mercado, es decir, a través de la interacción de oferta y demanda. Sin embargo, son las empresas y no los consumidores quienes demandan insumos, a la vez que muchos insumos son suministrados por individuos y no por empresas. El proceso de formación de la demanda y de la oferta de insumos es, por lo tanto, significativamente diferente del proceso de formación de la demanda y de la oferta de bienes de consumo.

Competencia perfecta en mercados de insumos.

En secciones anteriores (combinación óptima de insumos) se ha mostrado como la empresa combina sus insumos con miras a minimizar sus costos. La empresa elige una combinación de insumos, para la cual la razón entre los productos marginales de cada insumo y sus precios es la misma para todos los insumos. Para una empresa que maximiza beneficios, se puede demostrar también que el valor común de la razón entre los productos marginales de los insumos y sus precios iguala el inverso del costo marginal y el inverso de la recaudación marginal, es decir:

[89] D. Salvatore. Microeconomía. Editorial McGraw-Hill. México, 1995.

[90] J. Von Neumann. Theory of Games and Economic Behavior. John Wiley, New York, 1967.

$$\frac{P_X}{PM_X} = \frac{P_Y}{PM_Y} = \dots = \frac{P_Z}{PM_Z} = CM = RM \quad \dots (A.51)$$

donde:

P_X, P_Y, \dots, P_Z son los precios de los insumos;

PM_X, PM_Y, \dots, PM_Z son los productos marginales de los insumos;

CM es el costo marginal de la empresa;

RM es la recaudación marginal de la empresa.

Para comprender por qué la Ecuación A.51 es válida, considérese inicialmente que un incremento de producción es obtenido por medio del aumento de la utilización del insumo X. ¿Cuál es el costo de producción de una unidad adicional de mercadería? Como $1/PM_X$ unidades adicionales del insumo X resultan en una unidad adicional de mercadería, $(1/PM_X)P_X = P_X/PM_X$ iguala el costo marginal; el mismo raciocinio es válido para los otros insumos. Además de eso, si la empresa maximiza beneficios, debe estar operando en un punto para el cual el costo marginal iguala a la recaudación marginal, quedando demostrada la validez de la Ecuación A.51.

La curva de demanda de la empresa por un insumo muestra la cantidad demandada por la empresa para cada precio del insumo. Considérese inicialmente el caso de un único insumo variable, por ejemplo, el insumo X de la Ecuación A.51; transformando aquella ecuación se tiene:

$$PM_X * RM = P_X \quad \dots (A.52)$$

Una empresa que maximiza beneficios demandará aquella cantidad del insumo X, para el cual el valor de la mercadería adicional producida por una unidad adicional de X iguala el precio de X, esto es, la empresa utilizará mayor cantidad de un insumo, siempre que esto produzca un aumento mayor en el ingreso total que en el costo total.

Este es el significado de la Ecuación A.52, cuyo término del lado izquierdo de la igualdad es llamado valor del producto marginal. La función que relaciona el valor del producto marginal del insumo X y la cantidad utilizada de ese insumo es la propia curva de demanda de la empresa por el insumo. En el caso que existan otros insumos variables, un cambio en el precio del insumo X puede resultar en la alteración de las cantidades utilizadas de todos los insumos.

En el ejemplo de la Figura A.40, el precio del insumo X es inicialmente 8.00 USD y la cantidad utilizada de X es 10. Manteniéndose constante la utilización de los otros insumos, la curva que relaciona la cantidad utilizada del insumo X y el valor de su producto marginal, es decir, la curva de demanda del insumo, es V_1 . Si el precio de X cae a 6.00 USD, la empresa tiende a intensificar su utilización, ya que el nuevo precio de X es inferior al valor de su producto marginal. El mayor uso del insumo X altera las curvas de valor del producto marginal de los otros insumos. Resultan alteraciones en las cantidades utilizadas de esos insumos y, por consecuencia, se altera la curva del valor del producto marginal de X, digamos para V_2 en la Figura A.40.

La nueva cantidad demandada del insumo X será tal que el valor del producto marginal del insumo iguala su precio, lo que ocurre para 20 unidades de X. Los puntos A y B están, por tanto, en la curva de demanda del producto X. Otros puntos pueden ser obtenidos de la misma manera; la curva de demanda resultante es d.

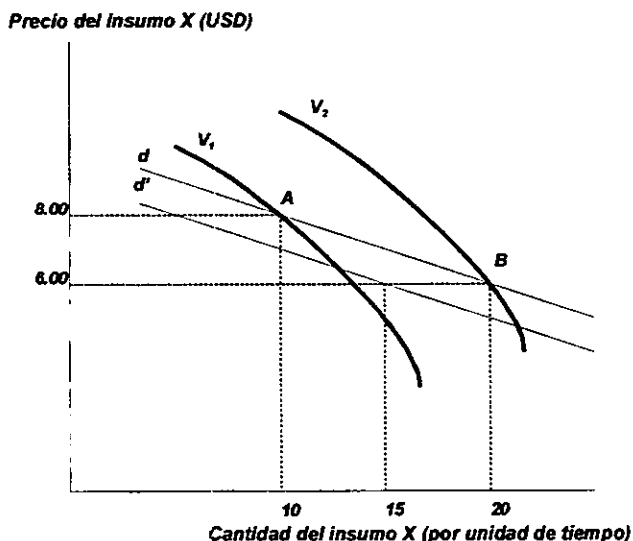


Figura A.40. Curva de demanda de la empresa por el insumo X

La curva de demanda del mercado de una mercadería es la suma horizontal de las curvas de demanda de los consumidores individuales. Sin embargo, en la obtención de la curva de demanda del mercado de un insumo, esa suma constituiría sólo una primera aproximación, puesto que es necesario considerar el efecto de los cambios de precio del insumo en el precio del producto final.

Considérese una vez más que el precio inicial del insumo X es de 8.00 USD y que cada empresa del mercado está en equilibrio, con su curva de demanda del insumo X (*d* en la Figura A.40). Cada empresa utiliza 10 unidades de X. Multiplicando 10 por el número de empresas del mercado (i.e. 100), se obtiene 1000, la cantidad total utilizada de X al precio de 8.00 USD. Por lo tanto, A es un punto de la curva de demanda del mercado en la Figura A.41.

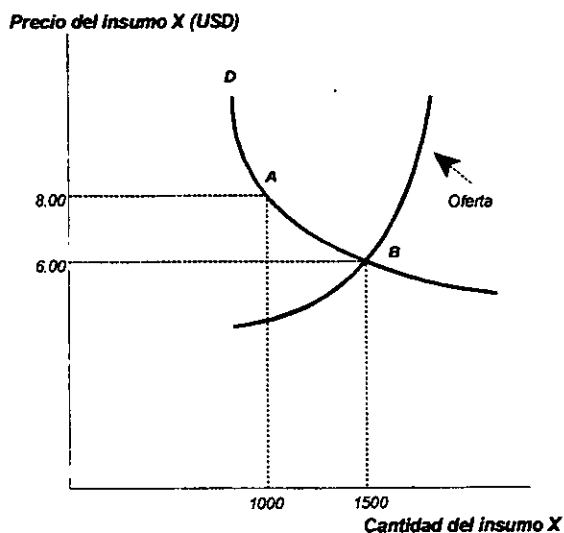


Figura A.41. Equilibrio en mercados de insumos

Suponiendo que el precio X cae a 6.00 USD, cada empresa aumenta la utilización de ese insumo y la producción del producto final. Como resultado, el precio del producto final cae y las curvas de demanda individual de X se mueven en dirección a d' , en la Figura A.40. Cuando el ajuste termina, cada empresa está utilizando sólo 15 unidades de X . Multiplicando 15 por el número de empresas en el mercado, se obtiene 1500, la cantidad total consumida del insumo X al precio de 6.00 USD. De este modo, B es otro punto de la curva de demanda del mercado D en la Figura A.41. La curva de demanda del mercado de un insumo y su curva de oferta determinan el precio de equilibrio del insumo; en el ejemplo de la Figura A.41, el precio de equilibrio es 6.

Monopsonio.

El monopsonio es una estructura de mercado de insumo en la cual hay solamente un comprador. El monopsonio puede ocurrir por diversas razones: el caso clásico de monopsonio es el de las pequeñas ciudades que cuentan con sólo un gran empleador. Si hay dificultades para movilidad de mano de obra, ocurre un caso de monopsonio en la adquisición de trabajo. También típico es el caso de profesionales altamente especializados, cuya mano de obra es mucho más productiva en una actividad dada que en otras. Si esa actividad es monopolizada por una única empresa, esa empresa se torna monopsonista en la contratación de ese tipo de profesional; situación similar podría referirse a una materia prima, cuya utilización fuese restringida a un único uso.

La característica del monopsonio es que la curva de oferta del insumo para el monopsonista es la propia curva de oferta del mercado. En general, la curva de oferta del mercado tiene inclinación positiva. Al contrario de la empresa compradora de insumos en mercados competitivos que hace frente a una curva de oferta perfectamente elástica, el monopsonista es forzado a aumentar el precio pagado por el insumo, si quiere utilizarlo en mayor cantidad. Por otro lado, él puede disminuir el precio del insumo, si lo utiliza menos.

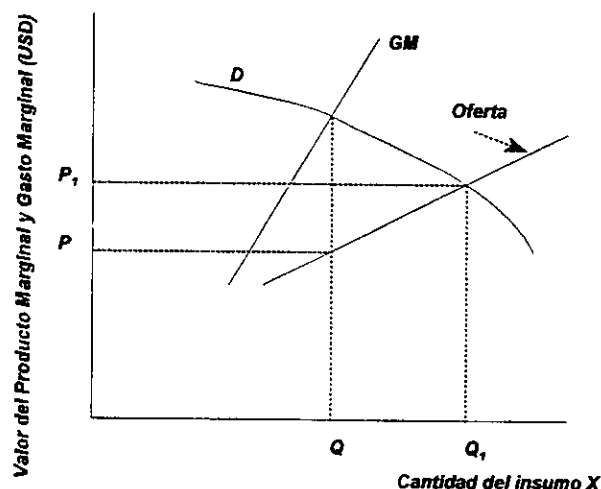


Figura A.42. Empleo óptimo del insumo X : monopsonio

Como ocurre en cualquier mercado de insumos, para maximizar beneficios, el monopsonista va a comprar mayores cantidades de un insumo dado, mientras la recaudación marginal permitida por la cantidad adicional del insumo fuere mayor que el costo adicional correspondiente. En otras palabras, el monopsonista emplea unidades adicionales de insumo, mientras que el valor del producto marginal del insumo excede el gasto marginal con el insumo. En la Figura

A.42, si la curva del valor del producto marginal es D y la curva del gasto marginal con un insumo es GM , la empresa utiliza Q unidades del insumo, por las cuales paga un precio P . Como se vio en la parte de la competencia perfecta en mercados de insumos, la empresa maximiza beneficios con la utilización de un insumo X , cuando:

$$PM_X * RM = P_X \quad \dots (A.53)$$

Si la empresa es monopsonista, debe elegir el nivel de utilización del insumo X , de forma que:

$$PM_X * RM = GM_X \quad \dots (A.54)$$

donde GM_X es el gasto marginal con el insumo X .

Puesto que GM_X es mayor que P_X , si la curva de oferta del insumo tiene inclinación positiva, y la curva del valor del producto marginal tiene inclinación negativa, el equilibrio del monopsonio se realiza a un menor nivel de utilización y a un menor precio del insumo que aquellos correspondientes a la situación de competencia perfecta. En el ejemplo de la Figura A.42, el precio de equilibrio bajo competencia perfecta sería P_1 y la cantidad utilizada Q_1 .

La Ecuación A.54 es válida para cualquiera que sea el insumo variable considerado. Por lo tanto, se puede concluir que un monopsonista definirá las cantidades utilizadas de cada insumo, de forma que pueda mantener constante la relación entre los productos marginales de los insumos y los gastos marginales correspondientes, es decir:

$$\frac{GM_X}{PM_X} = \frac{GM_Y}{PM_Y} = \dots = \frac{GM_Z}{PM_Z} = RM \quad \dots (A.55)$$

donde GM_Y y GM_Z son los gastos marginales con los insumos Y y Z , respectivamente. Es evidente que la Ecuación A.51 es un caso particular de la Ecuación A.55, para el cual los precios de los insumos son invariables.

EQUILIBRIO GENERAL.

Hasta este punto, la teoría microeconómica aquí descrita trató del análisis del equilibrio parcial, el cual asume que cambios en el precio pueden ocurrir en cualquier mercado que está siendo estudiado, sin causar alteraciones significativas en los precios de otros mercados. Un análisis que lleva en cuenta las interrelaciones entre precios de los diferentes mercados es llamado análisis del equilibrio general.

Para ilustrar la naturaleza de los modelos de equilibrio general utilizados en Economía, se presenta a continuación un modelo simplificado que asume que la economía se compone de dos sectores, un sector productivo y un sector de consumo. Tal modelo considera que toda producción es realizada por empresas, que todos los insumos son suministrados por consumidores y que todos los mercados son perfectamente competitivos. Otras hipótesis simplificadoras son adoptadas en ese modelo: (i) los consumidores obtienen su ingreso exclusivamente por la venta de insumos a las empresas; (ii) todo el ingreso de los consumidores es empleado en la compra de las mercaderías

producidas por estas empresas; y (iii) existen coeficientes fijos de producción. Las ecuaciones del modelo simplificado son las siguientes:

$$R_c = R_c(p_1, \dots, p_c, W_1, \dots, W_D), \quad c = 1, \dots, C \quad \dots \text{(A.56)}$$

$$X_d = u_{1d} * R_1 + u_{2d} * R_2 + \dots + u_{cd} * R_C \quad d = 1, \dots, D \quad \dots \text{(A.57)}$$

$$p_c = u_{c1} * W_1 + u_{c2} * W_2 + \dots + u_{cD} * W_D \quad c = 1, \dots, C \quad \dots \text{(A.58)}$$

donde:

- p_c \triangleq Precio de la c-ésima mercadería;
- W_d \triangleq Precio del d-ésimo insumo;
- u_{cd} \triangleq Cantidad del d-ésimo insumo utilizado para producir una unidad de la c-ésima mercadería;
- R_c \triangleq Cantidad total demandada por los consumidores de la c-ésima mercadería;
- X_d \triangleq Cantidad total del d-ésimo insumo suministrado por los consumidores.

Las ecuaciones A.56 son definidas a partir de las ecuaciones que determinan la demanda de los consumidores individuales por las mercaderías.

Las ecuaciones A.57 aseguran que la cantidad total de cada insumo empleado por las empresas iguala la cantidad total del mismo insumo que es suministrado por los consumidores.

Las ecuaciones A.58 garantizan que las condiciones de equilibrio de largo plazo de la competencia perfecta son satisfechas, sin beneficio o perjuicio económico en la producción de las diversas mercaderías, esto es, el precio de cada mercadería debe igualar su costo unitario de producción, definido como:

$$A_c = u_{c1} * W_1 + u_{c2} * W_2 + \dots + u_{cD} * W_D \quad c = 1, \dots, C \quad \dots \text{(A.59)}$$

Una de las ecuaciones A.57 no es independiente, por tanto el número de ecuaciones del modelo descrito por las ecuaciones A.56, A.57 y A.58 es $2C + D - 1$. El número de variables del modelo es $2C + D$ (R_c , W_d y p_c); esto significa que el modelo no determina una solución única para el problema. Es necesario prefiar un valor para una de las variables (el llamado numéraire), para que resulte definido el sistema de ecuaciones. Se puede, por ejemplo, definir el precio de una de las mercaderías como igual a uno. Entonces, todos los demás precios y cantidades resultan determinados de forma proporcional al precio fijado.

Los precios que resultan del equilibrio general obviamente no son únicos; sólo los precios relativos afectan las decisiones de consumidores, empresas y propietarios de recursos.

Ahora, considérese un modelo de equilibrio general de la economía, en el cual el interés nacional es descrito por una cierta función objetivo, por ejemplo, maximizar el consumo agregado o maximizar la suma de todos los excedentes individuales (productores y consumidores). En este caso, el precio de cuenta de un recurso se define como la variación de esa función objetivo cuando varía de manera marginal la disponibilidad del recurso, suponiendo que las demás variables se mantienen en su nivel óptimo. Es posible formular matemáticamente este problema de programación económica y calcular los precios de cuenta como valores sombra asociados a cada limitación de disponibilidad. El precio de cuenta o precio-sombra así definido es el costo de oportunidad del recurso para la sociedad ^[91] ^[92] ^[93] ^[94].

Más adelante se verá como se alcanza una economía perfectamente competitiva, compuesta por sólo dos consumidores, dos mercaderías y dos insumos. Se presenta una explicación gráfica para: (i) el equilibrio general de los intercambios de mercaderías; (ii) el equilibrio general del empleo de insumos en la producción; y (iii) el equilibrio general simultáneo de intercambio y producción.

Las conclusiones obtenidas del análisis de este modelo simple de equilibrio general pueden ser generalizadas para cualquier número de consumidores, mercaderías e insumos. No obstante que el modelo de equilibrio general no considera explícitamente el uso de dinero, el análisis es perfectamente aplicable al mundo real, puesto que la moneda es sólo un medio de trueque.

Intercambio.

En el análisis del proceso de intercambio de mercaderías entre consumidores, considérese el ejemplo de un mercado extremadamente simplificado: existen sólo dos consumidores, Fritz y Helmut, y dos mercaderías, salchichas y cerveza. Considérese que las curvas de indiferencia de Fritz y Helmut son las representadas en el diagrama llamado caja de Edgeworth de la Figura A.43. Tres de las curvas de indiferencia de Fritz son F_1 , F_2 y F_3 ; la más baja es F_1 y la más alta es F_3 . Las cantidades de salchichas y cerveza consumidas por Fritz son medidas respectivamente en los ejes horizontal y vertical, a partir del origen O_F .

Las cantidades totales de salchichas y cerveza son representadas respectivamente por el largo de la base y por la altura de la caja de Edgeworth. Las cantidades de salchichas y cerveza consumidas por Helmut son medidas en sentido inverso, a partir del origen O_H . Tres de las curvas de indiferencia de Helmut son H_1 , H_2 y H_3 , que, evidentemente, tiene convexidad inversa a las de las curvas de Fritz (H_1 es la más baja, H_3 es la más alta). Fritz y Helmut llegaron a la cervecería y compraron fichas de salchichas y cerveza en las cantidades presentadas en la Tabla A.9.

[91] S.P. Bradley. Applied Mathematical Programming. Adison Wesley Publishing Co. Mass, USA, 1977.

[92] P. Dasgupta. Benefit-Cost Analysis and Trade Policies, en "Journal of Political Economy". Febrero, 1974.

[93] P. Warr. On the Shadow Pricing of Traded Commodities, en "Journal of Political Economy". Junio, 1977.

[94] Yves Albouy. Análisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, DC. 1983.

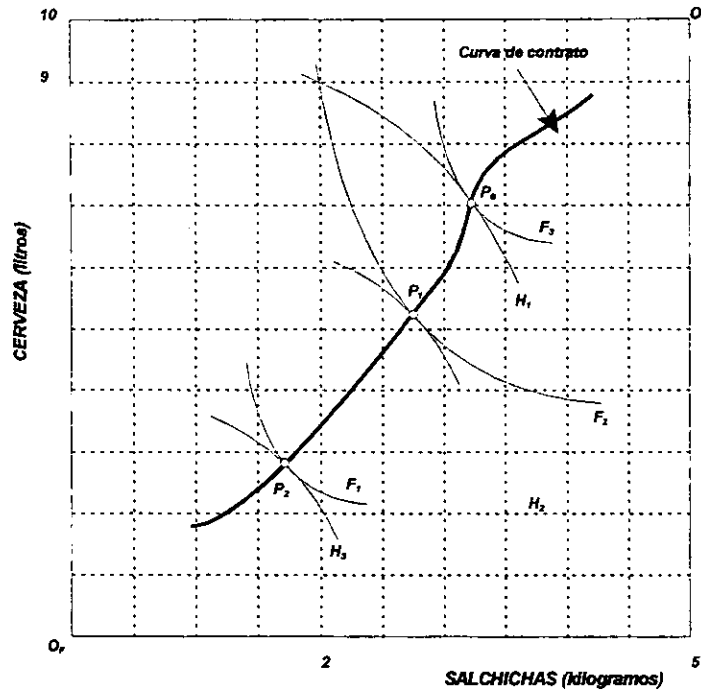


Figura A.43. Intercambio

Para esta situación inicial, se puede observar que Helmut está en H_1 , su curva de indiferencia más baja. A su vez, Fritz está en su curva intermedia F_2 . En este punto, la tasa marginal de sustitución de salchichas por cerveza es más alta para Helmut que para Fritz, como puede ser verificado al comparar las inclinaciones de sus curvas de indiferencia. Por tanto, Fritz y Helmut van a querer negociar entre sí sus fichas de cerveza y salchichas.

TABLA A.9 ADQUISICIÓN INICIAL DE CERVEZAS Y SALCHICHAS			
	FRITZ	HELMUT	TOTAL
SALCHICHAS (kilogramos)	2	3	5
CERVEZAS (litros)	9	1	10

El punto exacto del diagrama al cual ellos se trasladarán depende, empero, de la capacidad de negociación de cada uno de los divertidos camaradas. Si Fritz fuera más listo que Helmut, ellos intercambiarán sus fichas hasta encontrarse en P_0 , uno de los puntos para los cuales sus tasas marginales de sustitución se igualan. En este caso, el nivel de utilidad de Helmut no habrá mejorado ni un poco (continúa en H_1), pero el de Fritz habrá mejorado bastante (pasa de F_2 a F_3). Si Helmut fuere mejor negociante y supiere conducir a su amigo, los dos podrán llegar a P_1 , punto situado en la misma curva de indiferencia F_2 para Fritz, pero bastante mejor para Helmut, que pasa de H_1 a H_2 .

Dado que el equilibrio en el intercambio es alcanzado cuando las tasas marginales de sustitución se igualan, los puntos de equilibrio deben ser tales que las curvas de indiferencia sean tangentes. La línea que une los puntos de tangencia es llamada curva de contrato de consumo. Si los consumidores están en un punto fuera de la curva de contrato, es siempre

preferible para ellos encaminarse para un punto de la curva de contrato, pues uno de ellos o ambos pueden ganar con la transacción, sin que ninguno de ellos salga perjudicado.

Producción.

Considérese nuevamente una economía simplificada que produce sólo dos mercaderías, salchichas y cerveza. Además, supóngase que las industrias de ambos productos utilizan sólo dos insumos (trabajo y capital) y que el empleo inicial de esos insumos entre las industrias es aquel representado por el punto Z de la caja de Edgeworth de la Figura A.44. Para este ejemplo, la industria de salchichas tiene 78 unidades de trabajo y 52 unidades de capital y la industria de cerveza tiene 22 unidades de trabajo y 48 unidades de capital.

Con base en las funciones de producción de salchichas y cerveza, fueron definidas en la Figura A.44, algunas isoquantas para la producción de ambas mercaderías. Para el empleo inicial de insumos entre las industrias (punto Z), la tasa marginal de sustitución técnica de capital por trabajo es diferente para las dos industrias, lo que es indicado por las inclinaciones diferentes de sus isoquantas en el punto Z.

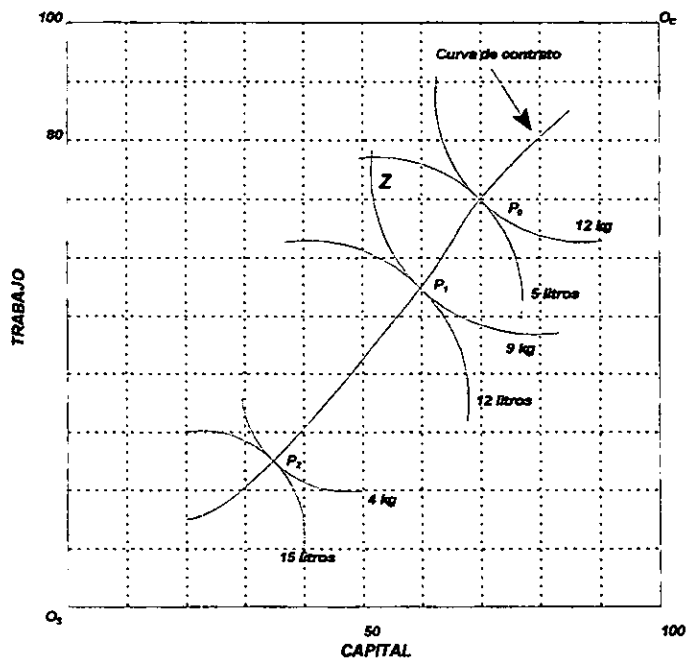


Figura A.44. Producción

Este hecho implica que los insumos no están empleados eficientemente entre las dos industrias. Específicamente, con las mismas cantidades totales de insumos, es posible trasladarse al punto P₀, donde la producción de salchichas aumenta de 9 a 12 kg, sin que para eso sea necesario reducir el nivel de producción de cerveza (5 litros). Por otro lado, trasladarse al punto P₁ significa aumentar la producción de cerveza de 5 a 12 litros, sin reducir la producción de salchichas (9 kg) ni aumentar la cantidad total de insumos utilizada por las dos industrias.

Independientemente del punto elegido, el empleo de insumos entre las industrias es eficiente cuando las tasas marginales de sustitución técnica entre los insumos se igualan para ambas industrias. Los puntos correspondientes al

empleo óptimo de insumos componen la curva de contrato de producción, que une los puntos de tangencia entre las isoquantas de la producción de salchichas y de la producción de cerveza. Si las industrias están en un punto fuera de la curva de contrato, es siempre socialmente deseable que ellas se encaminen a un punto de la curva de contrato, pues la producción de una de ellas o de ambas puede aumentar, sin que ninguna de ellas tenga que reducir la producción.

La curva de transformación del producto.

Si el mapa de la curva de contrato de producción se traslada de la dimensión de insumo a la dimensión de producción, se obtiene la curva de transformación del producto. Por ejemplo, todos los puntos P_0 , P_1 y P_2 de la curva de contrato de producción de la Figura A.44 están representados en la curva de transformación del producto de la Figura A.45.

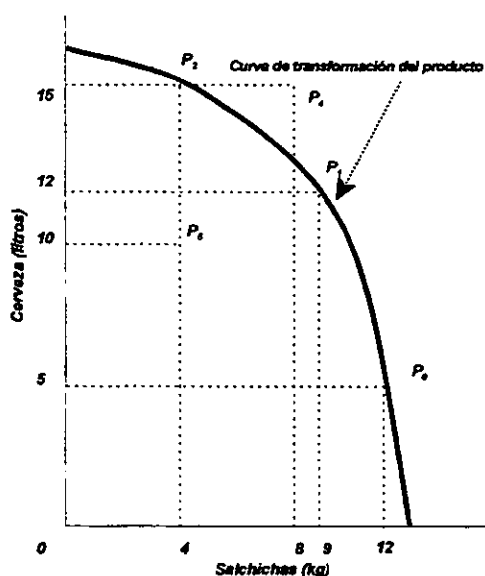


Figura A.45. Curva de transformación del producto

La curva de transformación del producto presenta la máxima producción de una mercadería que puede ser obtenida, a partir de una base particular de insumos, manteniéndose constante la producción de otra mercadería. Para esa base de insumos y la tecnología existente, es imposible alcanzar un punto fuera de la curva de transformación del producto (como P_4); mas es posible alcanzar un punto dentro de la curva de transformación (como P_3), pero no es eficiente; la producción es eficiente si y solamente si ocurre en algún punto sobre la curva de transformación del producto.

Producción e intercambio.

Ahora se discutirá cómo los insumos deben ser empleados entre las industrias y cómo la producción de las mercaderías resulta distribuida entre los consumidores, para una base dada de insumos, conocidas las funciones de utilidad de los consumidores; y las funciones de producción de las industrias.

La Figura A.46 reproduce la curva de transformación del producto de la Figura A.45. Se supone que la composición de producción en la economía es conocida, siendo aquella representada por el punto P_1 de la curva de transformación

del producto (la cantidad producida de salchichas es 9 kg y la cantidad producida de cerveza es 12 litros). Entonces, se puede introducir una caja de Edgeworth, similar a aquella de la Figura A.43, en la Figura A.46: el ángulo superior derecho de la caja corresponde a la composición de producción de la economía P_1 .

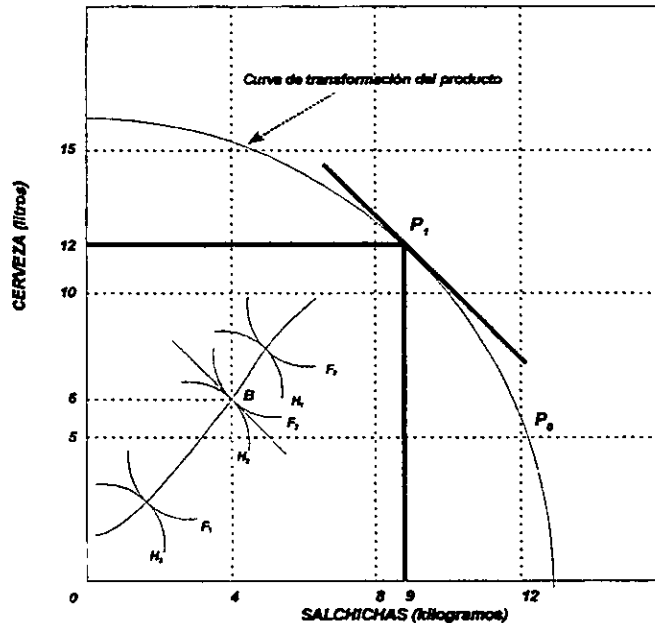


Figura A.46. Producción e Intercambio

Los temas de producción y de la curva de transformación del producto presentados anteriormente, han mostrado que la composición de producción de la economía es eficiente si y solamente si ocurre en un punto situado sobre la curva de transformación del producto. El objetivo de este apartado es demostrar que, para una composición dada de producción, la satisfacción de los consumidores es maximizada si las mercaderías fueren distribuidas de tal forma que se igualen la tasa marginal de transformación del producto —uno negativo por la inclinación de la curva de transformación del producto— y la tasa marginal de sustitución. La Figura A.46 permite observar que esa condición es satisfecha para el punto B de la curva de contrato de consumo entre los dos consumidores, Fritz y Helmut. Fritz consume 4 kg de salchichas y 6 litros de cerveza, mientras que Helmut consume 5 kg de salchichas y 6 litros de cerveza. Dos ejemplos numéricos pueden demostrar fácilmente que la satisfacción de los consumidores es maximizada, sólo si la condición antes mencionada fuere cumplida [95].

Considérese inicialmente que la tasa marginal de sustitución de salchichas por cerveza de Fritz es 1 y que la tasa marginal de transformación del producto entre salchichas y cerveza es 2. La economía puede reducir su producción de cerveza en una unidad y aumentar su producción de salchichas en dos unidades, sin ampliar su base de insumos. Dar una unidad de salchichas a Fritz, a cambio de una unidad de cerveza, no modificará su nivel de satisfacción; sobrará una unidad de salchichas, que ciertamente podrá ampliar el nivel de satisfacción de Helmut.

Por otro lado, si la tasa marginal de sustitución de salchichas por cerveza de Fritz es 2 y la tasa marginal de transformación del producto es 1, la economía puede aumentar la producción de salchichas en una unidad y entregarla

[95] E. Mansfield. Micro-economics: Theory and Applications. W.W. Norton & Co. New York, 1985.

a Fritz. La economía puede tomar dos unidades de cerveza de Fritz a cambio de la unidad adicional de salchicha, sin que él reduzca su nivel de satisfacción. Para producir la unidad adicional de salchicha, bastó que la economía produjese una unidad menos de cerveza. Por tanto sobra una unidad de cerveza, que podrá ampliar el nivel de satisfacción de Helmut.

Entonces, si la satisfacción de los consumidores no está siendo maximizada cuando la tasa marginal de sustitución es menor que la tasa marginal de transformación del producto, ni cuando la tasa marginal de sustitución es mayor que la tasa marginal de transformación del producto, se concluye que la satisfacción de ellos es maximizada solamente cuando ambas tasas se igualan.

ECONOMÍA DEL BIENESTAR.

La economía del bienestar estudia las condiciones en que la solución para un modelo de equilibrio general es óptima ^[96]. Esta rama de la Microeconomía se ocupa básicamente del problema del empleo óptimo de los recursos-insumos entre industrias, y mercaderías entre consumidores. Una limitación importante de la economía del bienestar está en el hecho de que no existe manera científicamente válida de hacer comparaciones interpersonales de utilidad. Así, sus principios no pueden sustituir juicios éticos o de valor en aquellas decisiones que involucran cambios en la distribución de la renta.

No obstante lo anterior, prácticamente todos los economistas aceptan la proposición de que es deseable todo cambio que no perjudique a nadie y beneficie a alguien, desde el punto de vista de las personas involucradas. Este criterio, llamado criterio de Pareto, evita la problemática asociada a la distribución de renta. La realización de todos los cambios de este tipo, que fuesen posibles, conduce a una situación óptima de Pareto ^[97].

Existen tres condiciones necesarias para que un determinado empleo de recursos sea considerado como óptimo de Pareto; la primera condición se refiere al empleo óptimo de mercaderías entre consumidores: la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser la misma para todos los consumidores; la segunda condición se refiere al empleo óptimo de insumos entre productores: la tasa marginal de sustitución técnica entre cualquier par de insumos debe ser la misma para todas las mercaderías.

Estas dos condiciones ya fueron probadas en los puntos de intercambio y producción para el caso de una economía simplificada, compuesta por sólo dos consumidores, dos insumos y dos mercaderías. La generalización de lo que fue demostrado en aquellos puntos es simple, bastando imaginarse que, para cada par de consumidores (primera condición) o de mercaderías (segunda condición), es agregado un tercer elemento al análisis.

Evidentemente, los equilibrios existentes entre el primer y tercer elementos o el segundo y tercer elementos obedecen a la misma lógica que rige el equilibrio del primer y del segundo elementos, esto es, las tasas marginales de sustitución (primera condición) deben igualarse para los tres consumidores y las tasas marginales de sustitución técnica (segunda condición) deben igualarse para las tres mercaderías. Sucesivamente, otros consumidores (primera condición) o

[96] D. Salvatore. Microeconomía. Editorial McGraw-Hill. México, 1995.

[97] E. Marisfield. Micro-economics: Theory and Applications. W.W. Norton & Co. New York, 1985.

mercaderías (segunda condición) podrían ser adicionados y el mismo raciocinio hecho para tres elementos permanece válido, generalizando para n -dimensiones las demostraciones de los puntos de intercambio y producción.

La tercera condición se refiere tanto al empleo óptimo de insumos entre productores como al empleo óptimo de mercaderías entre consumidores: la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser igual a la respectiva tasa marginal de transformación del producto.

El punto de producción e intercambio probó esta proposición para el caso de un único par de mercaderías y un único par de consumidores. Su generalización para el caso de cualquier número de consumidores y cualquier número de productos también es trivial, bastando que la generalización de la primera condición sea considerada (cualquier número de consumidores) y que el problema de intercambio-producción sea comprendido en un espacio n -dimensional, esto es, para n productos.

La curva de las posibilidades de la gran utilidad y la función del bienestar social.

Las tres condiciones necesarias para el empleo óptimo de los recursos no definen una única solución para el problema. Tales condiciones escapan de la cuestión de la distribución de renta. Resulta definida una solución única para el problema del empleo óptimo de recursos si, y solamente si, una estructura dada de distribución de renta determina el nivel de producción de cada mercadería.

Retornando al ejemplo de la Figura A.46, se puede verificar que las cantidades iniciales producidas de salchichas y cerveza eran, respectivamente, 9 kg y 12 litros. Para dichas cantidades totales, la tercera condición para el empleo óptimo de los recursos determina que las mercaderías serán intercambiadas entre los consumidores, de forma que ellos terminen en el punto B de la Figura A.46.

La distribución de mercaderías entre Fritz y Helmut en el punto B implica que cada uno de ellos alcanza un determinado nivel en su función ordinal de utilidad. Considérese que el par de niveles de utilidad alcanzado por ambos amigos corresponde al punto R de la Figura A.47, y supóngase ahora que la cantidad total producida de salchichas es 12 kg y de cerveza es 5 litros. El punto correspondiente en la curva de transformación del producto de la Figura A.46 es P_0 . A partir de una nueva caja de Edgeworth, con vértice en P_0 , es posible determinar los nuevos niveles de utilidad alcanzados por Fritz y Helmut, los cuales corresponden al punto R' de la Figura A.47.

Repitiendo ese proceso para todos los puntos de la curva de transformación del producto, se obtiene la curva de posibilidades de la gran utilidad de la Figura A.47. Esta curva presenta todos los posibles pares de niveles de utilidad de Fritz y Helmut que satisfacen las tres condiciones para el empleo óptimo de recursos. La curva de posibilidades de la gran utilidad es el lugar geométrico de los óptimos de Pareto referentes a cada posible distribución de renta.

Considerando la distribución de renta como variable, es posible trasladarse de un punto a otro de la curva de posibilidades de la gran utilidad. En esa curva, no son posibles alteraciones de Pareto, es decir, alteraciones que no resulten en pérdidas para ninguno de los individuos y sean ventajosas como mínimo para uno de ellos.

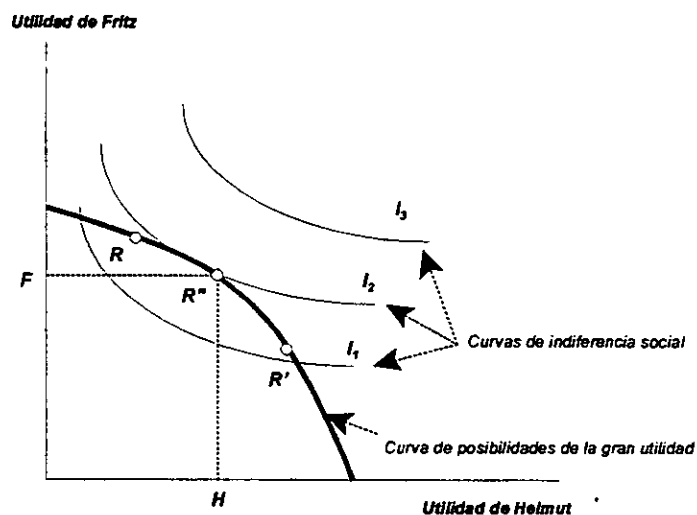


Figura A.47. Curva de posibilidades de la gran utilidad y curvas de indiferencia social

Por lo menos teóricamente, la sociedad puede construir una función de bienestar social, representando una medida agregada del nivel de satisfacción de la sociedad. La definición de una función de bienestar social implica aceptar: (i) la noción de comparación interpersonal de utilidad; y (ii) que tal función depende exclusivamente del nivel de utilidad alcanzado por cada individuo, considerando el "merecimiento" de cada uno. Este es un juicio de valor, idealmente resultante del consenso político. De esta manera, se puede asumir que la función de bienestar social está representada por las curvas de indiferencia social, I_1 , I_2 e I_3 de la Figura A.47.

El objetivo de la sociedad, como todo, sería simplemente la maximización del bienestar social, descrito por su función. Esta maximización está sujeta a la restricción de la disponibilidad de recursos, descrita por la curva de posibilidades de la gran utilidad. En la Figura A.47, la curva de indiferencia social más alta que puede ser alcanzada es I_2 y el punto máximo de bienestar social es R'' . Este enfoque, de carácter puramente teórico, determina una solución única para el problema de producción e intercambio.

Competencia perfecta y eficiencia económica.

Una de las conclusiones fundamentales de la teoría microeconómica es que una economía perfectamente competitiva satisface las tres condiciones para maximización del bienestar, presentadas en el inicio del tema de economía del bienestar.

La primera condición para la maximización del bienestar social es que la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser la misma para todos los consumidores. Para verificar que esta condición es satisfecha bajo competencia perfecta, basta recordar que los consumidores escogen sus canastas de consumo de forma que la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías sea igual a la razón entre los precios del par de mercaderías (Ecuación A.14). Puesto que los precios son los mismos para todos los consumidores bajo competencia perfecta, se concluye que la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser la misma para todos los consumidores.

La segunda condición para la maximización del bienestar es que la tasa marginal de sustitución técnica entre cualquier par de insumos debe ser la misma para todos los productos. Para verificar que esta condición también es satisfecha bajo competencia perfecta, basta recordar que los productores escogen las cantidades de cada insumo a ser utilizadas, de forma que la tasa marginal de sustitución técnica entre cualquier par de insumos iguale la razón entre los precios de aquel par de insumos (Ecuación A.43). Puesto que los precios de los insumos son los mismos para todos los productores bajo competencia perfecta, se concluye que la tasa marginal de sustitución técnica debe ser la misma para todos los productores.

La tercera condición para la maximización del bienestar es que la tasa marginal de transformación del producto debe igualar la tasa marginal de sustitución para cualquier par de mercaderías. Para verificar que esta condición también es satisfecha bajo competencia perfecta, se debe inicialmente recordar que la tasa marginal de transformación del producto es el número de unidades de una mercadería A que dejan de ser producidas para permitir la producción de una unidad adicional de una mercadería B, manteniéndose constante la base de insumos. El costo de producción de una unidad adicional de cualquier mercadería es su costo marginal. Para saber el número de unidades de la mercadería A que dejan de ser producidas para la producción una unidad adicional de B, se debe dividir el costo marginal de B entre el costo marginal de A. Por lo tanto, bajo competencia perfecta la tasa marginal de transformación del producto A en el producto B iguala la razón entre el costo marginal de B y el costo marginal de A.

De los temas determinación del precio en el corto plazo y determinación del precio en el largo plazo, se puede recordar que, bajo competencia perfecta, el precio iguala el costo marginal. Consecuentemente, la tasa marginal de transformación del producto A en el producto B también es igual a la razón entre el precio del producto B y el precio del producto A. Como la tasa marginal de sustitución del producto A por el producto B también es igual a la razón entre el precio del producto B y el precio del producto A, bajo competencia perfecta, se concluye que la tasa marginal de transformación del producto A en el producto B iguala la tasa marginal de sustitución del producto A por el producto B. Obviamente, la demostración anterior es válida para cualquier par de productos considerado.

Competencia imperfecta y tarificación a costos marginales.

Las condiciones que garantizan el empleo óptimo de los recursos en una economía perfectamente competitiva no son satisfechas en una economía en que existan industrias monopolizadas u oligopolizadas. Recordando las conclusiones de las secciones de monopolio y oligopolio, las industrias organizadas bajo condiciones de monopolio u oligopolio producen menos y estipulan precios más altos de lo que harían bajo condiciones de competencia perfecta. En consecuencia, los recursos de la sociedad se concentran excesivamente en las industrias que permanecen no competitivas.

Como ninguna economía en el mundo real es perfectamente competitiva, es inmediato concluir que el empleo óptimo de los recursos de la sociedad es una meta que no puede ser alcanzada completamente. Además de eso, aun cuando la competencia perfecta fuese posible en la realidad, ella no representaría una panacea social, pues no resolvería el problema de una injusta distribución de la renta: competencia perfecta es, simplemente, un modelo útil para análisis económicos.

A manera de corolario, cabe mencionar que muchos economistas pasaron a sugerir la adopción de costos marginales en la fijación de precios o tarifas para industrias monopolizadas de propiedad estatal o privada. Tales precios reproducirían los resultados de un mercado perfectamente competitivo en sectores de la economía estructuralmente no competitivos, con miras al empleo óptimo de los recursos de la sociedad.

ANEXO B.

EVALUACIÓN DE PROYECTOS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Este Anexo está enfocado a la evaluación y factibilidad de proyectos. Sistemáticamente trabaja a través de los elementos y variables involucrados, haciendo referencia cuando es posible al mundo real de la industria eléctrica. Sin embargo, el enfoque sistémico puede aplicarse por igual a cualquier proyecto mayor de ingeniería.

Antes de comprometerse a una nueva inversión, es necesario un estudio de todas las consideraciones, incluyendo el desempeño financiero y económico futuro de un proyecto. La extensión de los detalles de dicho estudio depende del tamaño, costo y complejidad del proyecto. Un estudio que observa estos aspectos se conoce como estudio de factibilidad, cuyo propósito principal es explorar la solidez del proyecto.

El estudio de factibilidad investigará todos los aspectos de relevancia directa o indirecta para el proyecto. Está principalmente enfocado en las consideraciones de mercado, finanzas, tecnología, temporización e implantación, personal y administración, el entorno del sector y del negocio, la aceptabilidad social y la economía del proyecto. La Tabla B.1 esboza el contenido usual de un estudio de factibilidad.

Las evaluaciones financiera y económica de un proyecto son las principales salidas de un estudio de factibilidad. La evaluación financiera analiza principalmente los aspectos monetarios del proyecto, así como las remuneraciones y rentabilidad financiera para los inversionistas. La evaluación económica va más allá de esto e intenta relacionar el proyecto con la economía nacional, es decir, sus implicaciones económicas, sociales y ambientales. Los proyectos menores como pueden ser el emprender un pequeño negocio, la extensión o mejora a una empresa pequeña ya existente, no requieren usualmente una evaluación económica; un estudio financiero que valore tecnología, beneficios, costos y rentabilidad, es suficiente para este tipo de proyectos.

TABLA B.1 BOSQUEJO DE UN ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÍPICO.

<p>1. Introducción</p> <p>2. El escenario sectorial</p> <ul style="list-style-type: none"> • El sector industrial (ingeniería eléctrica) y vinculaciones con el resto de la economía • El subsector (por ejemplo el subsector generación) • Asuntos y problemas • Propuestas de cambio <p>3. El mercado, precio y distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> • El mercado • Suministro y consumo histórico • Demanda y suministro proyectados • Mercado para el proyecto propuesto • Transmisión, distribución y mercadotecnia • Establecimiento de precios <p>4. La empresa eléctrica</p> <ul style="list-style-type: none"> • Antecedentes • Propiedad • Estructura organizacional • Administración <p>5. El proyecto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Objetivos • Alcance del proyecto • Descripción técnica • Instalaciones para producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Empresas eléctricas e infraestructura • Ecología y medio ambiente • Mano de obra y capacitación • Entradas mayores • Control y ejecución del proyecto • Temporización del proyecto <p>6. Costo de capital y plan de financiamiento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costo de capital • Requerimientos de capital de trabajo • Plan de financiamiento • Procuración • Asignación de financiamiento y gasto <p>7. Análisis financiero</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingresos • Costos de operación • Proyecciones financieras • Análisis del punto de equilibrio • Requerimientos de contabilidad y auditoría • Tasa financiera de rendimiento • Riesgos mayores <p>8. Justificación económica</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis económico y tasa económica de rendimiento • Contratación y empleo • Desarrollo y transferencia de tecnología • Efectos en el tipo de cambio • Impacto en el desarrollo regional <p>9. Contratos</p>
--	---

Los grandes proyectos, como la construcción de una nueva central eléctrica o una red de transmisión importante, demandan un estudio más completo que, además de las consideraciones financieras y de ingeniería, analice los impactos económicos, sociales y ambientales que emanan de emprender el proyecto desde el punto de vista económico; tal estudio es llamado evaluación económica. Generalmente es mucho más difícil y elaborado realizar una evaluación económica que un estudio de evaluación financiera. Mientras que un estudio financiero puede normalmente ser emprendido por analistas financieros e ingenieros, un estudio de evaluación económica demanda la participación de especialistas afines a las disciplinas económicas y ambientales, es decir, este análisis está más allá de la habilidad individual de la mayoría de los ingenieros, contadores y analistas financieros.

La industria eléctrica es altamente intensiva en capital. Decisiones como construir una nueva central eléctrica que conlleven inversiones de cientos de millones de dólares necesitan un estudio completo realizado con el concurso de un grupo multidisciplinario de especialistas, quienes además de enfocarse al diseño, ingeniería y arquitectura, economía, análisis financiero e impacto ambiental, examinan ciertas consideraciones que pueden —en primera instancia— parecer no estar directamente relacionadas con el proyecto.

Estas consideraciones denominadas elementos externos o externalidades, involucran los efectos del proyecto sobre el empleo, el desarrollo regional, el medio ambiente, la balanza de pagos, el avance tecnológico, prospectos para exportación, etc. En la actualidad, las técnicas para la evaluación económica de proyectos se han sofisticado para cuantificar objetivamente los impactos adversos sobre el medio ambiente. Estas técnicas de uso generalizado han

evolucionado a través del esfuerzo y promoción de instituciones multinacionales como el Banco Mundial, la OECD y otras ^{[98][99][100]}.

De los muchos aspectos del estudio de factibilidad (demanda, tecnología, administración, estructura del sector, finanzas y economía) el interés de este trabajo se centra, principalmente, en los aspectos de la evaluación financiera y económica. Estas desde luego están estrechamente vinculadas con los conceptos antes mencionados, sin embargo, este Anexo no los enfatizará, ya que están fuera del alcance y son abordados ampliamente en la literatura ^{[101][102]}. No obstante, serán referidos cuando tengan una coyuntura directa sobre el análisis presentado.

Este Anexo se extenderá en cuanto a los medios de comparar los costos financieros y económicos del proyecto con sus beneficios, así como el tiempo de implementación y comparación de alternativas que satisfagan los requerimientos del proyecto, a fin de seleccionar la solución económica y financiera de menor costo.

La mayoría de las decisiones de inversión en la industria eléctrica involucran seleccionar la solución de menor costo y la temporización de los proyectos. La solución de menor costo incluye la consideración de todas las alternativas reales capaces de satisfacer los objetivos del proyecto y la cuantificación de sus costos. Para llegar a la solución de menor costo, el flujo de costos de cada alternativa es descontado para calcular su valor presente. Esto plantea muchas preguntas: qué costos incluir, qué tasa de descuento utilizar, y cómo la inflación y el problema de alternativas con diferentes tiempo de vida y capacidades ofrecen soluciones técnicamente factibles, económicamente justificables y ambientalmente sustentables.

Para emprender un proyecto, sus beneficios (ingresos más elementos externos) deben exceder sus costos. La valoración de beneficios y costos debe realizarse analizando los flujos futuros esperados en el horizonte de vida del proyecto. Dichos beneficios han de ser comparados con los costos, empleando las técnicas explicadas en este trabajo. En proyectos menores, es suficiente comparar los beneficios financieros y los costos del proyecto para decidir la conveniencia de proceder o no con el proyecto. Empero, en la industria eléctrica la evaluación debe considerar los beneficios y costos más amplios del proyecto y sus resultados económicos, sociales y ambientales a nivel nacional y/o regional.

La evaluación financiera y económica no es una ciencia exacta. Entonces, es necesario estar consciente de los asuntos involucrados, las alternativas disponibles, los costos en los que se incurrirá, los ingresos y beneficios derivados, los métodos para cuantificarlos y la manipulación de datos para llegar a la alternativa de proyecto seleccionada para satisfacer la demanda y/o prestar el servicio al menor costo posible y asegurar, simultáneamente, la rentabilidad de la inversión.

[98] Lyn Squire. Economic analysis of projects. John Hopkins University Press. 1989.

[99] Ray A. Vardarup. Cost-Benefit Analysis. John Hopkins University Press. 1990.

[100] Lal Deepak. Methods of project analysis. International Bank for Reconstruction and Development. 1976.

[101] T.E. Norris. Economic comparisons in planning for electricity supply. Procedure IEE. 1970.

[102] Harry Stoll. Least-cost electric utility planning. John Wiley and Sons. 1989.

Los cálculos de costos y beneficios esperados están siempre basados en una cantidad de suposiciones; algunas de ellas pueden cambiar y alterar significativamente el resultado. Cualquier análisis serio del proyecto tomará en cuenta la sensibilidad de la tasa interna de retorno del proyecto, considerando las posibles variantes en estas suposiciones.

El analista, basado en experiencias pasadas y en la probabilidad de cambios en esas suposiciones, determinará los factores que tengan mayor posibilidad de cambio a partir de un análisis base y les asignará diferentes pesos para calcular la TIR; este procedimiento se llama análisis de sensibilidad.

EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS.

A lo largo de la vida de todo proyecto existirán dos flujos financieros: uno es el flujo de costos y el otro es el flujo de beneficios. Estos dos flujos deben contener todos los costos y beneficios referidos a la vida estimada del proyecto. En la evaluación financiera de proyectos pequeños, los dos flujos incluirán solamente las estimaciones de los costos y beneficios del proyecto a través de su ciclo de vida. La evaluación económica influenciará estos dos flujos para incluir todos los costos y beneficios económicos, sociales y ambientales del proyecto que puedan ser cuantificados.

La diferencia entre ambos flujos es el flujo de beneficios netos; los valores de los beneficios netos pueden ser negativos, particularmente durante las primeras etapas del proyecto; no obstante, durante los años posteriores los beneficios excederán a los costos, de otra forma el proyecto difícilmente sería emprendido.

Costos financieros del proyecto.

La valoración de costos comprende la estimación de los costos de capital y los costos de operación. Los costos de capital que se incluyen son:

- El costo total del proyecto mismo (por ejemplo para una nueva central eléctrica): terrenos, maquinaria, equipo, obra civil, etc. más el costo de la infraestructura fuera de la planta necesaria para el proyecto: caminos, electricidad, agua, drenaje, etc.
- Costos de puesta en operación.
- Capital de trabajo.

Los costos de operación han de basarse en la acumulación estimada de la producción regular de la central propuesta e incluyen:

- Costos fijos de operación que han de pagarse independientemente del nivel de producción (renta y tarifas, ciertos salarios, algunas pérdidas, etc.).
- Costos variables de operación que son contingentes sobre el nivel de producción (combustible, material, mano de obra relacionada, etc.).

Todos estos costos de capital y de operación son calculados a precios constantes, estimados o existentes en una fecha específica, la cual usualmente es la fecha de evaluación del proyecto, o bien, la fecha de inicio de operaciones denominada año base. Entonces, estos valores se diferencian de los términos nominales o corrientes que se espera que existan en años futuros, para lo cual se debe incluir una provisión por inflación. Esto es también aplicable a la valoración de los beneficios del proyecto.

Durante la ejecución del proyecto, muy probablemente habrá incrementos en el tamaño y costo de la central. Los márgenes de costo estimado debidos al incremento físico de los requerimientos de la planta son denominados contingencias físicas, y son usualmente originados por falta de conocimiento de ciertos costos y trabajos adicionales que sólo son claros durante la ejecución. Estos márgenes físicos normalmente no deberán exceder el 5-10% del costo del proyecto; el uso de márgenes mayores implica la necesidad de mayor investigación en sitio (realización de censos y encuestas, por ejemplo) y una estimación de costos analizada con mayor precisión.

Es esencial enfatizar la importancia de un costeo preciso del proyecto, a fin de asegurar la viabilidad del proyecto y la disponibilidad de un plan financiero adecuado. Muchos proyectos fallan o incurrir en serios problemas financieros durante su desarrollo debido a una subestimación inicial de los costos.

Durante la ejecución de los proyectos, particularmente aquellos con tiempos de ejecución largos, es posible incrementar los costos debido a la inflación: Este incremento —denominado contingencia de precio— será considerado dentro de los costos; es importante para el plan de financiamiento del proyecto, pero no es relevante para la evaluación financiera y económica del proyecto si ésta se especifica en términos reales.

El plan de financiamiento para el proyecto debe incluir además un margen por interés durante su desarrollo, el cual es un costo que será también agregado al costo del proyecto en términos nominales, pero que no afectará el resultado de la evaluación si ésta se realiza en términos reales.

Beneficios financieros del proyecto.

Los beneficios financieros del proyecto se logran mediante la venta del producto del proyecto; estos beneficios son usualmente iguales a la cantidad de producción multiplicada por el precio base estimado. No todos los proyectos en la industria eléctrica implican producción; algunos, como los de eficiencia incremental, conllevan a una reducción del costo que es igual al beneficio. Otros pueden tener beneficios económicos más que financieros, como son la mejora de confiabilidad en el suministro, la electrificación rural y el mejoramiento ambiental.

En la industria de la electricidad el cálculo de los beneficios no es fácil. Una nueva central eléctrica normalmente no solo mejora la producción sino que contribuye además a la reducción del costo global de generación del sistema. Ciertos proyectos son redundantes y sólo se hacen necesarios por la necesidad de garantizar la seguridad del suministro. La electrificación rural normalmente es una fuente de pérdida financiera, pero tiene beneficios económicos significativos. Algunas mejoras, como la inhibición de emisiones en las centrales eléctricas, no sólo incurrir en altas inversiones sino también reducen la producción de electricidad y la eficiencia; no obstante, tienen sólidos beneficios económicos (ambientales). Sin embargo, la desregulación de la industria eléctrica y su parcial privatización implican que la evaluación de los beneficios financieros juegue un papel cada vez más importante.

En el caso de proyectos de Administración de la Demanda, los beneficios no siempre necesitan ser presentados en forma financiera sino que pueden expresarse en forma de energía no producida (kWh), los cuales pueden ser

descontados, dando como resultado que los beneficios son presentados en forma de kWh descontados. Esta es una forma muy útil de presentar los beneficios y así seleccionar la solución de costo mínimo.

Valuación presente.

Los flujos de costos y beneficios ocurren en el futuro, a diferentes tiempos y en diferentes años. La evaluación normalmente tiene lugar en el año base, por lo tanto es esencial descontar esos flujos a su valor en el año base.

Un factor importante a reconocer en la evaluación financiera es el valor del dinero en el tiempo. Una unidad monetaria hoy es más valiosa que la misma unidad monetaria en el futuro, puesto que toda inversión demanda un interés, determinado por la erosión de ingresos futuros debidos a la inflación y la permanente existencia del riesgo. Una unidad de cuenta que se espera se incremente a razón de $(1+i)$ en el tiempo de un año, sería equivalente, a través de una reinversión compuesta, a $(1+i)^2$ en dos años y equivalente a $(1+i)^n$ después de n años. De la misma manera, una unidad de ingreso acumulado después de un año es equivalente a $[1/(1+i)]$ hoy y $[1/(1+i)^n]$ si es acumulada en el año n , donde i es denominada la tasa de descuento ^[103]. Si un flujo de beneficios $B_0, B_1, B_2, \dots, B_n$ se espera se materialice en los años 0, 1, 2, ..., n , a partir del año base, su valor presente (VP) es equivalente a:

$$VP = B_0 + \frac{B_1}{1+i} + \frac{B_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+i)^n} \quad \dots \text{ (B.1)}$$

Dos casos especiales son de interés:

- (i) Si los pagos anuales son iguales, p.ej. $B_0 = B_1 = B_2 = \dots = B_n$ entonces la ecuación B.1 se convierte en:

$$VP = B * \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad \dots \text{ (B.2)}$$

con la Ecuación B.2 se obtiene el valor presente de una serie anual uniforme equivalente B , que comienza el año 1 y se extiende durante n años a una tasa de interés i ;

- (ii) Si el flujo de pagos anuales continúa hacia el infinito o por un tiempo muy largo, es decir, n es muy grande, entonces puede probarse que el valor presente del flujo es:

$$VP = \frac{B}{i} \quad \dots \text{ (B.3)}$$

Así, el pago anual de una renta de \$1,000 que se llevará muchos años en el futuro es equivalente a \$10,000 de hoy (\$1,000/10%) considerando una tasa de descuento del 10%. Comparativamente, los beneficios de la producción de un

^[103] Tablas de descuento, relaciones de amortización, etc., están disponibles en la literatura y pueden ser también obtenidas a través de las máquinas calculadoras financieras.

nuevo generador que produce 1 GWh por año durante los muchos años de su vida, es aproximadamente igual a 10 GWh de hoy a la misma tasa de descuento.

Selección de la tasa de descuento.

La tasa de descuento—también denominada productividad marginal del capital o rendimiento real mínimo aceptable—es el costo de oportunidad del capital expresado como un porcentaje del valor de éste. El costo de oportunidad se define como el rendimiento sobre inversiones que un capital puede ofrecer en sus más valiosos usos alternativos.

En general, la tasa de descuento indica la indiferencia del inversionista al ajuste del rendimiento; si es igual a 10% entonces el inversionista es indiferente en cuanto a si recibe \$1.00 hoy, o bien, \$1.10 un año después; esta indiferencia es la base de la ingeniería económica. Para servir a este propósito, la tasa de descuento nominal deberá ser cuando menos igual a un valor que, una vez descontados impuestos, compensará al inversionista por los siguientes tres hechos: reducción en el poder adquisitivo de la moneda causado por la inflación, obtención de una utilidad real y, compensación por la existencia del riesgo implícito en toda inversión.

Una de las más importantes decisiones en la evaluación de proyectos es la selección de la tasa de descuento. La subestimación de la tasa de descuento favorecerá a alternativas de mayores costos de capital; mientras que la sobrestimación de la tasa de descuento conducirá a la elección de alternativas con costos de operación mayores. Una elección correcta de la tasa de descuento es crucial para la evaluación adecuada que conducirá hacia la selección correcta de proyectos alternativos. Algunas veces el trabajo del planificador se hace más fácil cuando las autoridades fijan la tasa de descuento para proyectos auspiciados por el gobierno. En otros casos, sin embargo, el evaluador del proyecto tendrá que hacer una estimación aproximada de la tasa de descuento adecuada ^[104].

Este Anexo está explicado atendiendo a la evaluación de los costos y beneficios reales del proyecto en el año base, puesto que sólo considera la tasa real de descuento, es decir, se ignora el efecto inflacionario. Si en esta etapa los impuestos son también ignorados, entonces la tasa real de descuento i puede calcularse a partir de dos variables: el rendimiento real mínimo aceptable i_s , y la prima debida al riesgo i_r , es decir,

$$(1 + i) = (1 + i_s) * (1 + i_r) \quad \dots \text{(B.4)}$$

El rendimiento real mínimo aceptable i_s es el rendimiento real nivelado a largo plazo, que es el promedio de estimaciones anuales del rendimiento real durante la vida del proyecto. Su valor depende de la actividad económica prevaleciente, la disponibilidad de capital y la existencia de salidas de inversión remunerativa alternas (fuera y dentro del país), y es influenciado por el rendimiento ofrecido en bonos libres de riesgo que son indexados comúnmente a indicadores o índices que reflejan la variabilidad de los precios de una serie de productos seleccionados. En los Estados Unidos, estos rendimientos promedian alrededor de 4% para bonos que tienen vencimiento a 10-30 años ^[105].

Es evidente la dificultad para estimar el interés por riesgo. Los proyectos que están bien establecidos tienen mínimo riesgo; aquéllos que involucran tecnología reciente y nuevos mercados tienen mayor riesgo. Normalmente los proyectos

[104] Durante la década de los ochenta, la Tesorería del Reino Unido indicó que la tasa de rendimiento requerida para proyectos de industrias nacionalizadas sería de 5% en términos reales; más tarde, en los noventa se incrementó a 8%. En México, la Subdirección de Programación de la Comisión Federal de Electricidad ha manejado tasas de descuento que oscilan entre 8 y 10%.

[105] Harry J. Toll. Least-cost electric utility planning. John Wiley and Sons. 1989.

en la industria eléctrica, particularmente empresas eléctricas reguladas, tienen menor riesgo que el promedio. Se ha estimado que el interés de riesgo promedio en compañías grandes es de alrededor del 9%; en empresas eléctricas reguladas se ubica en dos tercios de éste, o sea 6%. Por lo tanto, una tasa de descuento real alrededor del 10%, antes de impuestos, puede ser adecuada para invertir en empresas eléctricas reguladas ^[106].

En proyectos rentables, el inversionista está interesado principalmente en el rendimiento real después de impuestos. Para ello, la tasa real de descuento tiene que aumentarse para tomar en cuenta la tributación por ingreso o corporativa. Si la tasa de impuesto corporativa es 35%, la tasa de descuento post-impuesto será igual a 15.4%, considerando una tasa real pre-impuesto del 10%. Si el análisis involucra flujos de costos y beneficios que son inflacionados a los valores que se estima ocurran en años futuros, entonces la tasa de descuento real post-impuesto tiene que ser incrementada aún más para tomar en cuenta la inflación. Con una tasa de inflación anual promedio de 5%, la tasa de descuento anual será 21.2%.

Muchas veces la tasa de descuento se considera constante a lo largo del ciclo de vida del proyecto; esto puede no ser necesariamente así en algunas aplicaciones, principalmente cuando los criterios que afectan el cálculo de la tasa de descuento son factibles de variar significativamente en el tiempo. Entonces, podrán utilizarse diferentes tasas de descuento para ciertos años.

Tratamiento de la inflación.

En esta metodología de evaluación, el análisis involucra flujos de costos y beneficios reales que están referidos al año base (se ignora la inflación) y la tasa real de descuento es utilizada para llevar a valor presente estos dos flujos. Dicho enfoque da mayor precisión a la evaluación, ya que la aparta de un factor desconocido y de gran importancia: la inflación futura.

Se asume también que todas las partidas de costos y beneficios crecerán con el tiempo a la misma tasa. Esta es una simplificación práctica en muchos casos; empero, si el evaluador del proyecto está seguro de que ciertas partidas cambiarán en el futuro a tasas diferenciales con respecto a la tasa de inflación esperada, entonces dichas partidas de costos y beneficios pueden ser inflacionadas o deflactadas por un valor igual a la diferencia entre la tasa de inflación esperada para la(s) partida(s) y la tasa de inflación esperada para las demás partidas. En la industria de la electricidad esto es frecuente si se esperan variaciones significativas en los precios de combustibles, o bien, si existen contratos a largo plazo de combustible que establecen precios futuros pactados cuyos ajustes sean diferentes a la inflación considerada.

En muchas proyecciones financieras, los flujos de costos y beneficios se estiman a valores que es probable ocurran al tiempo de su realización. En este caso la tasa de descuento real tiene que ser modificada para tomar en cuenta la inflación. Consecuentemente, los dos flujos tienen que deflactarse en términos reales descontándoles el factor de inflación. En esta metodología de evaluación, como se explicó anteriormente, se hará énfasis en los costos y beneficios del año base (valuación presente) utilizando la tasa de descuento real. Este es el procedimiento mayormente aceptado para la evaluación financiera y económica de proyectos.

[106]

Ibidem.

Cálculo de rendimientos financieros y económicos.

Habiendo establecido los flujos de costos y beneficios, y la tasa de descuento, es posible calcular los rendimientos del proyecto. Hay muchas formas de hacerlo, pero la forma más común es el método de valor presente neto y el método de tasa interna de rendimiento (TIR). Antes de proceder al cálculo del rendimiento, el inversionista debe estar cierto de que el método bajo el cual intenta ejecutar el proyecto es la alternativa de solución de menor costo, considerando las muchas maneras en que puede ser ejecutado.

Solución del costo mínimo.

La mayoría de las decisiones en la industria eléctrica se fundamentan en la obtención de la solución de menor costo para cubrir la demanda o para prestar el servicio. Por ejemplo, hay muchas alternativas para cubrir la necesidad de mayor generación de electricidad: centrales termoeléctricas en diferentes sitios; utilizando unidades pequeñas o grandes; que utilicen combustóleo, carbón o gas; turbinas de gas o turbinas integradas a ciclos combinados; centrales nucleoelectricas, o a menor escala, programas de Administración de la Demanda. Cada alternativa tendrá un diferente precio y causará un efecto diferente en el sistema y en sus costos globales. Esto mismo es válido para proyectos de expansión de redes y adjudicación de ofertas (costos de adquisición de equipos contra sus costos de operación, como en el caso de transformadores).

Prácticamente, siempre hay más de una alternativa a la forma en que el proyecto puede ser ejecutado de modo que puedan asegurarse sus beneficios; debe entonces realizarse la evaluación de todas las alternativas realistas antes de decidir sobre los detalles del proyecto.

Al seleccionar la solución de menor costo, el interés se centra en las diferencias de costo de cada alternativa expresadas en valor presente, incluyendo sus efectos sobre el sistema, si los hay. En la mayoría de los casos los beneficios (ingresos) de cada alternativa son los mismos, ya que se supone que todas las alternativas cumplen cabalmente con los objetivos y los resultados del proyecto; en este caso sólo nos interesamos en la evaluación y comparación de costos. Si existiesen diferencias en la cantidad de la salida física, entonces la comparación debe hacerse por unidad de salida. Las dos formas más comunes de realizar esto son el método de valor presente y el método de costos anuales uniformes equivalentes.

Método de valor presente.

Este método descuenta los costos de capital y los costos futuros de operación de cada alternativa considerada a su valor presente utilizando la tasa de descuento establecida. Si hay algún valor de recuperación para la alternativa, éste —descontado al año base— es deducido del costo total de la alternativa correspondiente.

Las diferentes alternativas tienen diferentes efectos sobre el sistema, y en consecuencia, sendos costos que deberán ser tomados en cuenta durante la evaluación. La alternativa para el costo de menor valor presente se seleccionará como la solución de menor costo. El método es particularmente útil en el caso de diferentes lapsos para la ejecución y diferente salida (energía y demanda). Los costos de capital y de operación, así como los beneficios evaluados (en kWh) son descontados al año base. La alternativa de seleccionada será la de menor costo descontado dividida entre la salida

de energía descontada ¹¹⁰⁷. Lo anterior se confirma en el Ejemplo A, el cual considera una tasa de descuento de 10%, obteniéndose a la alternativa 1 como la solución de menor costo.

Método de costo anual.

Todo empresario espera que el proyecto reintegre su inversión y que ésta se incremente, cuando menos, un rendimiento mínimo aceptable (la tasa de descuento i). El método del costo anual establece los pagos uniformes A verificados a fin de año necesarios para lograr esto, comparando los costos anuales totales (cargos de capital A más los costos de operación) con la salida de la alternativa.

La solución de menor costo será la alternativa que ofrezca el menor costo anual uniforme equivalente por unidad de salida (i.e. kWh), puesto que ésta presenta la mayor oportunidad de obtener el rendimiento mínimo aceptable i más una utilidad. Los cargos de capital anuales A para un proyecto con un costo C , con una duración de n años son

$$A = C * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \dots \text{(B.5)}$$

Esta ecuación expresa la cantidad anual A que durante n años se recuperará del capital C con una tasa de descuento i ; el factor $[i(1+i)^n]/\{(1+i)^n-1\}$ es también conocido como factor de amortización. El costo anual es igual a este cargo de capital anual A más el costo anual de operación; dividiendo esto entre la salida anual se obtiene el costo unitario. Esta es una forma muy útil y rápida para comparar proyectos alternos, calculando el costo de producción y los precios.

Ejemplo A: Comparar el costo de producción de una central eléctrica que utiliza una turbina a gas de ciclo combinado (CCGT) contra otra de turbinas de vapor (ST) de tamaño y salida en kWh similares. El costo de cada kW instalado de la central CCGT es \$1000 y se espera una vida de 20 años, mientras que la planta de ST tiene un costo por kW instalado de \$2000 con una vida esperada de 30 años; los costos de operación (combustible, operación y mantenimiento) son 0.05 USD/kWh y 0.04 USD/kWh respectivamente. Cada planta operará a plena carga aproximadamente 8000 horas por año, y todos los costos indicados se aplicarán en la misma fecha de la puesta en operación.

Entonces el costo de producción de cada kWh de estas dos alternativas con un rendimiento mínimo aceptable $i = 10\%$ es:

AÑO	ALTERNATIVA 1 (CCGT)				ALTERNATIVA 2 (ST)				
	COSTO (USD)		PRODUCCIÓN (kWh)		COSTO (USD)		PRODUCCIÓN (kWh)		
	NOMINAL	A DESCUENTO	NOMINAL	A DESCUENTO	NOMINAL	A DESCUENTO	NOMINAL	A DESCUENTO	
0	100,00	100,00	0,00	0,00	150,00	150,00	0,00	0,00	
1	50,00	45,45	500,00	454,55	50,00	45,45	0,00	0,00	
2	30,00	24,79	1.000,00	826,45	10,00	8,26	1.000,00	826,45	
3	30,00	22,54	1.000,00	751,31	10,00	7,51	1.000,00	751,31	
4	30,00	20,49	1.000,00	683,01	10,00	6,83	1.000,00	683,01	
Σ	240,00	213,28	3.500,00	2.715,32	230,00	218,06	3.000,00	2.260,77	
COSTO PRESENTE DEL kWh DESCONTADO:				ALTERNATIVA 1 = 0.0785 USD/kWh		ALTERNATIVA 2 = 0.0965 USD/kWh			
COSTO PRESENTE (DEMANDA + ENERGÍA):				ALTERNATIVA 1 = 0.0647 USD/kWh		ALTERNATIVA 2 = 0.0665 USD/kWh			

¹¹⁰⁷ Projects and costs of generating electricity. OECD. 1989.

Obviamente la central con CCGT es la alternativa de menor costo; pero tales métodos rápidos tienen que ser más elaborados para tomar en consideración otros aspectos de mayor complejidad (efectos en el sistema, impacto ambiental, etc.) y permitir precisión en la toma de decisiones.

La selección para evaluar la alternativa de menor costo, ya sea por el método de valor presente o por el método de costo anual, es un asunto de conveniencia personal. En los Estados Unidos se prefiere emplear el método del costo anual; sus aplicaciones son más fáciles de entender para decisiones de negocios, y es más fácil de calcular para series anuales regulares de desembolsos, particularmente si el capital es obtenido mediante préstamos. En la industria eléctrica los costos anuales son irregulares, su utilización varía de un año a otro y la mayoría de las decisiones afectan los costos globales del sistema. Por lo tanto, la industria eléctrica prefiere el método de valor presente para seleccionar la solución de menor costo; este método además permite una evaluación más detallada de los costos futuros.

Rentabilidad de la inversión.

Muchos de los proyectos en el sector eléctrico tienen que ser realizados de cualquier forma. Esto es usual en la construcción de nuevas centrales para cubrir el incremento de carga, la adición de nuevas instalaciones para reforzar la confiabilidad del suministro, o bien, los proyectos de electrificación rural ^[108]. Por lo tanto, muchas decisiones en este sector están restringidas a la selección de la solución de menor costo. Con la desregulación del sector, se vuelve esencial un análisis detallado de la rentabilidad de la inversión. Así, los proyectos son llevados a cabo no sólo porque son necesarios y constituyen la solución de costo mínimo, sino también porque son rentables o al menos autofinanciables.

Existen muchas formas para evaluar la rentabilidad de un proyecto. La más común es calcular la tasa interna de rendimiento (TIR) del proyecto; éste junto con otros criterios se describen a continuación.

Tasa interna de rendimiento. La tasa interna de rendimiento (TIR) es la tasa de descuento que iguala los dos flujos de efectivo esperados: costos y beneficios asociados al proyecto. La TIR es la tasa de rendimiento que el proyecto generará suponiendo que los costos y los beneficios del proyecto se materializan; además, es la tasa r que igualaría el VPN del proyecto a cero, es decir, la TIR es tal que

$$\sum \frac{C_n}{(1+r)^n} = \sum \frac{B_n}{(1+r)^n} \quad \dots \text{(B.6)}$$

Si la TIR es igual o superior al rendimiento mínimo aceptable i —en caso de proyectos privados— o a la tasa de descuento social fijada por el gobierno —en proyectos públicos— entonces se juzga que puede realizarse el proyecto. La TIR puede calcularse por prueba y error, pero es preferible el uso de un programa de computadora o una máquina calculadora que integre funciones financieras. Para ilustrar el concepto de la TIR se presenta el Ejemplo B. El método de la TIR tiene ciertas debilidades menores, que han sido explicadas en la literatura, y puede algunas veces conducir a decisiones erróneas como consecuencia de una medida de los méritos relativos de proyectos mutuamente excluyentes. Sin embargo, la TIR es un concepto ampliamente entendido y representa, en un alto grado, los resultados financieros

[108] Christian Duvigneau. Guidelines for calculating financial and economic rates of return for DFC projects. International Bank for Reconstruction and Development. 1984.

y económicos esperados del proyecto. Por lo tanto, es el medio más ampliamente utilizado para evaluar el rendimiento de los proyectos.

Valor Presente Neto (VPN). El concepto de valor presente neto ha sido plenamente explicado. El método deduce las utilidades netas, es decir, los ingresos del proyecto menos los costos del proyecto a su valor presente mediante la tasa de descuento i . Si el resultado neto es mayor de cero, se prueba la conveniencia de realizar el proyecto.

Ejemplo B: Considere un proyecto con los siguientes costos actuales (de capital \$100, \$10 de operación anual) e ingresos anuales (beneficios) de \$40. El proyecto se espera que dure cuatro años y se utiliza la tasa de descuento prevalectante de 10%.

AÑO	COSTO	INGRESOS	BENEFICIOS NETOS	BENEFICIOS NETOS DESCONTADOS
0	110	40	-70	(\$70,00)
1	10	40	30	\$27,27
2	10	40	30	\$24,79
3	10	40	30	\$22,54
VALOR PRESENTE NETO				\$4,61

Criterio de la TIR: Puesto que el VPN al 10% es positivo, la tasa de descuento que iguala el VPN a cero es mayor del 10%; a prueba y error tenemos que para 12% el VPN es \$2.24, para 13% el VPN=0; por lo tanto, la TIR es 13%; toda vez que es más alta que el rendimiento mínimo aceptable del 10%, entonces el proyecto es aceptable.

Criterio del VPN: Puesto que $VPN > 0$, el proyecto es aceptable.

El método de la TIR es un indicador pobre en cuanto a que no relaciona el beneficio neto ganado a la inversión de capital y al tiempo tomado en lograrlo. En el ejemplo anterior no importa si los \$4.61 se obtuvieron a través de la inversión de \$110 o \$1000 y si fueron obtenidos durante 4 años o 40 años.

Relación costo-beneficio: Este método compara los beneficios totales deducidos del proyecto con sus costos descontados:

$$B/C = \frac{\sum \frac{B_n}{(1+i)^n}}{\sum \frac{C_n}{(1+i)^n}} \quad \dots (B.7)$$

Este criterio es popular y más útil que el de valor presente neto, en cuanto a que relaciona los beneficios a los costos de los proyectos. Además tiene una aplicación útil en casos de restricción de capital, esto es, cuando la industria tiene muchos proyectos factibles pero el presupuesto de inversión es limitado. Así, los proyectos se clasifican progresivamente de acuerdo con su relación B/C y son aceptados según esta clasificación hasta que sus costos combinados igualan al presupuesto de capital.

Periodo de reembolso. Se define como el periodo después de ocurrida la inversión inicial en el cual los réditos netos acumulados igualan la inversión, es decir, el tiempo requerido para recuperar el capital invertido.

El método es utilizado como una medida aproximada de la razón a la cual los flujos de efectivo son generados al inicio del proyecto. Se utiliza para inversiones pequeñas como son mejoras de eficiencia y/o capacidad, ya que es fácil de calcular y entender. Empero, aislado no proporciona información alguna acerca de la tasa de ganancia del proyecto después del reembolso, ni tampoco considera la rentabilidad o el tamaño del proyecto. Consecuentemente, no es un criterio suficiente por sí mismo y debe utilizarse en conjunción con otros criterios.

Relación utilidad/inversión. Es la relación de la utilidad total neta del proyecto a la inversión total. Describe la utilidad neta generada por unidad monetaria invertida. En la literatura, este cociente es comúnmente denominado como índice de rentabilidad. Su idea fundamental es la selección del proyecto que maximice la utilidad por unidad de inversión. La relación es fácil de calcular, pero no refleja el tiempo en el que se reciben los réditos y por tanto no refleja el valor del dinero en el del tiempo.

Otras consideraciones en la evaluación.

Durante la evaluación surgen muchas preguntas en cuanto al tratamiento de ciertas variables asociadas e implícitas al proyecto. Estos conceptos incluyen, mas no se limitan a: gastos previos a la evaluación del proyecto, interés durante el desarrollo, tributación fiscal, consideraciones ambientales, diferentes vidas y lapsos de ejecución, así como efectos sobre el sistema.

Costos hundidos.

Los costos hundidos también denominados incluidos, se definen como los costos ya incurridos en el proyecto antes de comenzar con la evaluación presente. Dichos costos, a pesar de su valor para el proyecto, han sido ya gastados y por lo tanto no están incluidos en los costos del proyecto para una nueva toma de decisiones; no son considerados como flujos incrementales y no inciden sobre la decisión de optar o no por el proyecto: "lo pasado, pasado".

Para evaluar los costos y beneficios derivados de completar o extender un proyecto, los beneficios y costos pasados no son incluidos en la evaluación. Únicamente los costos y beneficios futuros esperados son los que importan en la toma de decisiones presente. De esta manera, la TIR resultante de completar proyectos no terminados o extender algunos proyectos existentes parecerá ser muy alta, sin embargo, esto refleja la naturaleza de la decisión tomada.

Interés durante el desarrollo.

Una de las variables más importantes en la evaluación de proyectos es el tratamiento otorgado a la tasa de interés durante el desarrollo del proyecto. Al calcular la TIR, el costo del proyecto se considera igual a un costo único evaluado al año base. Si así se hace, para fines de calcular la TIR, no es necesario tomar en cuenta el interés durante su desarrollo (periodo de ejecución).

En contraparte, el costo del proyecto puede representarse como un flujo de efectivo durante el periodo de ejecución con costos relevantes para cada año. El costo de cada año involucrará los pagos por ejecución del proyecto en la moneda de ese año. Una vez descontados, estos flujos son equivalentes al estimado de costo del año base, pero incrementados tomando en cuenta la inflación durante los años de ejecución, es decir, agregando la contingencia de precio.

El interés durante el desarrollo del proyecto es muy importante para establecer el plan de financiamiento propio del proyecto. Este plan deberá considerar todos los costos del proyecto, incluyendo contingencias de precio y físicas, así como el interés durante el periodo de ejecución. Estos componentes —costo base del proyecto más contingencias (físicas y de precio)— representan el mejor estimado de costos finales esperados. Los requerimientos financieros para ejecutar el proyecto están constituidos por el interés durante la construcción, los costos de puesta en servicio y el capital de trabajo.

Cargos por interés y depreciación.

Los flujos de costos y beneficios del proyecto incluyen únicamente partidas de efectivo. Por lo tanto, al calcular la tasa interna de rendimiento se ignoran los cargos por depreciación y por interés. La depreciación no representa un flujo de caja actual y, por ende, no entra en el cálculo de la TIR. Con respecto a los cargos por interés, debe recordarse que la TIR es la tasa máxima de interés que puede pagarse por los fondos empleados durante la vida de la inversión, sin pérdidas para el proyecto; entonces, los cargos por interés deberán excluirse.

En la mayoría de los proyectos, su financiación se realiza con base en una combinación de capital y préstamos. El inversionista no está interesado sólo en conocer la TIR del proyecto, sino además requiere conocer el rendimiento esperado sobre el capital aportado. Bajo estas condiciones, el servicio de la deuda (interés sobre el préstamo y pagos del principal) debe aparecer como gastos en efectivo y deducirse del flujo de ingresos en los años correspondientes; igualmente, el monto del préstamo debe deducirse del costo del proyecto.

Así, los flujos estimados (costos, beneficios y beneficios netos) representarán los incrementos al capital aportado. La TIR así calculada será la tasa de rendimiento sobre el capital y ha de compararse con el costo de oportunidad, es decir, el rendimiento que el capital propio puede obtener en la mejor alternativa de inversión. El inversionista emprenderá el proyecto sólo si la tasa interna de rendimiento sobre el capital fuera mayor que su costo de oportunidad.

Inflación y proyecciones financieras.

Es esencial llevar a cabo proyecciones financieras para cualquier proyecto nuevo. Dichas proyecciones —estados financieros proforma— ayudan a calcular los flujos de efectivo y la TIR del proyecto. Las proyecciones financieras mínimas necesarias son: estados de resultados proyectados, hoja de balance proyectada y, estado de cambios en la posición financiera.

El estado de resultados es muy útil en la evaluación de proyectos, puesto que contiene la mayoría de la información necesaria para realizar su evaluación financiera y económica. El estado de ingresos, asentado en términos nominales enumera, para cada año, el ingreso por ventas, los costos de producción y mantenimiento, así como los cargos de capital (depreciación e intereses). Esta información permitirá el cálculo de las utilidades en cualquier año, considerando además las reducciones por pago de impuestos y el monto de los dividendos a distribuir entre los propietarios del capital.

Este estado financiero es producido inicialmente en términos reales, usualmente en las cifras del año base. Es más apropiado, sin embargo, planificar las proyecciones financieras en términos nominales a fin de asegurar la cobertura de los costos completos de capital (plan de financiamiento), además de valorar el desempeño financiero de la firma y la viabilidad del proyecto bajo la situación realista de inflación.

Por lo tanto, las proyecciones financieras reales (de costos y réditos en el año base) están inflacionadas año con año por un factor normalmente igual a la tasa de inflación esperada, lo cual dará como resultado proyecciones financieras en términos corrientes. Dichas proyecciones nominales permitirán estar ciertos de que el financiamiento disponible en forma de capital, préstamos, asignaciones financieras (depreciación) y utilidades retenidas, sea suficiente para cubrir los requerimientos financieros del proyecto en términos corrientes, año con año.

Una sola tasa de inflación puede ser útil para la estimación de los estados financieros. En algunos casos, empero, ciertas partidas pueden desviarse del nivel general de inflación esperado (por ejemplo, los incrementos esperados del combustible pueden ser mayores que la tasa de inflación, también el incremento en precio de la electricidad puede desplegar una tendencia a ser ligeramente menor que el incremento esperado del índice general de precios).

En tales casos, deberán incluirse diferenciales de inflación para permitir una evaluación más realista de futuras tendencias. Dichos diferenciales de inflación son también importantes cuando se obtienen los flujos de costo y beneficio en términos reales para calcular la TIR del proyecto. Por ejemplo, si se espera en el futuro que los precios del combustible se incrementen $x\%$ anualmente sobre la tasa general de inflación, entonces el gasto real de combustible en el flujo de costo se incrementará a una tasa compuesta de $x\%$ anualmente sobre el año base.

Proyectos de expansión.

En el caso de expansión de un proyecto o de una actividad de la empresa, es necesario realizar una evaluación del proyecto "con y sin". Esto involucra estimar los beneficios adicionales y compararlos con los costos adicionales originados por el proyecto. La evaluación de proyecto "con y sin" es bastante común en la industria de la electricidad y el análisis es ligeramente más complejo.

En esta instancia es necesario producir dos juegos de estados financieros: uno de ellos con el proyecto de expansión y el otro sin él. La diferencia entre los dos estados indica la utilidad financiera incremental causada por el proyecto de expansión. Tales estados financieros incrementales permitirán el cálculo de la *TIR financiera incremental* y, después de considerar la inflación, la *TIR real incremental*, la cual es un elemento de decisión sobre proceder o no con el proyecto de expansión.

El estado de resultados, en términos nominales, ayuda a calcular el impuesto sobre las utilidades. La mayoría de los inversionistas privados están interesados en la tasa financiera de rendimiento después de impuestos, por lo tanto, el estado de ingresos permitirá la determinación de impuestos para cada año, mismos que serán deducidos de las utilidades para permitir el cálculo de la tasa financiera de rendimiento después de impuestos. En caso de existir préstamos, se reducirá la componente del servicio de la deuda a partir del flujo de beneficios, como se explicó antes, permitiendo el cálculo de la tasa financiera de rendimiento en el capital después de impuestos.

Comparación de proyectos con diferentes periodos de vida/ejecución.

Las alternativas pueden tener diferentes tiempos de vida y además requerir distintos periodos de ejecución, por lo que es necesario tomar en cuenta esto para seleccionar el proyecto de menor costo. Existen muchas formas de realizarlo (ver sección de *Solución al Costo Mínimo*). Al emplear el método de valor presente, considérese un año base común para todas las alternativas e inversiones repetidas de la alternativa menos longeva que se sustituirá una vez concluida su vida esperada. El método de costos anuales puede también servir para el mismo propósito.

En el caso de la generación de electricidad, el método más aceptado es del costo promedio descontado establecido por la OECD, donde la relación del costo total descontado de construcción y operación de la planta durante su vida (costo de capital + costos de operación y de mantenimiento + combustible) se divide entre la suma descontada de electricidad producida durante la vida correspondiente a cada central alternativa. Dicha comparación de costos (costo descontado por kWh descontado) sí toma en cuenta diferentes periodos de vida y de ejecución para seleccionar la elección de menor costo ^[109].

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.

El método de costos y beneficios descontados es el mismo para la evaluación financiera y económica. La evaluación financiera de un proyecto analiza su rentabilidad desde el punto de vista del inversionista; la evaluación económica analiza la rentabilidad y beneficios de los proyectos desde el punto de vista de la economía nacional y sus efectos sobre ella. Mientras que los proyectos pequeños tienen un impacto limitado sobre la economía nacional —si hay alguno— los grandes proyectos tienen efectos ambientales y sociales que no pueden ser ignorados.

Excepto en mercados ideales —que prácticamente no existen— los costos y beneficios reales a la economía y a los consumidores difieren de los precios del mercado, diferencias explicadas por la distorsión que introducen los impuestos, los subsidios y otros factores. La evaluación económica debe considerar los costos y beneficios verdaderos para la economía, y además, debe intentar cuantificar otros impactos y costos, principalmente ambientales. El aspecto más importante en la evaluación de proyectos es identificar todos los costos y beneficios relevantes y cuantificarlos hasta donde sea posible. Puesto que la mayoría de los costos y beneficios son estimados, involucran un cierto grado de incertidumbre; esto es particularmente cierto para la industria eléctrica donde las instalaciones operan largo tiempo. Para algunos proyectos será necesario incluso realizar un análisis de riesgos para complementar la evaluación financiera y económica.

La industria eléctrica es de uso intensivo de capital. Las centrales generadoras de electricidad normalmente cuestan cientos de millones de dólares, al igual que muchos proyectos de redes. En tales proyectos, es necesario analizar la solución de mínimo costo, no sólo desde el punto de vista del sector sino también desde el punto de vista de la economía nacional. No debe restringirse el estudio a la valuación de la rentabilidad del proyecto; por el contrario, se extenderá a la valoración de sus impactos en la economía nacional, para entonces comparar estos con los correspondientes a otros proyectos que compiten por la asignación de los recursos limitados en la economía nacional.

La evaluación económica está principalmente focalizada en el cálculo de la tasa económica interna de rendimiento, denominada también tasa económica de rendimiento (TER). La construcción una central eléctrica que consuma carbón barato de baja calidad localizada cerca del centro de carga, puede tener una alta tasa interna de rendimiento financiera; sin embargo, cuando los costos económicos del proyecto son considerados, se puede obtener una TER baja o incluso negativa, lo cual puede ser una causal de rechazo al proyecto.

Los precios del mercado, en muchos casos, no reflejan el costo real del producto o el servicio para la economía. Los precios del mercado son usualmente distorsionados por los derechos aduanales, impuestos, subsidios y otras restricciones comerciales; dicha distorsión varía de un país a otro, pero es más prominente en los países en desarrollo que en las economías de mercado. Las distorsiones —en un grado variable— existen en todo país, particularmente en

[109] ibídem.

el precio de combustibles para energía y sus productos. Esto es más evidente en la industria eléctrica donde los precios de los combustibles son, en la mayoría de los casos, costos cargados a un precio de mercado bastante diferente de su precio real para la economía.

Durante las últimas tres décadas se ha trabajado mucho para establecer las técnicas de evaluación económica de proyectos. La mayor parte de estos trabajos han sido realizados por los organismos internacionales de préstamo como el Banco Mundial y diversas agencias de la Organización de las Naciones Unidas. No se pretende en este trabajo entrar en un detalle exhaustivo de la mecánica de la evaluación económica, ya que es una labor multidisciplinaria y altamente especializada; lo que sí se pretende en esta investigación, es recordar a los planificadores las distorsiones a las que están sujetos los proyectos, así como las técnicas que existen para su cuantificación.

Cuatro cuestiones son relevantes: pagos de transferencia, precios marginales y fronterizos, elementos externos e integración al sistema. Para fines de este análisis se considera que el tipo de cambio oficial de la moneda no se fija artificialmente (sobre/sub valuación), sino que éste se ajusta exclusivamente como consecuencia de los vínculos comerciales internacionales.

Pagos de transferencia.

Los pagos de transferencia normalmente son aplicables a derechos, impuestos e intereses locales. Dichos pagos no representan reclamaciones directas sobre los recursos del país, sino meramente reflejan una transferencia del control sobre asignaciones de recursos de un sector de la economía nacional a otro y, por lo tanto, son ignorados en la evaluación económica. Los pagos de transferencia son, desde luego, bastante importantes en el análisis financiero.

El análisis económico no está interesado en el origen de los fondos de inversión (capital, préstamos o una combinación de ambos), ni en el pago a préstamos (particularmente locales); el préstamo y sus pagos son transferencias financieras y no forman parte del análisis económico. El costo económico de un proyecto es su costo de inversión, referido al año base, menos su valor terminal descontado.

Precios internacionales.

Como ya se explicó, en muchos casos los precios de mercado son costos distorsionados y no reflejan el precio real de bienes y servicios para la economía nacional. En la evaluación económica, es esencial tomar en cuenta el costo real que para la economía nacional tiene el uso de los recursos. Con frecuencia, el gobierno con el ánimo de estimular el empleo, el desarrollo regional o conservar el tipo de cambio, trata de utilizar recursos o bienes locales aunque haya disponibilidad de utilizar recursos importados más baratos. Dichas políticas deben reflejarse en la evaluación económica.

Los recursos utilizados en un proyecto pueden ser de dos tipos: negociados o no negociados. El costo a la economía nacional de bienes y servicios negociados es igual al precio internacional o fronterizo de éstos, incluyendo el costo de transportación hasta el sitio del proyecto. La partida más importante, en el caso de la industria eléctrica, son los precios del combustible. La mayoría de los combustibles son negociados internacionalmente y su costo real para el proyecto puede ser valuado.

Los bienes y servicios no negociables tienen este carácter por ser voluminosos o de una naturaleza específica. Dichos recursos no negociados incluyen partidas como terrenos, agua, edificios, mano de obra no calificada, electricidad (en la mayoría de los casos) y muchos otros servicios. Tales no negociables tienen que ser valuados a través de su precio marginal.

En la evaluación económica, el terreno, edificios y entradas similares deben ser tasados a su precio de oportunidad, esto es, su precio económico es el costo de oportunidad por su uso en la ausencia del proyecto. Otros no negociables, como la mano de obra y otras entradas del proyecto, pueden ser marginales en sus precios mediante la utilización de un factor de conversión, que equilibre los precios doméstico y fronterizo, y mitigue el impacto de las distorsiones locales mediante su aplicación a las entradas no negociables; dicho factor está expresado por la siguiente igualdad:

$$\text{Factor de conversión} = \frac{M + X}{(M + Tm) + (X - Tx)} \quad \dots \text{(B.8)}$$

donde:

M	△	Valor CIF para Importaciones (Costo, Seguro y Flete)
X	△	Precio FOB para exportaciones (libre a bordo)
Tm	△	Impuestos por importaciones
Tx	△	Impuestos por exportaciones

Externalidades.

Los elementos externos son costos y beneficios que están fuera de los confines del proyecto mismo; no son fáciles de definir y son muy difíciles de cuantificar. Su identificación e intento de cuantificación es parte del trabajo del evaluador del proyecto. Por el lado positivo, dichos elementos externos pueden ser el avance tecnológico, la promoción de exportaciones, la creación de empleos, la capacitación, etc. Por el lado negativo, las externalidades pueden ser impactos en detrimento del medio ambiente.

La mayoría de los grandes proyectos en la industria eléctrica tienen elementos externos, particularmente de carácter ambiental; son diversos y pueden variar desde aspectos meramente estéticos hasta serios problemas de contaminación. Es imperativo tratar de identificar todos los elementos externos causados por el proyecto. Cuando existen elementos externos significativos, debe hacerse un intento por cuantificarlos e incluirlos en los costos y beneficios del proyecto. De complicarse esta cuantificación, como normalmente sucede, entonces deben ser citados en la evaluación económica del proyecto y pueden sí afectar la elección de la solución de menor costo.

En muchos casos, los aspectos ambientales están identificados y se hacen estudios de impacto con el propósito de incidir en el diseño y, por ende, en los costos del proyecto. Otros efectos intangibles como el impacto visual, el nivel de ruido y el congestionamiento, son muy difíciles de cuantificar. Igual situación se presenta con algunos beneficios asociados como el desarrollo tecnológico, la transferencia de tecnología y la capacitación de recursos humanos. Cuando la diferencial del costo entre dos o más alternativas es limitada, los elementos externos son la variable de decisión para elegir la solución de costo mínimo.

Temporización de proyectos.

Temporizar un proyecto es importante para asegurar la rentabilidad del mismo. En la industria eléctrica, los proyectos como nuevas centrales y redes eléctricas redundantes son emprendidos cuando el pronóstico de continuidad del suministro indica un detrimento por debajo de un cierto nivel establecido simultáneamente a la fecha de terminación estimada del proyecto. En el caso de la generación de electricidad, esto implica la necesidad de realizar una evaluación de la probabilidad de pérdida de carga (PPC) ^[110]. La rentabilidad de un proyecto y su temporización son variables que adquieren mayor importancia cuando se estudian sistemas interconectados.

Una rápida prueba para hacerlo es la prueba de rendimiento del primer año; ésta involucra el cálculo de la relación de beneficios contra los costos de inversión al primer año. Si esta relación es menor (mayor) que la tasa de interés relevante entonces el proyecto es prematuro (vencido). Esta es una prueba general y rápida para temporizar un proyecto, que debe ser manejada con cuidado dependiendo de la naturaleza del proyecto, así como de sus flujos de costos y beneficios.

Integración al sistema.

Probablemente, más que ninguna otra industria, la eléctrica tiene la peculiaridad de que casi todos sus proyectos mayores tienen impactos financieros y económicos que se extienden más allá de los confines del proyecto para afectar al sistema completo de potencia. Esto debido a que los actuales sistemas eléctricos están interconectados y se desempeñan en sincronismo; cualquier nuevo proyecto o acción mayores, inmediatamente tendrán un impacto que se ve reflejado en la economía global del suministro y algunas veces en su calidad.

Construir una nueva central no sólo contribuye a la producción de más energía, sino que además disminuye los costos totales del sistema mediante la reducción de la producción originada en centrales eléctricas menos económicas; omitir el mantenimiento de una unidad generadora puede causar (además del costo de mantenimiento) mayores costos del sistema, por la necesidad de operar o incrementar la producción de una planta de generación menos económica. Agregar un nuevo transformador o una línea de transmisión puede, además de mejorar la transferencia de potencia, reducir las pérdidas del sistema e incrementar la flexibilidad del suministro que, a su vez, reduce el costo económico y social.

Es recomendable, en proyectos eléctricos mayores, realizar una simulación por computadora donde la producción del proyecto sea integrada a la operación del sistema y simulada por unos cuantos años, bajo los escenarios con y sin el proyecto; lo anterior permitirá una mejor evaluación de los impactos financieros y económicos del proyecto. No se pretende entrar en detalles de la simulación de sistema; esto se explica ampliamente en la literatura ^[111].

Muchos proyectos en la industria del sector eléctrico se realizan con el fin de reducir la interrupción del servicio a los usuarios. En estos proyectos es necesario para la empresa eléctrica poner un valor monetario para cada kWh no suministrado. La economía de los proyectos de fortalecimiento de redes es evaluada mediante una comparación del valor anual de la reducción en la electricidad no suministrada (kWh anuales no suministrados multiplicados por el valor de cada kWh no suministrado) contra el costo anual del proyecto de fortalecimiento de redes.

[110] Harry Stoll. Least-cost electric utility planning. John Wiley and Sons. 1989.

[111] Hisham Khatib. Economics of reliability in electrical power systems. Technicopy, Glos. 1978.

El proyecto es emprendido cuando los beneficios anuales de mejorar la continuidad del servicio exceden el costo anual del proyecto (el Reino Unido fijó durante 1993 el precio de cada kWh no suministrado en £2.345 ^[112]).

[112] R.N. Allan. VOLL - factor or fiction, en *Power Engineering Journal*. Febrero, 1995.

BIBLIOGRAFÍA.

LIBROS Y ARTÍCULOS.

- ACTON, J.F., et. al. Time of Day Electricity Rates for the United States. Rand Corporation. Santa Monica, CA. 1993.
- ALBOUY, YVES. Análisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, DC. 1983.
- AMBRIZ GARCÍA, JUAN JOSÉ. Administración de la Energía. Universidad Autónoma Metropolitana. México. 1993.
- AMERICAN COUNCIL FOR AN ENERGY-EFFICIENT ECONOMY. Summer Study on Energy Efficiency in Buildings. Volumen I "Human Dimensions of Energy Consumption", Volumen II "Demand and Load Shapes", Volumen III "Technology Research, Development and Evaluation", Volumen V "Commissioning, Operation, and Maintenance, Volumen VI "Policy", Volumen VII "Resource Planning Methodologies", Volumen VIII "Measurement and Evaluation", Volumen X "Program Design". Washington, DC. 1994.
- ANANDARUP, RAY. Cost-Benefit Analysis. John Hopkins University Press. Baltimore, USA. 1990.
- ARRIOLA, EDUARDO. Evolución de las tarifas para servicio industrial en México. VII Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica. San José, Costa Rica. 1994.
- BACA URBINA, GABRIEL. Evaluación de Proyectos. McGraw-Hill Interamericana de México. México. 1995.
- BASTARRACHEA, J. Las Inversiones del Sector Eléctrico en El Sector Eléctrico en México. Comisión Federal de Electricidad y Fondo de Cultura Económica. México. 1994.
- BAUMOL, W.J. Optimal Departures from Marginal Cost Pricing, en *American Economic Review*. Junio, 1970.
- BERRIE, T. Power System Economics. Peter Peregrinus Ltd. London. 1983.

- BERRY, L. The Market Penetration of Energy - Efficiency Programs. Oak Ridge National Laboratory. Oak Ridge, Tenn. 1990.
- BITU, ROBERTO. Caracterización de la Carga - Energía Eléctrica. Seminarios BID. Montevideo, Uruguay. 1986.
- BITU, ROBERTO. Tarifa Residencial de carácter social - Energía Eléctrica. Seminarios BID. Puebla, México. 1986.
- BLANK, LELAND T., ANTHONY J. TARQUIN. Ingeniería Económica. McGraw-Hill Interamericana de México. México. 1995.
- BLEVINS, R. Survey of Industrial Sector Demand Side Management Programs. EPRI. Palo Alto, CA. 1991.
- BLEVINS, R. Survey of Residential Sector Demand Side Management Programs. EPRI. Palo Alto, CA. 1989.
- BOITEX, M. Marginal Cost Pricing in Practice. Prentice - Hall. New Jersey, USA. 1964.
- BRADLEY, S.P. Applied Mathematical Programming. Adison Wesley Publishing Co. Mass, USA. 1977.
- BREYER, S. Regulation and its Reform. Harvard University Press. Cambridge, Mass. 1982.
- CALVA, JOSÉ LUIS. El Modelo Neoliberal Mexicano: costos, vulnerabilidad, alternativas. Juan Pablos Editor. México, 1995.
- COLLINS, BERRY, et. al. Past Efforts and Future Directions for Evaluating State Energy Conservation Programs. Oak Ridge National Laboratory. Oak Ridge, Tenn. 1990.
- COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS DE PERÚ. Nueva Tarifa de Energía Eléctrica. Lima, Perú. 1988.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Transmisión y Transformación. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. México. 1994.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. México. 1996.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Desarrollo del mercado eléctrico 1992 - 2006. México. 1997.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1996 - 2005. México. 1996.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Evolución del sector eléctrico en México. México. 1977.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Hacia el siglo XXI. México. 1992.

- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Informe Anual 1995. Julio de 1996.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Informe Anual 1996. Mayo de 1997.
- COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Quiénes somos... Descripción de una preciada empresa, en *El Plan para la Próxima Década*. México. 1997.
- CORDERA, ROLANDO, et. al. El auge petrolero: de la euforia al desencanto. Facultad de Economía. Universidad Nacional Autónoma de México. México. 1987.
- COSS BU, RAÚL. Análisis y evaluación de proyectos de inversión. Editorial Limusa. México. 1995.
- CHAPMAN, D. Energy resources and Energy Corporations. Cornell University Press. London. 1983.
- DASGUPTA, P. Benefit-Cost Analysis and Trade Policies, en *Journal of Political Economy*, Febrero, 1974.
- DEEPAK, L.AL. Methods of project analysis. International Bank for Reconstruction and Development. Washington, DC. 1976.
- DIMSON, E. The discount rate for a power station. Energy Economics. Julio, 1989.
- DUVIGNEAU, CHRISTIAN, RANGNAN PRASAD. Guidelines for calculating financial and economic rates of return for DFC projects. International Bank for Reconstruction and Development. Washington, DC. 1984.
- ESTEY, D. Bidding conservation against cogeneration: The level playing field. EPRI. Palo Alto, CA. 1989.
- FARUQUI, A., et. al. Impact of DSM on Future Customer Electricity Demand: An Update. EPRI. Palo Alto, CA. 1995.
- FIDEICOMISO DE APOYO AL PROGRAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO. El Horario de Verano: ahorro de electricidad que supera expectativas en *Energía Racional*. México. Marzo, 1997.
- FIDEICOMISO DE APOYO AL PROGRAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO. Memorias 1990 - 1994. México. 1995.
- FIDEICOMISO DE APOYO AL PROGRAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO. Programa de Incentivos para el Ahorro de Energía Eléctrica. Proyecto Ejecutivo. México. 1995.
- GARCÍA P., BENJAMÍN. La política de hidrocarburos en el proceso de reordenación económica 1981 - 1983. Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México. México. 1989.
- GOLDMAN, C. Review of DSM bidding programs: Impacts, cost and future prospects. Synergic Resources Corporation. Bala Cynwyd, Penn. 1992.
- GRIMSRUD, PAUL. DSM Benefit-Cost Analysis Workshop. Demand - Side Mangement Program EPRI. Asylomar, CA. 1994.

- HERTZ, D.B. Risk analysis in capital investment en *Harvard Business Review*. Cambridge, Mass. Septiembre, 1979.
- HIRST, ERIC. Evaluation of Utility Home Energy Audit (RCS) Programs. American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, DC. 1989.
- HIRST, ERIC. Integrated Resources Planning. Annual Review of Energy. U.S. Department of Energy. Washington, DC. 1991.
- HIRST, ERIC, JOHN REED. Handbook of Evaluation of Utility DSM Programs. Oak Ridge National Laboratory. Oak Ridge, Tenn. 1991.
- INFANTE, ARTURO. Evaluación financiera de proyectos de inversión. Grupo Editorial Norma. Colombia. 1993.
- INSTITUTO MEXICANO DE CONTADORES PÚBLICOS. Boletín B-10 y sus cuatro documentos de adecuaciones. México. 1994.
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, GEOGRAFÍA E INFORMÁTICA. El Sector Energético en México. México. 1996.
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, GEOGRAFÍA E INFORMÁTICA. Estadísticas Históricas de México. Tomos I y II. México. 1994.
- IRT ENVIRONMENT, INC. The Results Center: Profiles 1 - 80. Aspen, Colorado. 1995.
- JARDÓN, JUAN J., et. al. Planeación energética y empresa pública: reestructuraciones internacionales, estrategias y políticas nacionales. Plaza y Valdés Editores. México. 1995.
- KAHAN, EDWARD P. Integrating Market Processes into Utility Resource Planning. The Electricity Journal. Noviembre, 1992.
- KERKSEY, K.D., et. al. DSM Customer Acceptance. EPRI. Palo Alto, CA. 1988.
- KHATIB, HISHAM. Economics of reliability in electrical power systems. Technicopy Glos. 1978.
- LIMAYE, DILIP R. Administración del lado de la Demanda: Perspectivas Internacionales. SRC International. New York, USA. 1992.
- MANSFIELD, E. Micro-economics: Theory and Applications. W.W. Norton & Co. New York, USA. 1985.
- MASJUAN, V. Subsidio al consumo básico de electricidad para clientes residenciales de escasos recursos. VI Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica. Mendoza, Argentina. 1992.
- MONTEFORTE, RAÚL. Energy and Styles of Development: the Case of Electricity in Mexico. Tesis Doctoral, Institute of Development Studies of Sussex University. England. 1989.

- MONTEFORTE, RAÚL. La organización del sector eléctrico mexicano: contexto internacional y perspectivas de cambio. Programa Universitario de Energía. Universidad Autónoma de México. México. 1991.
- MORENO BONETT, ALBERTO, FRANCISCO J. JAUFRED. Análisis de inversiones: modelos y aplicaciones. División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de México. México. 1994.
- MORRIS, T.E. Economic comparisons in planning for electricity supply. Procedure IEE. 1970.
- MUNASINGHE, M. Electricity Pricing. John Hopkins University Press. Baltimore, USA. 1982.
- NADEL, STEVEN. Electric Utility Conservation Programs: A review of the lessons taught by a decade of program experience. American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, DC. 1991.
- NADEL, STEVEN. Lessons Learned: A review of Utility-Experience with Conservation and Load Management Programs for Commercial and Industrial Customers. New York State Energy Authority. Albany, NY. 1990.
- NADEL, STEVEN, et. al. Regulatory Incentives for Demand - Side Mangement. American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, DC. 1992.
- NEW ENGLAND ELECTRIC. Evaluation of New England Electric System Partners in Energy Planning Programs. Westborough, Mass. 1988.
- OECD. Projects and costs of generating electricity. París. 1989.
- PYNDYCK, ROBERT. S., DANIEL L. RUBINFELD. Microeconomics. Prentice - Hall. Englewood Cliffs, New Jersey. 1994.
- RCG/HAGLER BAILLY, INC. Antecedentes y propósito de la implementación de DSM en México. U.S. Agency for International Development. Washington, DC. 1995.
- RCG/HAGLER BAILLY, INC. Energy Environment Market Conditions in Mexico. U.S. Agency for International Development. Washington, DC. 1992.
- RCG/HAGLER BAILLY, INC. Impact Evaluation of Demand-Side Management Programs. Vol. 1: A Guide for Current Practice. EPRI. Boulder, Colorado. 1991.
- REUTLINGER, S. Techniques for project appraisal under uncertainty. John Hopkins University Press. Baltimore, USA. 1970.
- ROJAS, JOSÉ ANTONIO. Desarrollo nuclear de México. Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México. México. 1989.
- SACHS, JEFFREY D., FELIPE LARRAÍN. Macroeconomía en la economía global. Prentice - Hall Hispanoamericana. México. 1994.

- SALLES, SÁINZ Y CÍA., S.C. **Estados Financieros de CFE y Dictamen de Auditores**. México. 1997.
- SALVATORE, D. **Microeconomía**. McGraw-Hill Interamericana de México. México. 1995.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA. **Sector de la Energía - Programa de Trabajo 1997**. México. 1997.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA. **Prospectiva del Sector Eléctrico 1997 - 2006**. México. 1997.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL, COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. **Consumo de Energía en la Industria**. Subsecretaría de Energía. México. 1988.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL. **Documento de Prospección del Sector Eléctrico**. México. 1994.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL. **La Modernización del Sector Eléctrico 1988 - 1994**. Centro de Investigación y Docencia Económicas. México. 1994.
- SQUIRE, LYN, HERMAN VAN DER TAK. **Economic analysis of projects**. John Hopkins University Press. Baltimore, USA. 1989.
- STOLL, HARRY. **Least-cost electric utility planning**. John Wiley and Sons. 1989.
- TEJADA, J. **Conceptos sobre la selección de condiciones hidrológicas para el Plan de Expansión de la Generación de un Sistema Eléctrico**. Electro-Perú. Lima, Perú. 1985.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **General and Summary Reports to Congress on the Residential Conservation Service Program**. Washington, DC. 1987.
- VIQUEIRA LANDA, JACINTO. **La industria eléctrica en el mundo: Otros modelos de organización y regulación del servicio eléctrico** en *El Sector Eléctrico en México*. Comisión Federal de Electricidad y Fondo de Cultura Económica. México. 1994.
- VON NEUMANN, J. **Theory of Games and Economic Behavior**. John Wiley. New York. 1967.
- WARR, P. **On the Shadow Pricing of Traded Commodities**, en *Journal of Political Economy*. Junio, 1977.
- WEEDAL, M. **Utility DSM Incentive Programs: What's been tried and what works to reach the commercial and industrial sectors**. American Council for an Energy - Efficient Economy. Washington, DC. 1990.
- WIONCZEK, M. **La Industria Eléctrica en México**, en *El Nacionalismo mexicano y la inversión extranjera*. Editorial Siglo XXI. México. 1977.

PUBLICACIONES PERIÓDICAS.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. **Informe de Operación**. México. Periodo: 1977 - 1996.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. **Estadísticas por Entidad Federativa**. México. Periodo: 1988 - 1996.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. **Resultados de Explotación**. México. Periodo: 1978 - 1996.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. **Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional**. México. Periodo: 1965 - 1996.

FIDEICOMISO DE APOYO AL PROGRAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO. **Energía Racional**. México. Periodo: 1991 - 1997.

SECRETARÍA DE ENERGÍA. **Balance Nacional de Energía**. Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos. México. Periodo: 1994 - 1995.

SECRETARÍA DE ENERGÍA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL. **Balance Nacional de Energía 1993**. Dirección General de Política e Hidrocarburos. México. 1994.

SECRETARÍA DE ENERGÍA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL. **Balance Nacional de Energía**. Dirección General de Política Energética. México. Periodo 1965 - 1992.