



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA
DE COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD "PRONURE-CFE"

ING. MANUEL DE DIEGO MUÑOZ
OCTUBRE DE 1985

PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA DE
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD - "PRONURE - CFE"

Ing. Manuel de Diego Muñoz
Tolstoi 29 Esquina Mariano
Escobedo C.P. 11590 México
D.F., Tel. 5-31-10-61

RESUMEN :

Este trabajo presenta el programa que Comisión Federal de Electricidad desarrolla desde 1980, orientando a optimizar el aprovechamiento de la energía en sus propias instalaciones y a promoverlo entre los usuarios del servicio eléctrico, adecuándolo en su instrumentación y acciones al cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Programa Nacional de Energéticos 1984 - 1988, promulgado el 15 de agosto de 1984 por la Secretaría de - - Energía, Minas e Industria Paraestatal.

1.- CONSIDERACIONES GENERALES

1.1.- Instrumentación.

De acuerdo con la Ley de Planeación, así como con el decreto que lo promulga, el Programa Nacional de Energéticos es de observancia obligatoria para la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual debe instrumentar su programa institucional de mediano plazo, manteniendo el enlace debido con la cabeza del Sector, la Secretaría de Energías, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), mediante los siguientes mecanismos estipulados en el propio PRONAE (Figura 1):

- Grupos Sectoriales para la Instrumentación del Programa e Intersectoriales para los Subprogramas de Ahorro y Energetización Rural, por ser estos dos los subprogramas que requieren un proceso especial de coordinación.

- Comités Técnicos para la Instrumentación (COTEIP), Convenio Unico de Desarrollo (CUD) y Comités de Concertación.

- Programas-Presupuesto Operativos (anuales) los cuales, dada la alta prioridad concedida por el Ejecutivo Federal a los programas institucionales para el ahorro y uso eficiente de la energía, deben considerar una asignación preferente de recursos.

1.2.- Ejecución

Es importante señalar que cumpliendo con los señalamientos del PRONAE, los programas institucionales organizan la secuencia de acciones y las medidas que precisan cada uno de los sectores involucrados, empezando obviamente por las relativas al propio Sector en la totalidad de sus áreas y atendiendo seguidamente las correspondientes a industria paraestatal, con el propósito de que desde ahí se inicien acciones que puedan generalizarse a otros sectores de la economía y al resto de los usuarios del país.

En este plano, el Programa se apoya en acciones sistemáticas de comunicación social que, adecuándose a las características y al universo de cada grupo de usuarios (Figura 2), suscitan y mantienen su participación, sin la cual no es posible esperar resultado alguno; estas acciones se centran en la información requerida por el usuario para adoptar las medidas que les faciliten y lleven a hacer un uso más eficiente y racional de la energía.

Adicionalmente a las acciones de comunicación social, e incluyéndose dentro de la información que ésta contempla, se considera la asistencia técnica y económica que, de acuerdo al beneficio esperado, debe proporcionarse. Sólo mediante la realización conjunta de ambos tipos de acciones, se logra que las medidas implícita o explícitamente contenidas en las tarifas y disposiciones oficiales, las que a su vez deben en todo momento reflejar los costos y políticas resultantes de las condiciones de la economía nacional y del contexto internacional, conduzcan efectivamente a un uso más racional de la energía (Figura 3), ya que la estrategia para su ahorro no depende exclusivamente de su precio.

1.3.- Control y Evaluación.-

Los procesos de instrumentación y ejecución del Programa están sujetos a un sistema de control y evaluación cuya principal finalidad es apoyar la consecución de los objetivos y de las metas específicas establecidas, tanto para las diferentes áreas de CFE como para cada grupo de usuarios.

Se vigila por lo tanto en forma permanente el cumplimiento oportuno de las acciones y medidas programadas y se revisan periódica y sistemáticamente los avances y resultados obtenidos, para detectar cambios y desviaciones en los aspectos prioritarios a fin de realizar los correspondientes ajustes a los programas operativos (Figura 4).

El sistema de control y evaluación debe mantenerse ágil, oportuno, suficiente y confiable; debe también evitar excesos y duplicidades en la información y al mismo tiempo, favorecer la captación de propuestas y puntos de vista de los diferentes sectores y grupos sociales, los cuales contribuyan a enriquecer el proceso de toma de decisiones apeándose a los canales permanentes establecidos por el Sistema Nacional de Planeación Democrática para este fin.

2.- CONSIDERACIONES PARTICULARES.

Las características propias tanto de la energía eléctrica como de la Comisión Federal de Electricidad, dan lugar a las siguientes consideraciones, de interés en cuanto a la instrumentación, la ejecución, el control y la evaluación del programa institucional.

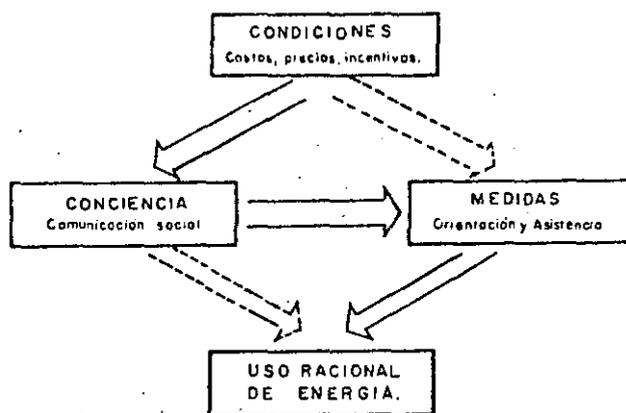
2.1.- Uso Racional.

La componente del costo financiero que para la energía eléctrica significan las inversiones por el crecimiento y consolidación del sistema, es mayor que la del costo por energéticos, dado lo cual es no sólo de interés incrementar la eficiencia energética, sino también lo es el lograr un abatimiento en las demandas máximas coincidentes, regionales y nacionales; por esta razón y por involucrarse frecuentemente aspectos de seguridad en las acciones de comunicación con los usuarios, se utiliza el término "uso racional" que abarca los tres tipos de aspectos aquí considerados y permite señalar que el Programa no pretende restringir el uso de la energía, sino optimizar su aprovechamiento tanto para fines productivos como para mejorar el nivel de vida de los habitantes del país

FIGURA 3

PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA-CFE

ESQUEMA GENERAL DE OPERACION



.....//

2.2.- Diversificación energética.

Comparativamente con otros integrantes del sector energético, es en Comisión Federal de Electricidad donde se da una relativa mayor facilidad para la diversificación energética. Asimismo, por su contacto directo con todos los usuarios actuales y potenciales, es la entidad idónea para promover tanto la autogeneración de electricidad en la industria como la energétización rural, sea ésta con líneas de distribución eléctrica o mediante otros tipos de energía. Esto da lugar, conforme lo indica el PRONAE, a considerar la diversificación energética en forma preponderante dentro del programa institucional de la empresa.

Esta diversificación energética, en la que queda también incluido el manejo económico de los energéticos y de las fuentes alternas ya disponibles, lleva a denominar el programa institucional bajo el rubro general -

do " uso racional de la energía " omitiéndose la mención de la energía eléctrica en particular.

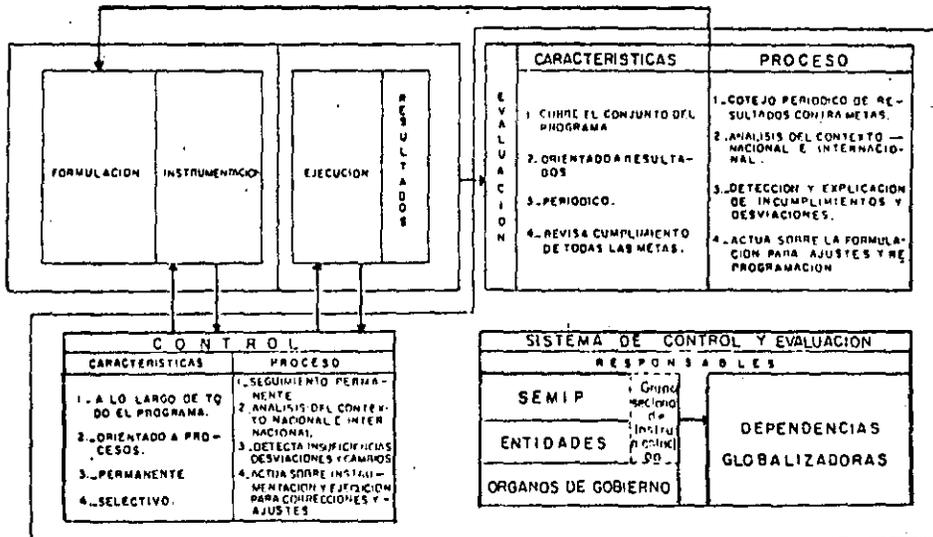
2.3.- Imagen ante usuarios.

La calidad del servicio eléctrico, tiene una importancia máxima para muchos de los usuarios y junto con la productividad y con el cuidado que en el uso de la energía el personal del sector manifiesta, son factores que afectan en forma determinante la imagen de la Comisión Federal de Electricidad ante los usuarios y por lo tanto su receptibilidad y posibilidades de éxito para la comunicación con ellos establecida, motivo por el cual se integran al programa institucional las acciones tendientes a lograr mejoras en estos aspectos y a informar a los usuarios sobre las mismas.

PROGRAMA NACIONAL DEL USO RACIONAL DE LA ENERGIA
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

CONTROL Y EVALUACION DEL PROGRAMA

FIGURA 4



2.4.- Administración por proyectos.

Promover y coordinar en todo el ámbito nacional -- las múltiples acciones que, tendientes a cumplir con los objetivos del programa institucional pueden emprenderse, al tiempo que se respeta la iniciativa de quienes las desarrollan sin perder el control y la posibilidad de evaluación de las mismas, resulta posible sólo mediante un sistema de administración por proyectos asistido por computadora (Los programas "PROGCA" y --- "PROGRE", están disponibles para su utilización en sistema de procesamiento de datos de la Comisión Federal de Electricidad).

2.5.- Nivel de gestión.

La experiencia habida en el manejo de programas similares, de amplitud y alcances incluso más limitados, señala claramente que su éxito depende de contactos manejados a altos niveles, con entidades como son las Secretarías de Estado, las agrupaciones y los organismos cúpula del Sector Privado, los gobiernos estatales y municipales, las entidades de investigación y de educación superior y otras.

Es pues necesario que, en cada caso y lugar, las acciones emprendidas cuenten con un respaldo directo de alto nivel, así como cuentan con el apoyo del Directorado de CFE.

3.- INSTITUCIONALIZACION.-

3.1.- Programa institucional.

En cumplimiento de las obligaciones emanadas del Programa Nacional de Energéticos y conforme lo estipula la Ley de Planeación en el párrafo segundo de su artículo 3º, la Comisión Federal de Electricidad, de acuerdo a las consideraciones antes expuestas, designará en lo sucesivo al programa que para estos fines desarrolla como:

" PROGRAMA NACIONAL DEL USO RACIONAL DE LA ENERGIA DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD " (PRONURE - CFE), ordenando su observancia de acuerdo con las estipulaciones generales contenidas en el mencionado Programa Nacional de Energéticos (PRONAE) y a los objetivos y particularidades señaladas, los cuales serán periódicamente revisados a fin de asegurar su adecuación a las políticas y directrices emanadas de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

Este programa se aplica en el ámbito interno y externo de la Comisión Federal de Electricidad. Para el primero, son indispensables la participación y la colaboración de todos los trabajadores; para el segundo, lo son además las de entidades de la administración pública, del sector privado y empresarial, del sector educativo, de las instituciones de investigación y de toda la sociedad.

3.2.- Sistema de Control y Evaluación.

Cada una de las áreas de C.F.E. controla y evalúa las acciones emprendidas en el cumplimiento del programa institucional, para lo cual:

- a) Establece metas congruentes con las señaladas en el PRONAE y con las señaladas para el programa institucional (PRONURE - CFE).
- b) Identifica y define proyectos específicos, que agrupen las acciones conducentes al cumplimiento de los objetivos y de las metas, estipulando para cada uno de ellos su objetivo y alcance, a partir del momento de su registro hasta el de la presentación del informe y conclusiones.
- c) Registra los proyectos que inicia, informa, mensualmente de su avance y entrega oportunamente sus informes y conclusiones finales.

3.3.- Programas - presupuesto operativos.

Consecuentemente con lo anterior, formulan además -- anualmente su Programa-Presupuesto, para ser aprobado -- por la Subdirección respectiva, en forma que prevea los recursos suficientes requeridos para la planeación, el control y la evaluación del Programa, así como para el desarrollo de actividades que requieren un soporte especial, como pueden ser aquellas dirigidas a concientizar y orientar al personal de CFE o bien para desarrollar el Programa hacia el exterior de la institución, posteriormente integrándose estos Programas-Presupuesto por la -- Coordinadora del PRONURE-CFE.

3.4.- Coordinación del PRONURE-CFE.

Con el fin primordial de coordinar las acciones involucradas en el marco del programa institucional, se ha instituido la coordinadora del PRONURE-CFE, dependiente de la Subdirección de Operación, siendo responsabilidades de ésta :

- a) Operar, mantener y adecuar en todo momento el Sistema de Control y Evaluación según las necesidades del Programa.
- b) Asegurar el enlace con la SEMIP a través de la participación en sus comités y grupo de trabajo.
- c) Promover las acciones o proyectos que se estimen necesarios o bien apoyar, procurar apoyo o suplir (pero no sustituir) a las áreas en - que esto proceda, con el fin de propiciar la consecución de los objetivos y metas.
- d) Procurar información, realizar o promover estudios, investigaciones, encuestas y gestiones, así como diseñar, producir y distribuir materiales auxiliares, tendiente todo a procurar una mayor efectividad de las acciones y proyectos emprendidos o por emprender.
- e) Realizar cualquier otra acción o proyecto que el Directorado de CFE le asigne con relación - al cumplimiento de los objetivos del PRONAE para el Sector Eléctrico.

La Coordinadora del PRONURE-CFE formula también - su propio Programa-Presupuesto anual, integrado a los Programas-Presupuesto de las demás áreas, en forma de procurar así los medios y recursos necesarios para el cumplimiento de las responsabilidades arriba indicadas.

La colaboración de estas áreas, es indispensable para el cumplimiento del programa institucional establecido; adicionalmente, el estrecho contacto y la recíproca comunicación con la Coordinadora del -- PRONURE-CFE es así mismo esencial para asegurar la coordinación de este Programa, en el ámbito interno y externo de la institución.

4.- OBJETIVOS.

En concordancia con los objetivos del Programa Nacional de Energéticos (PRONAE), son objetivos del -- Programa Nacional del Uso Racional de la Energía de Comisión Federal de Electricidad, (PRONURE - CFE) los siguientes :

4.1.- Ahorro y diversificación.

Propiciar el aprovechamiento eficiente de la energía y la adecuada diversificación energética, tanto

en el ámbito interno del sector eléctrico como en su ámbito de influencia, a fin de salvaguardar y conservar los recursos energéticos del país para garantizar así su autosuficiencia energética presente y futura.

4.2.- Optimización de inversiones.

Lograr el máximo rendimiento posible de las inversiones del sector eléctrico y de los usuarios del -- servicio, aprovechando para ello las mejoras de eficiencia obtenidas por el objetivo anterior y procurando optimizar sus factores de carga y de disponibilidad.

4.3.- Repercusión de beneficios.

Sanear la economía del sector eléctrico y beneficiar la de los usuarios actuales y potenciales de -- energía, al canalizar hacia ellos las economías resultantes del logro de los objetivos anteriores y del incremento de la productividad de los trabajadores del sector, al tiempo que se asegura una continua mejoría en la calidad y oportunidad del servicio y en el control de la contaminación ambiental.

4.4.- Desarrollo económico y social.

Contribuir al desarrollo económico y social del país, tanto por aprovechar con este fin las ventajas derivadas del logro de los objetivos anteriores, en cuanto a la mayor competitividad de nuestros productos, como por favorecer un mayor avance tecnológico, el cubrimiento de actividades prioritarias y la incorporación de los grupos marginados a la oferta y a la demanda del mercado nacional.

5.- ESTRATEGIAS

Para alcanzar los objetivos del programa institucional y contribuir al logro de los establecidos en el PRONAE, se definen las siguientes estrategias, -- coincidentes o derivadas de las trazadas en éste:

5.1.- Estrategias externas.

Se refiere a las que es preciso considerar para -- procurar la toma de conciencia y de acción por parte de los usuarios, resumiéndose en:

5.1.1.- Programas de difusión y específicos.

Se integran programas de difusión y específicos -- por sectores y grupos de usuarios, en forma que los del propio sector eléctrico, los del sector público en general y los de la industria paraestatal, al cum

plir con la obligación establecida en el PRONAE, sirven de base y ejemplo para el desarrollo de los correspondientes a las entidades estatales y municipales y a los del sector privado.

5.1.2.- Fases

Con cada grupo de usuarios se emprenden acciones - que tiene por objeto, en una primera etapa, eliminar todo dispendio y uso irracional, para a continuación realizar las modificaciones y cambios que mediante alguna inversión incrementen la eficiencia o mejoren -- los factores de carga y potencia; finalmente se promueve el cambio tecnológico en equipos, procesos, instalaciones y sistemas.

5.1.3.- Precios y tarifas.

Se apoya la política de fijar precios de la energía eléctrica que reflejen sus costos básicos e induzcan al ahorro, procurando la adecuación tarifaria que, - con la mayor claridad, sencillez y fidelidad posible, reflejen las condiciones de origen de los costos y -- propicien así una mayor eficiencia energética y un mejor factor de carga regional y nacional, sea reduciendo la demanda máxima coincidente o bien incrementando las cargas productivas en las horas fuera de pico, a fin de reducir el costo unitario de la energía eléctrica.

5.1.4.- Incentivos y financiamiento.

Se promueve la instrumentación de incentivos económicos, directos o fiscales, de preferencia otorgados casuísticamente, para propiciar la producción o adquisición de bienes y servicios que faciliten la aplicación de medidas técnicas por parte de los usuarios, - principalmente mientras su interés se vea disminuido por precios y tarifas que no reflejen adecuadamente - los costos de la energía; se promoverán también, en - caso dado, financiamientos atractivos a fin de facilitar las inversiones requeridas.

5.1.5.- Subsidios y apoyos.

Se apoya la eliminación de rezagos y subsidios impropios e indiscriminados, manteniéndose sólo los - apoyos indispensables para las actividades prioritarias y para los núcleos de población mayormente necesitados; conforme mejora la relación costo-medio/precio-medio, se repercuten los resultados positivos obtenidos a los precios de la energía eléctrica.

5.1.6.- Estudios e investigación, marco legal.

Se promueven y apoyan proyectos de estudio, investigación y demostración, destinados a determinar y comparar condiciones de viabilidad, beneficios potenciales y costos de alternativas sobre medidas que propicien un uso más racional de la energía, -- principalmente cuando puedan presentar fuertes implicaciones económicas o sociales. Se promueve la creación, actualización o modificación de leyes, reglamentos, especificaciones y normas para servir de apoyo a las demás estrategias del programa y sus objetivos.

5.1.7.- Política de comunicación.

Se establece la adecuada comunicación con el - - usuario para lograr su toma de conciencia y la aplicación de las medidas técnicas procedentes, apoyada en su caso por la información relativa a los incentivos y financiamientos correspondientes, a los resultados de estudios e investigaciones, a las características o especificaciones de los bienes o servicios necesarios o a su marco legal y disposiciones aplicables. Se coordinan con SEMIP y con las entidades que procede, los programas para fomentar el uso racional de la energía eléctrica, como es el caso - de los programas para el acondicionamiento ambiental de viviendas, edificios y locales en poblaciones de clima cálido desarrollados conjuntamente con los gobiernos estatales y municipales. Se mantienen en todo momento abiertos los canales para la retroalimentación de información y de comunicación, a fin de enriquecer así el proceso de toma de decisiones.

5.2.- Estrategias internas.

Competen éstas exclusivamente al ámbito interno del sector eléctrico, en los siguientes aspectos:

5.2.1. Reducción de consumos propios y conexos.

Se controlan y reducen al mínimo económico posible las ineficiencias, las pérdidas y los consumos propios en el sistema y en las instalaciones, concientizándose al personal para promover lo anterior y la reducción razonable de consumos energéticos del personal. Se instrumentan medidas para reducir al - mínimo posible y optimizar el transporte del personal, mercancías, equipos y combustibles, así como ..

para facilitar a los usuarios los trámites e informes telefónicos o por correo.

5.2.3.- Programas de obras e inversiones.

Se considera en la planeación de obras en los presupuestos, las inversiones y los posibles efectos de los programas de diversificación y ahorro, incluyendo los relativos a la autogeneración y a la inclusión de plantas duales (para combustóleo y carbón) que indica el PRONAE, así como a la combinación de tipos de unidades que incrementen la eficiencia de la operación o establezcan balances adecuados de base y pico; se consideran también el balance requerido en el sector energético para la producción de combustóleo y gasolinas y las inversiones y gastos para controlar la contaminación ambiental. Se continúa la política de asegurar la mejor calidad, mediante el adecuado mantenimiento y el respaldo flexible del sistema en sus centrales, líneas y alimentadores, para su máxima disponibilidad y confiabilidad.

5.2.4.- Procuración de recursos.

Habida cuenta de las restricciones financieras a que el país se enfrenta, pero teniendo presentes los riesgos que implica nuestra dependencia energética - con respecto al petróleo y las consecuencias que se derivan de su gradual agotamiento y encarecimiento a nivel mundial, con el fin de asegurar una transición energética ordenada se incrementan los esfuerzos para lograr la adecuada eficiencia y diversificación energéticas al mínimo costo posible y para procurar los recursos económicos indispensables tanto a las obras e inversiones como a todos los demás aspectos del programa institucional, cuya alta prioridad establece el PRONAE.

5.2.5.- Productividad y capacitación.

Con la colaboración y apoyo de las organizaciones sindicales del sector, se establecen compromisos concretos de productividad, integrados en un programa específico dirigido a aprovechar cabalmente los recursos humanos, materiales y tecnológicos de que se dispone; se impulsan para este fin las actividades, de Comités Mixtos de Productividad y se refuerzan los programas de formación, capacitación, adiestramiento y motivación de los recursos humanos, para así mantenerse al día en cada campo de acción y brindar el mejor servicio y atención posibles a los usuarios.

5.2.6. Saneamiento y consolidación del sector.

Se ejerce un constante control y evaluación de las

acciones, emprendidas y por emprender, a fin de avanzar significativamente en el saneamiento económico de la CFE y en la consolidación del esfuerzo coordinador intrasectorial, para lograr el crecimiento armónico y ordenado del sector energético.

5.3.- Estrategias de desarrollo.

La contribución que el programa institucional de CFE puede representar para el desarrollo económico y social del país, es procurada por las siguientes estrategias:

5.3.1.- Protección a la planta productiva y al empleo.-

Se apoya a proveedores nacionales de productos y servicios con el fin de propiciar el uso racional de la energía, la diversificación energética a toda escala y la consolidación de la infraestructura del sistema eléctrico, tratando principalmente no sólo de sustituir importaciones sino facilitando también la exportación de dichos bienes y servicios.

5.3.2.- Energetización a grupos marginados.-

Se promueve selectivamente la energetización a grupos marginados con carencia o insuficiencia energética, aplicando criterios de jerarquización definidos por la relación entre los beneficios y el costo de la instrumentación de diferentes alternativas de actividades productivas viables con dicha energetización, considerando incluso las posibilidades de concentración o reubicación de cada grupo; se asegura la puesta en marcha y consolidación de cada proyecto por la asistencia de una o varias instituciones de investigación, enseñanza o acción social, hasta que la operación y el mantenimiento de los sistemas productivos y energéticos sean realizados por el grupo o pueda éste cubrir el costo de estos servicios a terceros; se apoyan las acciones anteriores con proyectos de demostración y con la aplicación de financiamientos e incentivos económicos para proveer equipos, insumos y servicios.

5.3.3.- Modernización y cambio tecnológico.-

Se fomenta una mayor vinculación con firmas de ingeniería e instituciones de investigación y de enseñanza, a fin de promover la modernización y el cambio tecnológico en el propio sector eléctrico y en el aparato productivo y consumidor; se refuerza la formación y capacitación de recursos humanos por estas instituciones y se mantiene e incrementa el intercambio de información sobre tecnologías, procesos, equipos y materiales que favorezcan el ahorro y la diversificación energéticos.

Se apoyan estas acciones mediante incentivos y re conocimientos, aplicables también al desarrollo de proyectos de investigación y de demostración.

6.- METAS

Como punto de partida para el establecimiento de las metas integrales de PRONURE—CFE, así como de las particulares y parciales de cada gerencia o coordinadora ejecutiva, se señalan las siguientes:

6.1.- Metas integrales.

Corresponden a la parte sustancial de los objetivos antes establecidos, debiéndose actualizar periódicamente sus valores anuales y la metodología para su determinación, por acuerdo entre las áreas mayormente involucradas y el Grupo Intersectorial para la Instrumentación del Programa. Se especifican las siguientes:

- . Incremento en la eficiencia energética.
- . Incremento en la diversificación energética.
- . Incremento del factor de carga.
- . Incremento del factor de disponibilidad.
- . Incremento de la productividad.
- . Incremento de la relación precio-medio/costo-medio.

6.2.- Metas particulares.

Se refieren a aspectos complementarios de los objetivos y su cumplimiento compete a una o varias áreas -- de CFE. A reserva de ser también periódicamente definidas y valoradas, junto con la metodología correspondiente por las áreas involucradas y por los Comités -- Técnicos para la Instrumentación del Programa (COFEIP), se indican aquí algunas de estas metas particulares -- que, adicionalmente a las parciales de cada área, -- se contemplan en los Programas-Presupuesto respectivos:

- . Reducción del consumo en usos propios y de pérdidas en las instalaciones.
- . Reducción del consumo doméstico de los trabajadores.
- . Incremento de productividad.
- . Reducción de costos de operación.
- . Reducción del número de interrupciones y del tiempo fuera de servicio, por usuario.

- . Incrementos, por giro de actividad económica de -- los usuarios, en: productividad energética, factor de carga y factor de potencia.
- . Incremento en eficiencia energética y reducción de inversiones por cogeneración.
- . Reducción de la tendencia del costo de inversión -- para energatización rural.
- . Reducción del costo de la energía en el sector rural.

6.3.- Metas parciales:

Son establecidas por cada área con respecto al cumplimiento de las acciones contempladas en su Programa --Presupuesto y varían, por lo tanto, de acuerdo a su función; a título indicativo, se mencionan las correspondientes a:

- . Número de eventos realizados.
- . Cantidad de usuarios o trabajadores alcanzados.
- . Realización de determinados estudios e investigaciones, producción de materiales auxiliares,
- . Modificaciones a equipo o instalaciones.
- . Proyectos de energatización rural realizados, etc.

7.- LINEAMIENTOS

Orientar las acciones de los participantes en el -- PRONURE—CFE de manera que resulten integradas y dirigidas eficazmente hacia la consecución de los objetivos y metas mediante las estrategias ya indicadas, requiere la definición de criterios básicos que sirven de lineamientos para encauzar sus esfuerzos y actividades teniendo en cuenta las necesidades, posibilidades y limitaciones, determinadas por la situación actual y reflejadas a su vez en las políticas de la institución. Los siguientes lineamientos generales complementan los ya indicados en el contexto de capítulos anteriores; los elementos a través de los cuales se materializan o por los que se encauzan las acciones pertinentes se ilustran en la Figura 5.

7.1.- Documentación y propuestas.

Cualquiera que sea la acción por emprender o promover, debe ser valorada respecto a sus posibilidades de contribuir a la consecución de los objetivos y metas indicados, así como respecto al costo que su realización representa. La amplitud y precisión de estas

valoraciones dependen de la importancia de la acción considerada, pues ésta puede ser desde una simple recomendación hasta un programa completo para la instrumentación y la adopción de medidas que impliquen incentivos.

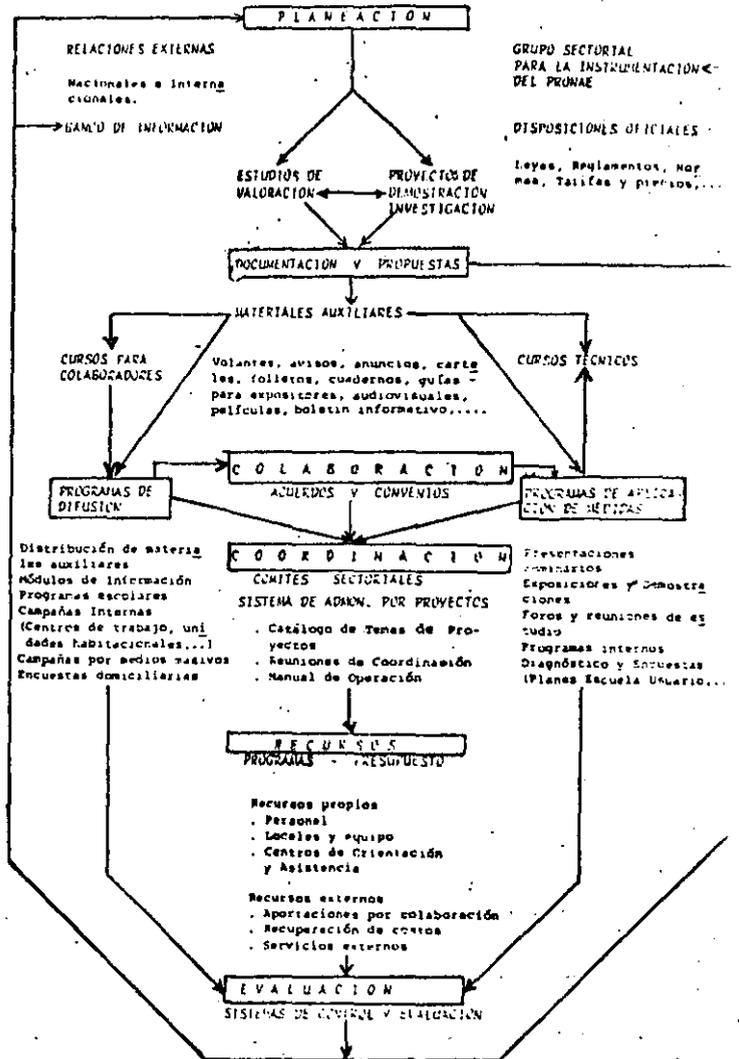
La valoración de cada una de las acciones contempla principalmente la cuantificación de sus posibles beneficios y costos, tanto para grupos de usuarios en particular como para CFE y para el sector energético en forma general, detectando además los factores favorables y los adversos que existan, a fin de que al estimar las posibilidades de aprovechar los primeros y de eliminar o minimizar los segundos, se determinen así las condiciones bajo las cuales es oportuno y conveniente recomendar la acción en cuestión.

Estas valoraciones están basadas en la información disponible o en la que es necesario obtener, para lo cual se ha integrado y continuamente se acrecienta un Banco de Información, estableciéndose además proyectos de demostración e investigación. Al ser procesada y analizada la información se determina su destino, sea como documentación para materiales auxiliares dirigidos a determinado grupo de usuarios o bien para integrar propuestas enviadas al Directorado de CFE - con fines de planeación interna del PRONURE-CFE a al "Grupo Sectorial para la Instrumentación del PRONAE" con objeto de procurar la creación o la modificación de disposiciones oficiales coadyuvantes a lograr un uso más racional de la energía.

7.2.- Comunicación.

La comunicación con los usuarios sirve a un doble propósito: concientizar respecto a su obligación de procurar el uso más racional de la energía, dada la necesidad que a nivel nacional éste representa, e informarles respecto a las medidas que pueden tomar y los beneficios particulares que les reporta.

Cubre esta comunicación, por lo tanto, aspectos tanto motivacionales como técnicos y económicos que varían de acuerdo con la situación, intereses y usos o aplicaciones de la energía según los diferentes tipos de usuarios, los cuales, dentro de la limitación de recursos existentes, se agrupan de manera que pueda ser la comunicación con cada grupo lo más efectiva posible, empleando el lenguaje correspondiente a su nivel para que en forma clara, concisa y comprensible se traten -



los aspectos indispensables para la toma de decisiones y de acciones.

Los aspectos técnicos se concretan entonces, en cada caso a dar una idea de las alternativas respecto a equipos, aparatos, materiales y tipos de construcciones, instalaciones y procesos que puedan ser seleccionados y utilizados para lograr una mayor eficiencia energética, indicando y cuantificando en lo posible los beneficios y costos que implican así como sus limitaciones.

En algunos tipos de aplicaciones y de usuarios, esta información se complementa con consideraciones esenciales sobre el diseño, la instalación, la operación o el mantenimiento de los equipos o de los sistemas que integran, sea en cuanto inciden sobre dicha eficiencia energética o sobre el mejor aprovechamiento de las

PRINCIPALES ACCIONES POR SECTORES DE USUARIOS

VERTIENTE DEL PROYECTO	SECTORES DE USUARIOS	COLABORACION (1)	ACCIONES
INDUCCIÓN Y CONCIERTACIÓN (SECTORES SOCIAL Y PRIVADO)	RURAL	SARH, SRA, SEDUE, SECOFI, INSTITUCIÓN ENERGÉTICA, AGRÍCOLA, PECUARIA, ORGANIZACIONES DE SERVICIO SOCIAL.	Bombeo agrícola: incrementar eficiencia y desplazar uso fuera de horas de demanda máxima coincidente. Otras actividades productivas: orientar y asistir para su posible desarrollo en comunidades energizadas (con electricidad u otros medios). General: favorecer la integración urbanística y con ella la energización y la utilización de aparatos y equipos con menor costo global y mayor eficiencia.
	DOMESTICO URBANO, COMERCIO Y SERVICIOS.	SEDUE, SECOFI, OCSE, MUNICIPALES Y ESTATALES, INCO, CLINICAS Y HOSPITALES, BANCOS, INSTITUCIONES DE LA VIVIENDA, ENTIDADES OFICIALES EN GENERAL, CAMARAS Y ASOCIACIONES.	Climas extremos: propiciar el acondicionamiento de viviendas o edificios y la sustitución de equipos por otros de mayor eficiencia; reglamentar la construcción en sus aspectos climáticos; normalizar materiales y equipos para acondicionamiento ambiental; promover proyectos de demostración e investigación. Todos los climas: dar a conocer características de precio, uso, costo energético, etc., para equipos y lámparas; promover los más eficientes; concientizar sobre conveniencia de uso de electricidad fuera de horas de máxima demanda; reglamentación de iluminación promocional; anuncios, aparadores, etc., de fusión por cartales, volantes, anuncios, módulos de información. Usuarios medios y mayores de comercio y servicios: idem. a "Industria - General."
	INDUSTRIA	SECOFI, INSTITUCIONES FINANCIERAS, PEMEX-IMP, FCC-III, CAMARAS Y ASOCIACIONES.	Climas extremos: idem. a "Doméstico Urbano, Comercio y Servicios" General: propiciar uso de equipos y procesos de mayor eficiencia energética; mejorar factores de carga y potencia; adecuar subestaciones y redes de distribución internas a condiciones de carga; promover medidas de monitoreo y automatización; idem. de seguridad. desarrollar Programas de Aplicación de Medidas. Gran industria: promover cogeneración y en su caso autogeneración de electricidad.
	EDUCATIVO	SEP, INSTITUCIONES DE ENSEÑANZA	Educación básica: incluir y actualizar tema de uso racional de la energía en libros de texto y otros materiales didácticos. General: incluir tema de uso racional de la energía en actividades docentes y con padres de familia; organizar periódicamente campañas y programas sobre el tema; participar en programas "Escuela-Usuario"; cuidar permanentemente su consumo energético (idem. a "Doméstico Urbano, Comercio y Servicios")
	OBLIGATORIA (ADMON. PUBLICA FEDERAL)	SECTOR ENERGETICO (2)	SUTERM, SMF, IIE, IMP Y OTRAS INSTITUCIONES DE INVERSIÓN.
ENTIDADES DFL GOBIERNO FEDERAL		LAS MISMAS	General: idem. a "Doméstico urbano; Comercio y Servicios" Específico: eliminación de desperdicios (aluminado, aire acondicionado, ...); programas y campañas internas; colaboración para programas de difusión y de aplicación de medidas.
COORDINACIÓN (GOBIERNOS ESTATALES Y MUNICIPALES)		ENTIDADES DE LOS GOBIERNOS ESTATALES Y MUNICIPALES	LAS MISMAS
	MUNICIPIOS	SEDUE, SECOFI, IIE.	Alumbrado público: incrementar eficiencia; mejorar mantenimiento para reducir desperdicios y mal funcionamiento. Bombeo municipal: incrementar eficiencia y desplazar uso fuera de horas de demanda máxima coincidente.

NOTAS:

1.- Se omiten por ser generalizadas, las siguientes colaboraciones:

- De SEMIP y, a través de ella de SHCP y de SPP, para la instrumentación y dotación presupuestal en incentivos y apoyos.
- Entidades de educación media y superior para la realización de encuestas y diagnóstico bajo planes Escuela-Usuario (Ver "Sector Educativo")
- De proveedores de bienes y servicios relacionados con el uso racional de la energía para materiales auxiliares, cursos técnicos y programas de Aplicación de Medidas.

inversiones de infraestructura, dada su contribución al abatimiento de la demanda máxima coincidente en las instalaciones del usuario o en el sistema local, regional o nacional de CFE; a este respecto tienen particular importancia también algunas costumbres de uso y algunos procedimientos o procesos comerciales e industriales que deben ser por lo tanto señalados, así como lo son generalmente las condiciones que afectan la protección y seguridad de instalaciones o personas y en algunos casos las que originan variaciones anormales de tensión.

La información anterior se complementa con la correspondiente a los incentivos, financiamientos y disposiciones aplicables, así como a los fundamentos sobre el costo, la medición y el cobro del servicio eléctrico, para que el usuario conozca y comprenda la naturaleza de las medidas propuestas y para que constate también la efectividad de las adoptadas.

Adicionalmente a la comunicación con el usuario, es también de vital importancia la necesaria entre los responsables del programa y la de ellos con las autoridades involucradas y con quienes colaboran en su ejecución; es por lo tanto indispensable la concurrencia de expertos de diversas especialidades para asegurar la efectividad de la comunicación, -- realizándose esta principalmente a través del uso de materiales auxiliares, los cuales varían desde estudios, propuestas y ponencias de alto nivel técnico, hasta volantes, carteles, cuadernos y audiovisuales para campañas con usuarios domésticos y con escolares.

7.3.- Programas.

Cabe distinguir fundamentalmente dos grandes tipos de usuarios según su número y consumos (Figura 2); el primero, sumamente disperso, abarca casi el 99% de ellos y está compuesto por los domésticos y menores, de muy bajo consumo individual pero cuyo consumo en conjunto es del orden del 30% del total, por lo que de ninguna manera es despreciable como no lo son tampoco los beneficios que reporta su racionalización. El segundo tipo, integrado por el resto de los usuarios, presenta al contrario una fuerte concentración y altos consumos tanto individuales como en su conjunto.

Dirigidos entonces principalmente al primer tipo de usuarios, se instrumentan Programas de Difusión -- utilizando las propias estructuras operativas y facilidades de entidades colaboradoras, como es el caso de las campañas escolares y las realizadas en centros de trabajo o en unidades habitacionales; se aprovechan también los accesos a los medios masivos de que disponen alguna de estas instituciones, así como las posibilidades y oportunidades que presentan los lugares de gran afluencia de público: oficinas y agencias de CFE, bancos, transportes, hospitales, etc., a los cuales se provee de carteles, folletos y otros materiales auxiliares, sea sueltos o por medio de Módulos de Información adaptables a cada caso.

La realización de todos estos programas conviene complementarla con encuestas entre los usuarios, para determinar sus consumos de energía referidos a diferentes usos y aplicaciones, así como para indagar sobre el tiempo, las costumbres y las condiciones de su utilización, sobre sus conocimientos, actitudes y recursos para la adopción de ciertas medidas o sobre -- los resultados ya obtenidos con éstas, pudiéndose formularle a continuación las recomendaciones u observaciones procedentes.

Para el segundo de los tipos de usuarios y para algunos casos especiales del primero, se instrumentan Programas de Aplicación de Medidas con la participación de asociaciones o cámaras de usuarios, profesionistas y proveedores de bienes o servicios relacionados, contándose además con la colaboración de las autoridades y la de las instituciones de enseñanza media y superior o de investigación. Estos programas siguen normalmente la secuencia de: presentaciones a dirigentes de agrupaciones; seminarios para directivos y técnicos; planes escuela-usuario u -- otros equivalentes, para la realización de diagnósticos y encuestas simultáneos, con los que se determinan para cada usuario las medidas aplicables y se -- evalúan periódicamente los avances de las ya tomadas y sus resultados, obteniéndose además información sobre sus actitudes, conocimientos, facilidades o limitaciones en cuanto a la adopción de algunas otras.

Los Cursos Técnicos, calendarizados a intervalos regulares en distintas localidades, y la distribución de manuales y publicaciones técnicas complementan estos programas en cuanto a proporcionar la información re-

querida por el usuario para aplicar las medidas tendientes a lograr un uso más racional de la energía.

Una variante importante de estos programas se presenta con usuarios como los rurales, los municipales y los domésticos de clima cálido, cuya problemática y soluciones, mientras no estén bien definidas, se tratan de foros o reuniones de estudio en los que se tratan los planes de trabajo procedentes y se determina la participación de cada entidad involucrada, para asegurar así la realización del proceso completo en el que figura preponderantemente la administración de los incentivos, indispensables como contrapartida obligada por los subsidios de las tarifas a ellos aplicadas.

Las más importantes acciones que a través de una u otra clase de programas son contempladas para cada sector de usuarios se indican en la Figura 6, incluyendo en éstos al propio Sector Energético, con acciones concretas para las áreas internas de CFE.

7.4.- Colaboración.

Obtener la más amplia colaboración de las entidades públicas y privadas cuyas responsabilidades o intereses concuerdan con los propósitos del PRONURE -CFE es factor clave para optimizar sus resultados y, adicionalmente a las economías que para el país representa la utilización conjunta de los recursos de CFE y de dichas entidades, es de considerarse sobre todo el efecto por la participación de su personal, quienes al aportar su tiempo, experiencia y conocimientos enriquecen el programa y al involucrarse en su realización incrementan sus beneficios.

La colaboración que cada entidad o institución proporciona va desde facilitar la colocación de mensajes, folletos o módulos de información en sus locales para atención al público, o bien desde realizar una campaña interna para su personal, hasta instrumentar y desarrollar un programa completo de aplicación de medidas, sea para la propia institución o dirigido a usuarios con los que tiene alguna relación o influencia. Mediante simples acuerdos o por convenios formales se establecen los compromisos recíprocos para el desarrollo de cada programa, centrándose éstos en los plazos para la realización de actividades, en las responsabilidades respecto a su ejecución y en las aportaciones de los recursos necesarios, e incluyéndose normalmente en cada caso los Cursos de Capacitación para los colabora-

dores, con sesiones teóricas y prácticas sobre los temas o asuntos a manejar y sobre los procedimientos empleados.

Para la realización de estudios e investigaciones, así como para la preparación de materiales auxiliares, no obtiene colaboración principalmente por parte del personal de las instituciones de enseñanza superior y de investigación así como de los proveedores de bienes y servicios relacionados con el uso racional de la energía; en la elaboración de cursos técnicos y de materiales auxiliares, la colaboración de éstos, individualmente o a través de sus cámaras y asociaciones, puede ser en especie o costeadando su producción, otorgándose en todos los casos los créditos correspondientes a la colaboración recibida. En reciprocidad por su colaboración, se procura la participación de estas instituciones y compañías en los eventos que se realizan, junto con la de entidades oficiales o particulares también interesadas, invitándoseles además a participar en las exposiciones o demostraciones organizadas colateralmente con la finalidad de promover sus productos y servicios, para lo cual se subvencionan sus costos en caso de que el beneficio no sea tangible o inmediato.

En razón de sus funciones y atribuciones, la colaboración de las secretarías de estado y otras entidades del sector público resulta además de gran importancia o es inclusive decisiva por el apoyo que para el desarrollo del PRONURE-CFE representan; en la Figura 6 se indican éstas, relacionándolas con las principales acciones contempladas para cada sector de usuarios.

7.5.- Coordinación.

La coordinación de las acciones emprendidas por las diferentes áreas dentro del marco del PRONURE -CFE es procurada mediante el Sistema de Control y Evaluación establecido con este propósito, el cual a su vez se basa en el de administración por proyectos.

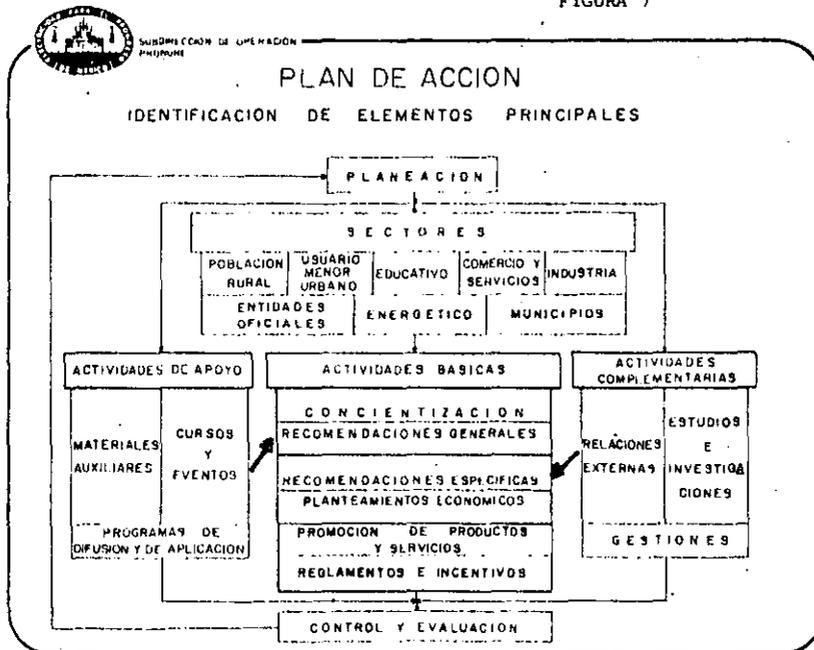
A fin de facilitar la identificación y jerarquización de los proyectos específicos en cada área, se integra y mantiene al día el Catálogo de Temas de Proyectos, cuya codificación sirve de punto de partida al registro y control sistemático de los seleccionados para desarrollarse, ya que, dado lo restringido de los recursos contra la gran cantidad de proyectos posibles, deben éstos seleccionarse rigurosamente de

acuerdo a su contribución al cubrimiento de los objetivos y metas, concentrándose entonces en ellos - los recursos disponibles.

La diversidad de tipos de actividades que se integran en el PRONURE-CFE se refleja y organiza en el diagrama de la figura 7 donde se muestran los elementos principales del Plan de Acción, aplicable tanto a las vertientes internas y externas de CFE, como a cualquier subgrupo de usuarios o inclusive a usuarios individuales, cambiando para esto, únicamente, las clasificaciones de los sectores por clasificaciones del subgrupo, o bien por la del personal de CFE o del usuario en cuestión.

Dentro de CFE, las "actividades principales" corresponde desarrollarlas a -- las áreas directamente responsables, mientras que -- las de "planeación", de "control" y evaluación", de "apoyo" y "complementarias", competen primordialmente a la coordinadora del programa, señalando al respecto que un área determinada puede cubrir, en forma supletoria, acciones que en principio corresponden -- a otra, a condición de que se definan y registren -- en el Sistema de Control y Evaluación los proyectos específicos correspondientes.

FIGURA 7



PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA DECOMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.-"PRONURE-CFE"II PARTE

Ing. Manuel de Diego Muñoz, Tolstoi 29, Esquina Mariano Escobedo, 11590 México, D.F., tel. 531-1061

ACCIONES, RESULTADOS Y PERSPECTIVAS EN SU AMBITOEXTERNOI.- INTRODUCCION.-

Se da a continuación un breve resumen de las acciones emprendidas y de los resultados habidos en la labor realizada por el PRONURE-CFE, relativa a la concientización y orientación requeridas para lograr tanto un consumo más eficiente de la electricidad como una reducción en su demanda máxima coincidente, a fin de salvaguardar así una importante cantidad de las reservas energéticas nacionales y reducir al máximo posible las necesidades de financiamiento para la expansión del sistema, sin lesionar con ello ni la productividad del país ni el nivel de vida de sus habitantes.

Con el propósito de lograr la brevedad y concisión deseables en este documento, se indican sólo los aspectos principales de las acciones y se indican también, en la mayoría de los casos, la situación en que se encuentra el Programa, junto con las perspectivas que deben y pueden contemplarse en un futuro próximo.

Dada la mínima cantidad personal con la que se ha venido trabajando, las actividades desarrolladas corresponden a una rigurosa selección de entre las muchas posibilidades que un programa de este tipo tiene, selección que se ha basado en la magnitud del resultado esperado así como en la receptibilidad del grupo de usuarios a quienes van dirigidas y, en su caso, la de las autoridades que participan. La asignación de funciones y responsabilidades al personal ha sido hecha bajo el criterio de contar en cada área de actividades con una persona responsable y según caso, una o dos más que la auxilien también con funciones específicas (ver Fig. 5 de la I Parte), disponiéndose para esto de únicamente quince personas de tiempo completo, incluidas cuatro del personal de apoyo administrativo en la oficina del Distrito Federal y tres profesionistas en las Divisiones de Distribución del interior del país.

Cabe señalar adicionalmente que la información obtenida sobre los resultados es casuística, o sea basada en los reportes que los usuarios proporcionan y no en información estadística, dado que ésta no ha podido obtenerse por dificultades, ajenas al programa, que impiden su explotación; sin embargo, estimamos que las verificaciones que se realicen sobre los valores y tendencias de los factores de carga y de potencia por grupos de usuarios, así como la verificación de los resultados por ellos reportados, junto con un muestreo que se realice a nivel general, confirmarán sin duda la utilidad de las acciones emprendidas.

Por otra parte, la futura mayor involucración de las Divisiones de Distribución en el programa externo, - junto con la definición de recursos y metas que formalmente se asignen, contribuirá a obtener aún mejores resultados y éstos podrán determinarse y precisarse con mayor exactitud, al destinar parte de dichos recursos a la medición y evaluación de los resultados, según el grado de detalle y precisión que se requiera. (Ver Anexo 1).

2.- ESTUDIOS Y GESTIONES.-

Las funciones de esta área pueden resumirse en - obtener información (interna y externa; estadísticas;..) y analizarla en forma que permita no sólo cuantificar el potencial de ahorro y de reducción de la demanda máxima coincidente, sino principalmente determinar la jerarquización de las posibles medidas a adoptar, según su relación de costo-beneficio de acuerdo a los recursos, incentivos y medidas diversas que pudieran recomendarse poner en juego.

Se han desarrollado a la fecha tres estudios: -- uno sobre la sustitución de alumbrado fluorescente por incandescente en el sector doméstico y otros dos para -- reacondicionamiento de viviendas en clima cálido, a fin de reducir sus necesidades de consumo eléctrico; éstos últimos ha dado lugar a una mayor actividad de los pro-

veedores e instaladores de materiales aislantes para -- construcción y de equipos de acondicionamiento ambiental, así como a una toma de conciencia al respecto por parte de las instituciones de la vivienda y de la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología, con las cuales se está elaborando una Norma para Construcciones de Clima Cálido, independientemente de las acciones que el municipio de Mexicali, B.C., instrumenta para contemplar este aspecto en su reglamento de construcción.

Con relación a este asunto, en el segundo estudio se recabó la información necesaria sobre tres casas que por instrucciones de la Subdirección de Operación fueron aisladas en Cd. Obregón, Son. procediéndose a su análisis auxiliado por los programas de cálculo, los cuales lograron adaptar los parámetros, relaciones y valores, en forma que sus resultados se validaron con las observaciones realizadas.

Adicionalmente a la elaboración de las mencionadas normas de la vivienda, se ha promovido y se coordina la instrumentación y desarrollo de un plan-piloto sobre bombeo agrícola con la Secretaría de Recursos Hidráulicos y la División Noroeste, del que se espera definir -- los mecanismos que permitan una mucho mayor eficiencia -- y el desplazamiento de estas cargas, en lo posible, fuera de picos regionales o nacionales, siendo los potenciales estimados, para la reducción del pico de las medidas estudiadas y en curso de estudio, los siguientes:

- Sustitución de alumbrado incandescente por fluorescente (usuario doméstico): 150 MW (Nac)
- Reacondicionamiento de viviendas en clima cálido: 225 MW (Reg)
- Bombeo agrícola: 200 MW (Reg)

Otras acciones por emprender se refieren a la normalización no sólo de materiales de construcción, sino -- también de aparatos para refrigeración ambiental así como de refrigeradores domésticos e industriales y de motores, bombas y compresores, en su caso, de alta eficiencia. También se considera necesario colaborar en la instrumentación de una estructura tarifaria más eficaz para los objetivos del Programa y en las regulaciones, medidas e incentivos que la complementen; para este efecto, se procede a realizar un estudio que ubique las cargas -- de distintos tipos de usuarios a lo largo de los días -- críticos, en diferentes épocas del año y a identificar -- sus potenciales y condiciones para el ahorro de energía

y para la reducción de demanda coincidente.

Finalmente, esta área tiene a su cargo el enriquecimiento y explotación del Banco de Información (nacional y extranjera) con que cuenta ya el PROMURE-CFE, así como la función de realizar o promover la presentación de ponencias y propuestas relativas a la optimización del consumo de electricidad, respecto a lo cual cabe señalar que en los Foros de Consulta desarrollados -- durante 1982, el PROMURE-CFE participó con cinco ponencias y que los conceptos y recomendaciones formulados, aparecen casi en su totalidad en el actual Programa Nacional de Energéticos (PRONE).

3.- PROGRAMAS DE DIFUSION (COMUNICACION SOCIAL).-

Estos programas se ha venido desarrollando con la colaboración principalmente del Sector Público; las acciones de esta área, originalmente se emprendieron en forma particular con cada entidad interesada, teniendo -- se así la realización de campañas escolares con las que se llegó a más de 3,000,000 de niños y de campañas internas con entidades como el Instituto Mexicano del Seguro Social y las Secretarías de Patrimonio y Fomento Industrial, de Comunicaciones y Transportes y de Reforma -- Agraria; se colocaron también carteles en el "Metro" y -- la Ruta 100 de autobuses y se logró con el Instituto -- Nacional del Consumidor la difusión de "cápsulas" en la radio y de artículos en revistas.

Actualmente, las acciones se han orientado a la realización de "programas sectoriales" debido a que la mutua obligación establecida en el PRONE para la -- Comisión Federal de Electricidad (Sector Energético) y -- para cada entidad de la Administración Pública Federal, da por resultado un mucho mayor universo al considerar a estas entidades como usuarios y como posibles colaboradores, a más del importante papel que algunas de ellas tienen en la instrumentación de las medidas por adoptar -- (Secretarías de Desarrollo Urbano y Ecología y de Comercio y Fomento Industrial: normas; de Hacienda y Crédito Público: financiamientos e incentivos; de Educación Pública: programas escolares y planes escuela-usuario,...).

En vista de lo anterior, se está concertando con la Banca Nacionalizada un programa conjunto y con el Instituto Mexicano del Seguro Social un programa a nivel nacional del cual podrá después derivarse el programa para

toda la institución y para el Sector Salud; adicionalmente, la instrumentación del Curso para Coordinadores de Difusión, que con una periodicidad mensual se iniciará - in cuanto se cuente con la correspondiente aprobación, - permitirá contar con personal capacitado en cada institución para desarrollar directamente sus programas de concientización.

Además de haberse participado con la Universidad Nacional Autónoma de México en varios cursos sobre el tema, organizados tanto por el Programa Universitario de Energía como por las Facultades de Ingeniería y de Arquitectura; las gestiones ante el Sector Educativo, han dado por resultado la instrumentación de un primer "Seminario sobre el Uso Racional de la Energía en Edificios e Instalaciones" específico para el Sector, evento que constituye la acción inicial de un programa integrado, en el que se contemplan no sólo la instrumentación de las acciones y medidas derivadas de dicho Seminario, sino que abarca también la concientización de su personal operativo y administrativo, sin cuya colaboración ningún logro sería duradero; en la tercera componente del programa, se definirá con el personal académico de las instituciones la inclusión en sus planes de estudio de los temas, materias y prácticas que sobre racionalización energética estimen convenientes para los diferentes niveles de educación y, en el nivel medio y superior, para los distintos oficios o profesiones. Como parte de este programa integral, en las universidades con escuelas de diseño gráfico y comunicación se lanzará en breve una convocatoria para un Concurso Nacional de Carteles, mientras que la Secretaría de Educación Pública se ha ya comprometido a incluir el tema en los libros de texto gratuito para las escuelas primarias.

Cabe aclarar que aparte de las posibles acciones enunciadas, no se ve la conveniencia de emprender otras en esta área hasta no contar con más personal, dados los riesgos de incumplimiento que se correrían; es necesario también aclarar que, aún para la continuación de estos programas, es ya urgente la revisión y reposición de materiales auxiliares, hasta ahora postpuesta por las limitaciones económicas que la situación del país impone.

Dados los planteamientos del PRONE, se debe sin embargo y en conciencia procurar el desarrollo de esta área para involucrar en el Programa, tal como el mismo prevé, no sólo a la Administración Pública Federal en su totalidad, sino a los gobiernos de los estados e inclusive a los de los municipios, muchos de los cuales represen-

tan, fuertes potenciales de ahorro energético tanto por máximos regionales y nacionales y de reducción de demandas, el alumbrado público como por el bombeo municipal.

4.- PROGRAMAS TECNICOS (PARA APLICACION DE MEDIDAS)

Es esta área en donde probablemente se han dejado sentir con mayor intensidad las acciones del PRONURE-CEE y por lo tanto la preocupación y actitud de la Comisión Federal de Electricidad para auxiliar al usuario del servicio eléctrico a reducir lo más posible el monto de su facturación, con el consecuente beneficio para él y para el país.

Sus acciones se centran en la celebración de Presentaciones, y Seminarios, a los que asisten directivos y personal principalmente de las entidades y empresas del Sector Industrial, aunque en ellos también ha estado representado el Sector Comercio y Servicios con centros comerciales, hoteles, restaurantes, etc. Se tienen además ya actualmente listos y probados en parte, el formato para el "Diagnóstico Energético" de los usuarios y el temario para "Cursos Técnicos" periódicos, con la finalidad éstos de capacitar a los Coordinadores Técnicos con que se recomienda cuente cada empresa o entidad.

Las actividades de estos programas se llevan a cabo normalmente con la colaboración de las Divisiones de Distribución (excepto en el área metropolitana, donde la Compañía de Luz y Fuerza del Centro no dispone de personal para estos fines, por lo que el apoyo proporcionado resulta mínimo), así como con la de las cámaras y asociaciones de usuarios, proveedores y profesionistas y en ocasiones, con la de entidades escolares o universitarias. Cabe hacer notar que gracias al patrocinio de dichas agrupaciones, las cuales a su vez deciden si cobran o no cuotas de recuperación a los asistentes, la Comisión Federal de Electricidad no eroga en estos programas más que los sueldos y en su caso los gastos de viaje del personal que en ellos participa.

Para dar una idea de la intensidad de las actividades de esta área, basta señalar que desde fines de 1981 a la fecha, se han desarrollado un total de 47 Presentaciones, 33 Seminarios y 10 cursos o sea un total de 90 eventos (a razón de dos eventos mensuales en promedio, con más de 600 conferencias incluidas en los mis-

mos), a los que han asistido personal de más de 3,000 - empresas e instituciones y un número elevado, pero no -- cuantificado, de estudiantes técnicos de todo el país; - de estas empresas y entidades se tienen contacto con más de un centenar que han reportado la instrumentación y de desarrollo de su programa técnico, por cuyos resultados -- puede avalarse la utilidad de estas acciones.

Similarmente a lo indicado para el área de Programas de Difusión, en esta área se pretende agrupar las acciones por sectores de usuarios (según su giro y/o -- ubicación), capacitando para ello a su personal que pueda hacerse cargo de la asesoría técnica para instrumentar programas por empresa y por sectores, programas cuyo desarrollo y efectividad se verá cuantificado por los resultados de los Diagnósticos Energéticos que se realicen periódicamente; la creación y distribución de algunos materiales auxiliares se considera también un apoyo urgente y de máxima utilidad.

Respecto a sus perspectivas actuales, vale la pena tener en seguimiento muy cercano los proyectos de cogeneración de algunas empresas y probablemente convenga manejar en esta área (o en la de estudios) los proyectos municipales, tanto de alumbrado como de bombeo, y en su caso los de generación a base de basura y/o de aguas negras, si se ve que éstos pueden ser efectivamente redituables; al respecto, se recomienda también que el Instituto de Investigaciones Eléctricas o la Gerencia de Estudios de la Subdirección de Construcción (o bien el área de Estudios del Programa) se aboquen a determinar si procede formular una propuesta para montar una " granja eólica " dados los lugares ya identificados con alto potencial de generación (1) y los costos -- por KW instalado y por kWh generado (2), los cuales están llegando a hacer competitiva esta alternativa al -- compararla con otras de diversificación energética, máxime si se tiene en cuenta la posible rapidez para el -- suministro de los aerogeneradores y la indiscutible de su instalación.

5.- ADMINISTRACION (CONTROL DE PROYECTOS) .

Adicionalmente a las labores normales de toda -- área administrativa (personal y presupuestos; equipos e instalaciones propios; archivo correspondencia, mensajería y comunicaciones,) ésta tiene a su cargo el Sistema de Control de Proyectos, el cual se lleva a --

cabo actualmente en forma interna, debiendo éste sin embargo ser aplicado, según creemos en un futuro próximo, a toda acción de Comisión Federal de Electricidad que -- pueda considerarse se inscriba dentro del PRONE, a fin de poder así responder respecto a las obligaciones que éste le establece.

Por otra parte, si bien el boletín informativo, a cargo también de esta área, cumple con la función de informar al público interesado sobre las acciones emprendidas por el PRONURE-CFE, debe sin embargo preverse, para 1986, tenga una circulación más amplia y flexible según su contenido, el cual incluya con más frecuencia y detalle datos relativos a los resultados de programas de racionalización energética, tanto particulares como sectoriales.

6.- CONCLUSIONES.-

Los resultados obtenidos a través del desarrollo del PRONURE-CFE en su ámbito externo, demuestran que éste se enfrenta no tanto a un problema de saber qué hacer o cómo lograr los beneficios que la racionalización en -- el uso de la energía reporta; el problema a resolver es sin lugar a dudas, la excesiva limitación de recursos -- disponibles, originada en gran medida por la crisis que -- nuestro país atraviesa y de la cual, paradójicamente, no podremos salir sin dedicar a ello los recursos y esfuerzos necesarios; aunque dichos resultados podrían considerarse satisfactorios, máxime si se tienen en cuenta las limitaciones de personal y de presupuesto mencionadas, -- es una obligación hacer ver que, a la fecha, éstas no sólo retardan la obtención de los posibles beneficios -- del programa, sino que restan incluso eficiencia a las -- ya de por sí escasas acciones emprendidas, al no contar se con capacidad ni para hacerles un seguimiento adecuado ni para medir sus resultados y menos aún para propiciar la consolidación de estructuras operativas dentro -- de empresas, entidades o agrupaciones a fin de asegurar la toma y evaluación de medidas, las cuales tampoco son apoyadas por incentivos o financiamientos, indispensables para compensar el escaso interés económico que para los usuarios pueden representar, dados los subsidios de las -- tarifas actuales.

Sin querer establecer justificaciones, imprecisas si pretendieran apoyarse en hechos más o menos generalizados, sí debe señalarse aquí que esta situación sabe-

nos es común a la de muchas compañías eléctricas, de propiedad gubernamental, operando en países que como el nuestro, se han visto precisados a reducir sus inversiones para infraestructura a un nivel tal que los márgenes de seguridad se han minimizado o inclusive han desaparecido.

Debido precisamente a lo expuesto, es indispensable reforzar, en vez de limitar, los programas de racionalización energética, pues ésta es la única alternativa que resuelve, a corto plazo, la problemática de contar con una capacidad instalada que en un momento dado pudiera no cubrir los incrementos de una demanda creciente en forma desordenada y desorbitada; a mediano plazo, es la única que también resuelve la disyuntiva entre seguir construyendo centrales térmicas convencionales, con el subsecuente consumo de hidrocarburos, o centrales que utilicen otros combustibles o recursos, pero requiriendo una inversión muy superior a la anterior.

En base a este propósito y a fin de aprovechar los recursos que cada área de Comisión Federal de Electricidad destine al FOMURE-CFE, se ha también formulado un "Esquema de Plan de Acción a Corto Plazo" que permite cubrir las acciones esenciales en sus ámbitos externo e interno (cuadrill); éste esquema, al igual que el indicado para Divisiones de Distribución (en el Anexo 1), se basa en la disponibilidad de todo el personal que fuera deseable incorporar al Programa, pero sí en el mínimo indispensable para una operación razonable y para un cumplimiento eficaz de las acciones propuestas.

Al respecto, si comparamos nuestra situación actual con la que priva en países desarrollados, se ve cómo para compañías eléctricas similares en cuanto a capacidad instalada (3), cuentan ellos para estos fines con 15 veces más personal que nosotros y ejercen presupuestos del orden de 1,000 veces el nuestro, lo cual resulta aún más drástico si estas cifras las referimos al número de usuarios atendidos o al territorio cubierto, que es una centésima parte de la República Mexicana.

Estas diferencias carecerían de importancia si no fuera porque muestran hasta qué punto contribuyen a ensanchar la brecha económica entre los dos tipos de países, pues mientras en su caso se reportan ahorros del orden de varios miles de millones de \$Mn anuales por compañía, con reducciones de su demanda máxima de casi un millar de MW (3); en nuestro caso los resultados, cuya medición se sacrifica para destinar los recursos disponibles a procurarios, no pueden siquiera parecerse a éstos, dada la enorme diferencia existente entre los recursos nuevos en juego así, mientras ellos difieren la instalación de nuevas centrales con costos aproximados de 90

Dols./KW, nosotros nos vemos obligados a construirnos con costos de por lo menos 350 y 850 Dols. para unidades de turbo-gas y térmicas convencionales, o de 1,700 Dols. para cualquier alternativa de diversificación energética (4), debiéndose añadir para fines comparativos unos 250 Dols. por las inversiones requeridas en los sistemas de transmisión y distribución; en cuanto al ahorro de energía, ésta representa un costo de 0.7¢ de Dols./KWh, valor también muy atractivo al considerar que, por el subido de las tarifas, la pérdida bruta que en muchos casos sufríamos es superior a los 2.0¢ de Dols./KWh facturados.

Abundando en el tema, considero aún de muy importante, el que en los Estados Unidos de Norteamérica (5), su capacidad total instalada en 1985 es de sólo en poco más de la mitad de la que en 1974 se preveía necesitar para estas fechas, reducción que significa unos 125,000 MW atribuidos preponderantemente a sus programas de conservación de energía y de administración de demandas, correspondiente a este resultado, las compañías eléctricas norteamericanas inclusive cancelaron, en este lapso de tiempo, la compra de 164 unidades con un total de más de 150,000 MW. (Anexo 2)

Visto lo anterior, es obvio que tengamos que insistir, primero ante los funcionarios que en nuestros países puedan asignar los recursos para estos programas, en la necesidad de verlos no sólo como una conveniencia, sino como un buen negocio que otros están haciendo y -- que, de no atacarlo o de hacerlo con recursos insuficientes, puede ocasionarse no sólo la pérdida del mismo, sino también el caer en situaciones críticas por falta de capacidad instalada y, pero aún, por el empobrecimiento recurrente del país, originado en los sucesivos desperdicios de recursos energéticos y económicos.

En segundo término, debe insistirse también ante los gobiernos de los países desarrollados y ante sus instituciones financieras, en que así como las compañías eléctricas de estos países, apoyan con incentivos y créditos a bajo o nulo interés las acciones que en este sentido sus usuarios emprenden, así también es necesario se apoyen con financiamientos adecuados los programas de racionalización energética en nuestros países, pues el despilfarro de recursos no sólo perjudica a nosotros, sino que en última instancia los perjudicará también a ellos, siendo ésta además, la forma de romper el círculo vicioso siempre existente entre la escasez de los recursos económicos y las posibilidades de remediar esta situación, en quienes la padecen, mediante el uso racional de todos sus recursos.

PROPUESTA SOBRE ESQUEMA DE PLAN DE ACCION

A CORTO PLAZO

GRUPOS DE PROYECTOS PRINCIPALES		RESPONSABILIDADES
I) <u>Clasificación de Viviendas</u>	Edificios, hoteles, hospitales, centros comunitarios,.....	<ul style="list-style-type: none"> - GERENCIA: - Por objetivos y metas vs. resultados - PROMOVER: - Apoyar con: contactos, información, recomendaciones, asesoría, estudios, presupuesto, gestiones, programas-piloto, materiales auxiliares. - Presentaciones a Organismos-Cúpula y Entidades Oficiales. - Seminarios "nacionales" y de zona metropolitana. - Cursos para colaboradores y técnicos. - Procedimientos de visitas para diagnósticos y recomendaciones. - Reuniones de coordinación: <ul style="list-style-type: none"> - CFE: Campaña Interna - Entidades Oficiales - Industria parastatal - Administración de recursos: persona/s (materiales auxiliares,....) - Información sobre avances y resultados de proyectos. - Evaluaciones
II) <u>Banco agrícola</u>	Banco municipal Banco Industrial (+ cooperación)	
III) <u>Iluminación doméstica</u>	Alumbrado público Alumbrado comercial Alumbrado industrial	
IV) <u>Control de demanda Reactivos y eficiencias en CFE</u>	.Industria .Comercio .Servicios	
	<u>Cooperación y autogestión industrial</u>	
Etapas en cada grupo:		
<ul style="list-style-type: none"> - Evaluación de posibles soluciones. - Formulación de propuestas: reemplazamiento, normalización, incentivos, tarifas, planes de acción. - Gestión de propuestas - Desarrollo de planes y programas. - Evaluación periódicas e informes. 		
PARTICIPACIONES		
SUBDIRECCION DE ADMINISTRACION <ul style="list-style-type: none"> - Campaña interna - Proyecto para edificios - Proyectos de incentivos a trabajadores - Proyectos para Unidades Habitacionales 		GERENCIA DE GENERACION Y TRANSMISION <ul style="list-style-type: none"> - Programas por tipo de instalación; evaluación de resultados de cada región y nacional.
SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION <ul style="list-style-type: none"> - Aplicación de "Especificaciones CFE" - Proyectos de optimización 		GERENCIA DE LABORATORIO <ul style="list-style-type: none"> - Apoyo en: proyectos de investigación y demostración normalización y pruebas de materiales y equipos (e información que obvie requisitos).
SUBDIRECCION DE OPERACION <ul style="list-style-type: none"> - GERENCIA DE DISTRIBUCION <ul style="list-style-type: none"> - Programas regionales por grupos de usuarios; evaluaciones, por División y nacional, de errores en factor de demanda y factor de potencia y en eficiencia -- (si es posible, si no: datos sobre consumos por giro de actividad). 		GERENCIA DEL CENTRO DE CONTROL DE CAPCA <ul style="list-style-type: none"> - Monitoreo, información y recomendaciones sobre situación y resultados reflejados en Sistema Eléctrico Nacional.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Caldera, E., et. al.. "Estudio del Viento en México". Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas Vol. 4, núm. 8/9 pp. 37 - 45, México, agosto/septiembre de 1980.
- (2) Smith, D., Steeley, W., y Hiljesland T., "Status of the 200 Megawatt Altamont Wind Power Plant, presented at the Fourth Wind Energy Symposium of the ASME, Dallas, Texas, February 17 - 21, 1985.
- (3) "1984 Conservation / Load Management Results" - - - Southern California Edison Company, March 31, 1985.
- (4) Gonzalez, S., y Urdaibay O., "Actualización del Capítulo 1 de Costos y Parámetros de Referencia, para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, Tomo I: Generación," Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Estudios, México, noviembre de 1984, 9 pp.
- (5) Flavin, C., "Electricity's Future : The Shift to Efficiency and Small - Scale Power". Worldwatch Paper 61, Washington, D. C., November 1984, 70 pp.

PRIORIDADES PROPUESTAS PARA
PROGRAMAS DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA
A DESARROLLAR POR LAS
DIVISIONES DE DISTRIBUCION EN 1985.

ANEXO 1

PRONUE - CFE
II PARTE

DIVISION	ESTADO O ZONA	T A R I F A									CAMPAÑA INTERNA	OBSERVACIONES	
		12	8	3	2	1A	1	9	6	5			
Baja California	B. C.			A	A	A	B						Iniciados Progrs. c/T-1A
Noroeste	SON.					A		A	B	B			Plan Piloto T-9 c/SARH.
Norte	LAGUNA QUIH.	B						A	A		B		
Golfo Norte	N. LEON	A	A		B	B							Iniciados Progrs. c/T-1A y de Gr. Vidriera (T-12).
Bajío	BAJIO						B	A	A	B			
Jalisco	QUAD.		B	B	A					A			
Centro Occidente	MICH.				B		A	B			A		Anteceds. en Camps. internas
Centro Sur	GRO.		A	B	A	B							Anteceds. c/Hoteles (T-8).
Centro Oriente	PUE.	B	B				A	B					Anteceds. c/Inds. (T-12 y 6).
Oriente	VER.	A	B						B	A			Inici. Progrs. c/Inds. (T-12 y 6).
Sureste	OAX.						B		B	B	A		Plan Piloto c/Gobierno del Edo. (y municipios).
Peninsular	YUC.		A		B	A					B		
C.L.F.C.	A. METROPL.		B	A					A	B			

NOTA: Teniéndose en cuenta antecedentes e intereses conocidos de las propias Divisiones, las prioridades no necesariamente reflejan las posibilidades de mayores resultados en cada División, sino que tienen en cuenta preferentemente el cubrir cada grupo de usuarios en forma que sea posible determinar sus potenciales de reducción de consumos y demandas, junto con los procedimientos y medidas para ello.

CLAVES.- A: Máxima prioridad; B: Prioridad deseable.

TARIFAS: 1: Uso doméstico; 1A: Uso doméstico de clima cálido; 2: Uso general en baja tensión con demanda inferior a 25 KW; 3: Uso general en baja tensión con demanda superior a 25 KW; 5: Alumbrado público; 6: Bombeo de aguas potables y negras; 8: Uso general en alta tensión hasta 66 KV; 9: Bombeo agrícola; 12: Uso general en tensión superior a 66KV.

RESULTADOS EN CAPACIDAD DE GENERACION
 REQUERIDA ATRIBUIDOS A PROGRAMAS DE
 CONSERVACION / ADMON. DE DEMANDA
 EN LOS E.U.A.

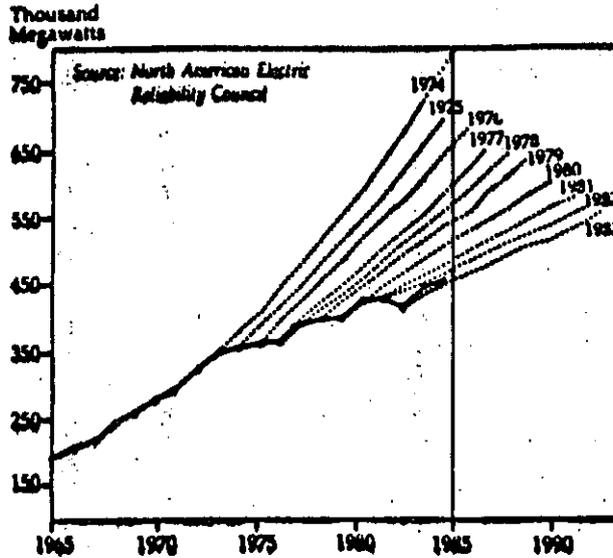


Figure 2: Summer Peak Electric Demand, 1965-84, And Projections Made from 1974 to 1983

Table 2: Coal and Nuclear Plant Orders and Cancellations in the United States, 1970-84

Year	Orders		Cancellations					
	Coal	Nuclear	Coal	Nuclear				
	(plants)	(MW)	(plants)	(MW)				
1970	25	12,442	14	14,275	0	0	0	0
1971	18	7,811	21	20,876	0	0	0	0
1972	27	12,682	38	41,526	0	0	6	5,738
1973	40	22,615	41	46,827	0	0	0	0
1974	71	34,183	26	30,931	0	0	0	8,290
1975	20	11,389	4	4,180	0	0	11	12,291
1976	13	5,938	3	3,790	2	800	2	2,328
1977	24	12,172	4	5,040	11	4,859	9	9,862
1978	28	14,634	2	2,240	5	3,125	13	13,333
1979	20	8,159	0	0	8	4,903	8	9,476
1980	6	2,688	0	0	9	4,348	16	18,085
1981	13	8,135	0	0	1	640	6	4,811
1982	1	600	0	0	0	0	18	22,019
1983	0	0	0	0	21	6,554	6	6,038
1984	1	572	0	0	19	7,923	6	6,760

Source: Atomic Industrial Forum, Energy Information Administration, and Kellco, Peabody, and Co.

22



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

1. RELACION ENTRE CONSUMO DE ENERGIA Y DESARROLLO ECONOMICO
2. METODOLOGIA PARA EL ANALISIS ENERGETICO: BALANCES DE ENERGIA
3. EVOLUCION HISTORICA DEL SUMINISTRO DE ENERGIA Y SITUACION ENERGETICA ACTUAL.

TEMA ACTUALIZADO

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
OCTUBRE DE 1985

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

1 9 8 4

1. RELACION ENTRE CONSUMO DE ENERGIA
Y DESARROLLO ECONOMICO

Ing. Jacinto Viqueira Landa

Introducción.

La información histórica de numerosos países indica que existe una relación entre la utilización de energía y el desarrollo de la economía. Esto se ilustra en la figura 1.1 donde se proporciona la relación entre consumo energético por habitante y producto nacional bruto por habitante de varios países en una fecha determinada y en la figura 1.2, donde se muestra la variación del producto nacional bruto y del consumo de energía en Estados Unidos, de 1947 a 1974.

La relación entre el consumo de energía de un país y su actividad económica, puede cuantificarse, para un año determinado, mediante la siguiente expresión:

$$E(n) = C_E Y(n) \quad (1)$$

donde:

$E(n)$ = consumo de energía primaria en el año n , expresada en unidades físicas.

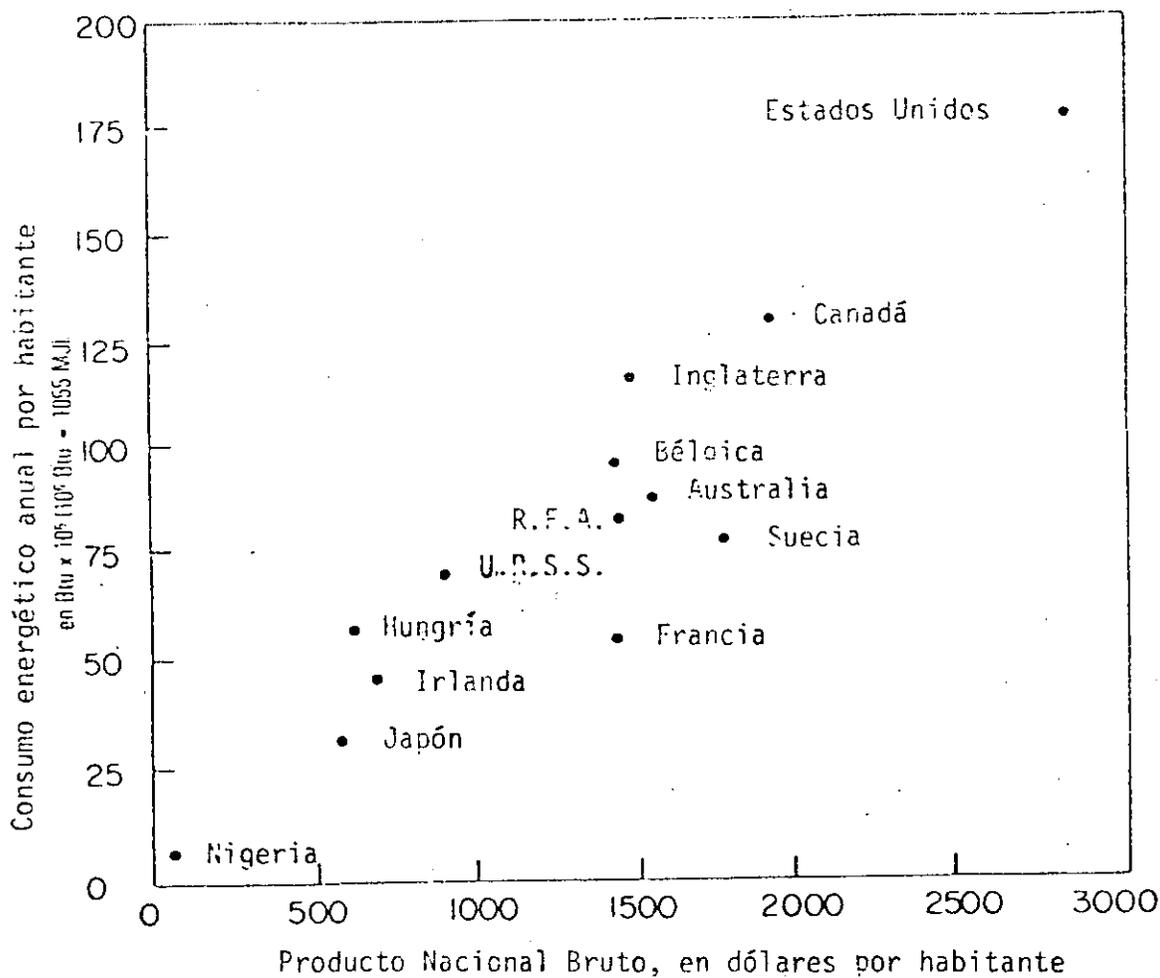


Fig.1.1 Relación entre el consumo energético y el PNB.

Fuente: Scientific American, Vol. 224, No. 3 (1971).

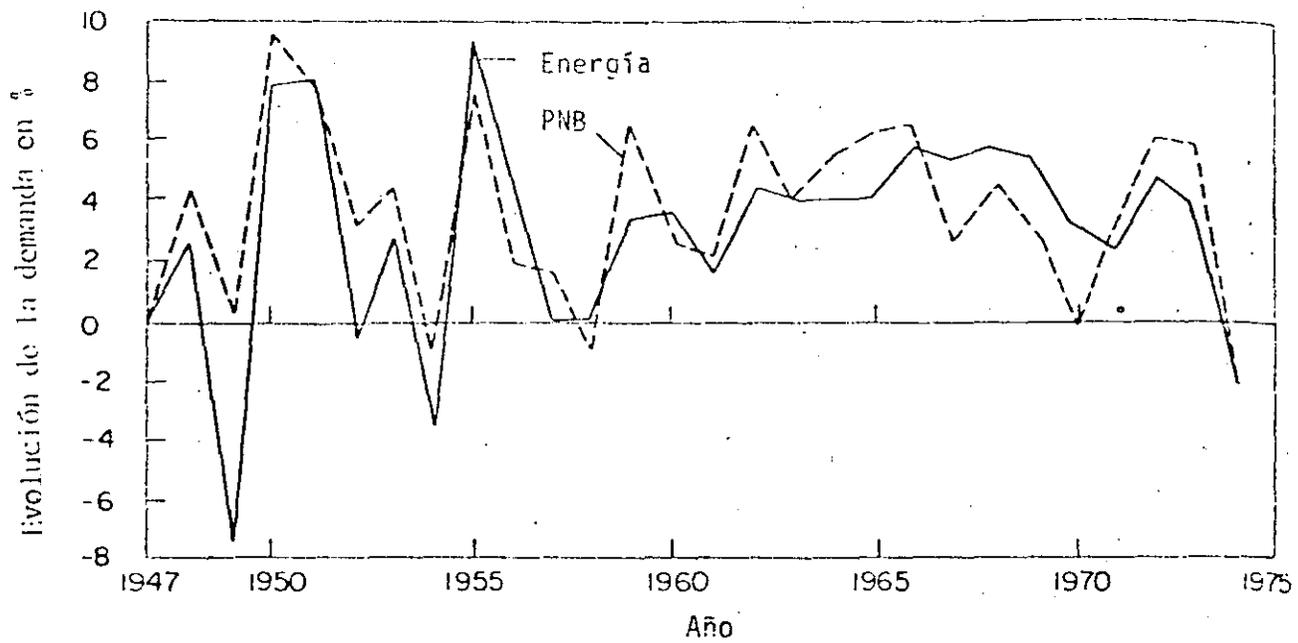


Fig. 1.2 Evolución de la relación entre crecimiento de la demanda energética y el PNB (1947-1974) en Estados Unidos.

Fuente: Bureau of Mines. US Department of the Interior.

$Y(n)$ = actividad económica en el año n , expresada por el producto nacional bruto (PNB) o el producto interno bruto (PIB).

C_E = constante de proporcionalidad denominada coeficiente de energía.

La constante de proporcionalidad C_E expresa la -- cantidad de energía requerida para producir una unidad de producto nacional bruto y es, por lo tanto, una medida global de la eficacia con que una sociedad utiliza la energía.

El coeficiente de energía C_E varía notablemente de un país a otro. En la fig. 1.3, tomada del Programa de Energía de México, publicado en 1981, se muestra el consumo de energía primaria por unidad de producto interno bruto en varios países (entre los que se incluye México) para el año de 1978. En esa figura la cantidad anual de energía primaria se expresa en litros de petróleo crudo equivalente y el producto interno bruto, que se define como la suma del valor de los bienes y servicios que genera una economía en un año determinado, está expresado en dólares.

Como lo señala el Programa de Energía: "México, -- al igual que otros países, hace un uso ineficiente de sus energéticos. Ello se refleja en la elevada intensidad en el consumo de energía por unidad de producto -- interno bruto". Conviene señalar que Brasil, teniendo un desarrollo económico comparable al de México, consumió en 1978 la mitad de energía por unidad de PIB que este último.

En la Fig. 1.4 se puede apreciar la variación de la intensidad energética en México de 1970 a 1981.

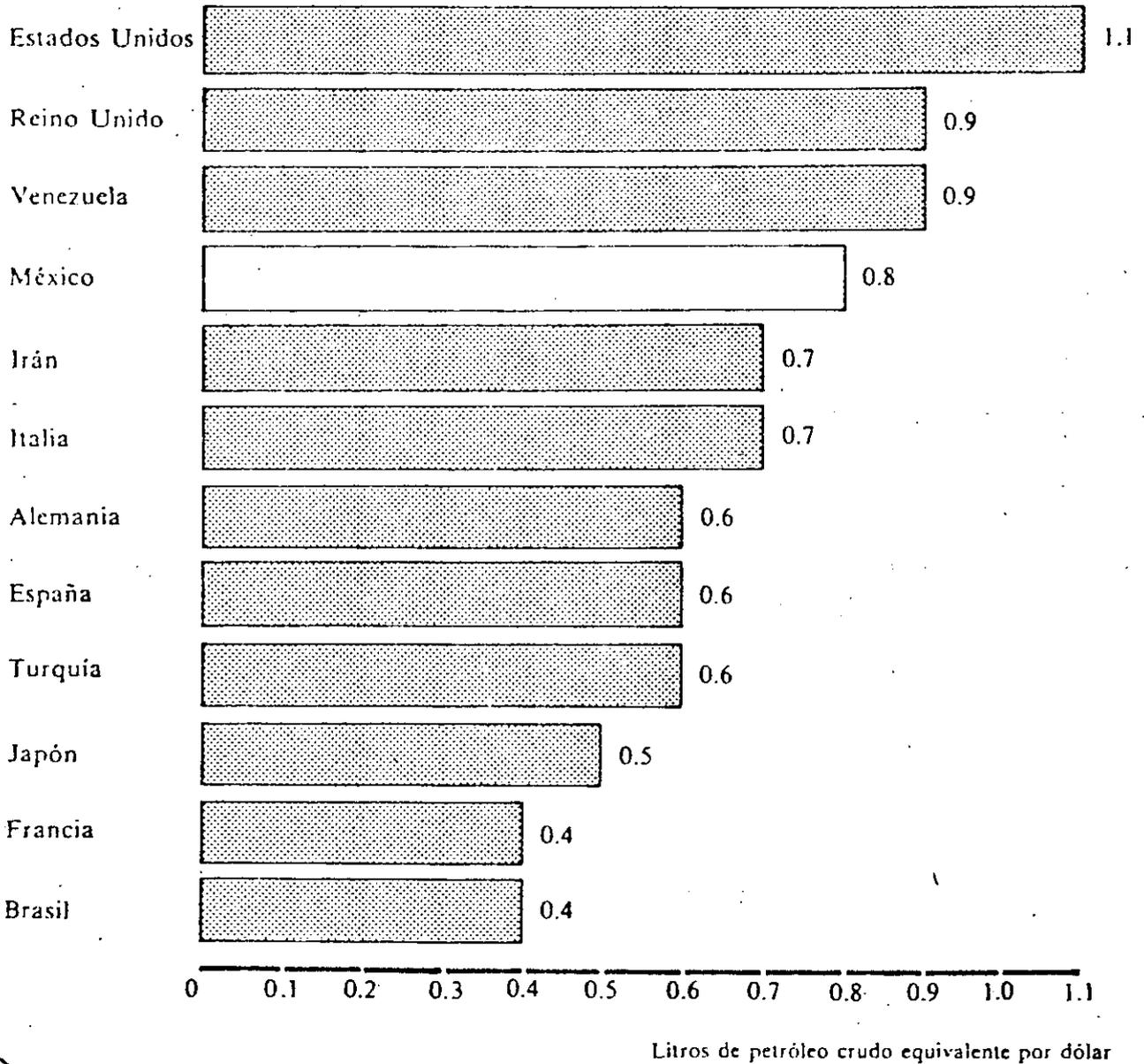


Fig. 1.3.- Consumo de Energía Primaria por unidad de producto interno bruto en países seleccionados, 1978.

Fuente: Programa de Energía, México 1981.

Para poder encontrar las causas de estas grandes diferencias entre países es necesario analizar con -- más detalle la relación entre el consumo de la energía y la actividad económica.

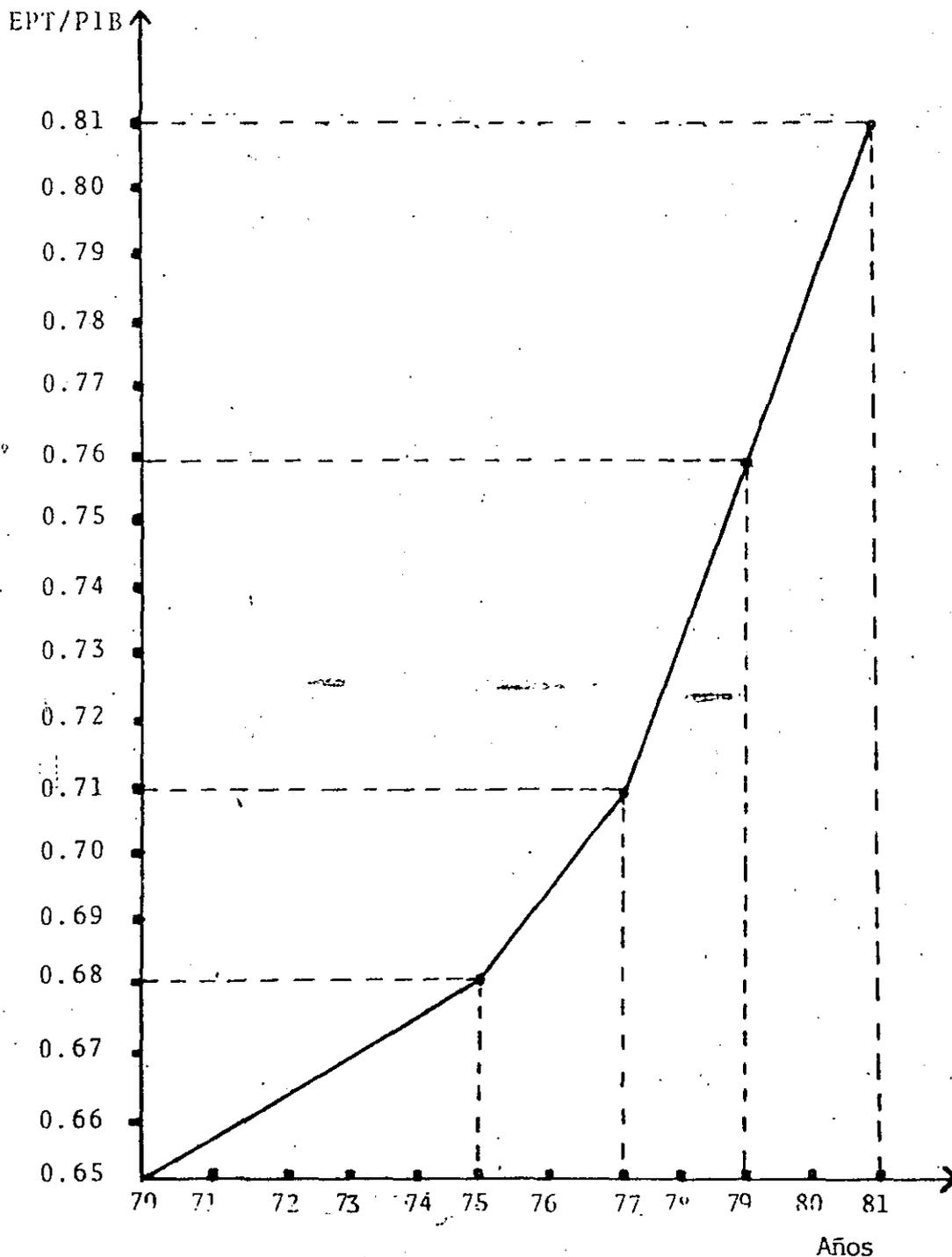


Fig. 1.4 Gráfica del Comportamiento de la intensidad energética en México para los años 1970-1981.

Fuente: Energéticos. Boletín Informativo del Sector Energético, noviembre de 1982, México.

Factores Estructurales y Tecnológicos del coeficiente de energía.

De acuerdo con J. M. Martín, intervienen en el valor del coeficiente de energía para cada país dos grupos de factores:

- a) Factores estructurales, que conciernen a la estructura de la economía nacional, es decir a la naturaleza de las actividades económicas que engendran el producto nacional bruto.
- b) Factores tecnológicos, que se refieren a la forma en que es utilizada la energía en cada industria o cada sector de la economía.

Por lo que hace a los factores estructurales, puede señalarse que en los siglos XVIII y XIX la abundancia y el bajo precio de la energía en ciertas regiones (como por ejemplo la existencia de carbón o de caídas de agua) fueron factores determinantes para la localización de algunas industrias cerca de las fuentes de aprovisionamiento energético; esto resulta especialmente evidente en la industria siderúrgica, localizada en regiones carboníferas. Posteriormente la disminución de los costos de transporte de los energéticos, la internacionalización de los mercados energéticos y la elevación de los rendimientos en la utilización de la energía, han reducido el papel jugado por las fuentes de energía como factor de localización industrial. Actualmente reflejan principalmente el nivel de desarrollo y de industrialización de un país.

Tabla 1.1

Comparación de los consumos específicos de energía en algunas ramas industriales (10^4 Kcal/Ton.).

	Siderurgia	Pasta de Papel	Cemento	Refinación de petróleo	Aluminio
Alemania Federal	326	438	90.8	80.0	1,481.0
Italia	334	340	96.0	44.8	--
Reino Unido	470	627	138.4	73.4	2,106.0
Japón	513	512	119.6	46.0	1,385.0
Estados Unidos	545	579	161.4	89.7	965.5

FUENTE: Agencia Internacional de la Energía, Las Economías de la Energía, París, 1976.

Cón respecto a los factores tecnológicos, la Tabla 1.1 compara los consumos específicos de energía en algunas ramas industriales de varios países.

Puede verse en dicha tabla que existen diferencias importantes en los consumos específicos de energía entre los diferentes países.

Numerosos indicios conducen a pensar que el precio relativo de la energía, por comparación al capital sobre todo, tiene influencia sobre la elección de la tecnología y la optimización del uso de la energía.

La tabla 1.2 muestra las diferencias entre los niveles de precios de la energía en Estados Unidos y en varios países de Europa que permiten explicar las diferencias en los consumos específicos mostradas en la tabla 1.1.

Tabla 1.2

Estimación de las diferencias entre los niveles de precios de la energía en Estados Unidos y Europa.			
	Finales del S. XIX	1936-1939	1972
Estados Unidos	100	100	100
Reino Unido	124	136	183
Francia	188	181	186
Alemania	203	245	203

FUENTE: P. Putman, Energy in the future, Van Nostrand, N. York, ---- 1953 J. Darmstadter, Energy Consumption and Economic Activity.

En la Fig. 1.5 se presenta la relación entre el precio de la energía y la intensidad energética, para diferentes países. Resulta evidente que existe una influencia de los precios bajos de la energía sobre la intensidad energética elevada.

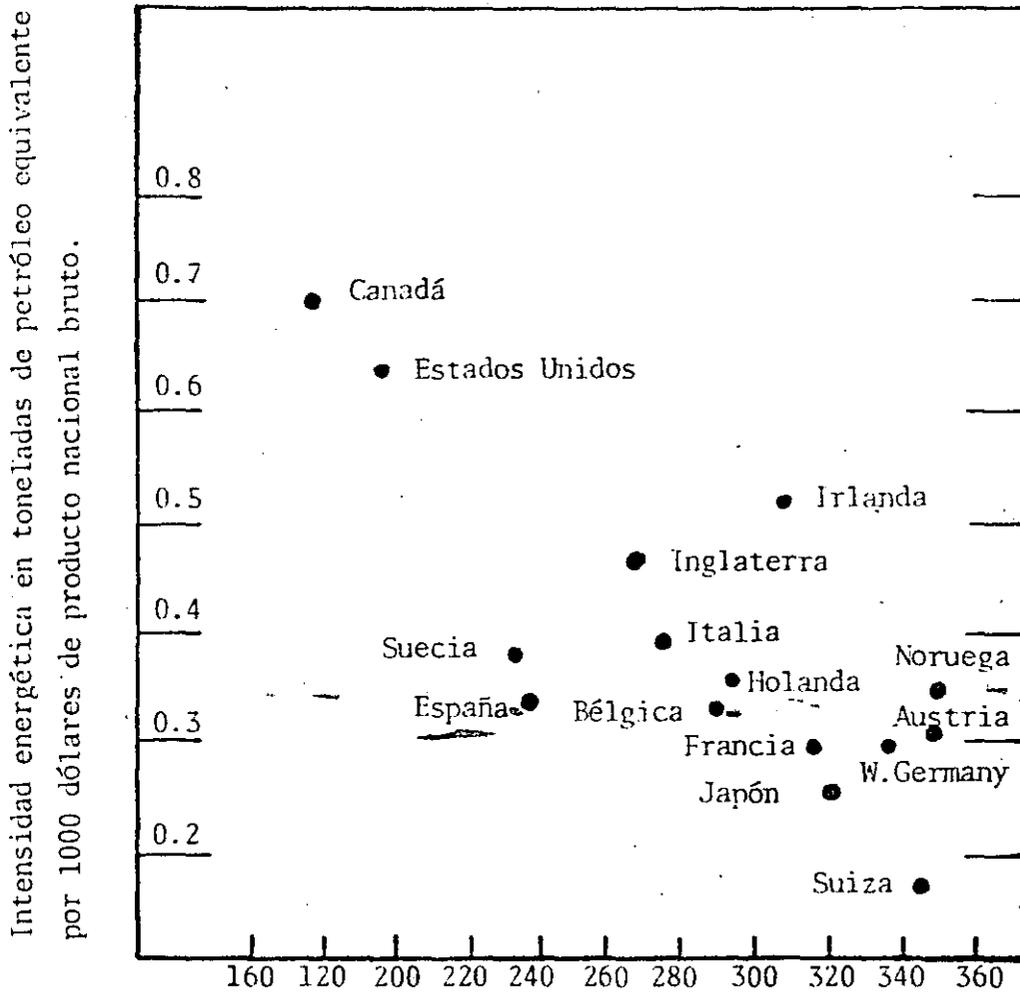
Evolución del coeficiente de energía en el transcurso del tiempo.

Los datos históricos muestran que el coeficiente de energía ha variado a través del tiempo.

Se dispone de evaluaciones hechas en Estados Unidos que abarcan un amplio período de tiempo y que --- muestran que el coeficiente de energía:

- a) creció a un ritmo acelerado de 1880 a 1920: -
+ 133%
- b) Decreció de 1920 a 1955: -37%
- c) volvió a crecer, en forma lenta, entre 1966 y 1972: +12%

Fig. 1.5 Relación entre los precios de la energía y la intensidad energética en varios países 1978.



Fuente: Fondo Monetario Internacional, citado en El Economista, 26 de Diciembre de 1981.

Estas variaciones se explican tanto por los factores estructurales como por los tecnológicos.

Los primeros se manifiestan por el crecimiento rápido de las industrias pesadas (como siderurgia, química y cemento) en la economía estadounidense hasta el final de la primera guerra mundial. El siguiente período de estabilización y disminución del coeficiente de energía corresponde al desarrollo de las industrias -- ligeras (principalmente la construcción mecánica) y a la importancia creciente de los servicios (sector terciario de la economía).

En el curso de esos dos primeros períodos también estuvieron presentes los factores tecnológicos, que se manifestaron, especialmente a partir de 1920, por una elevación continua de la eficiencia en el uso de la -- energía gracias a múltiples progresos técnicos, entre los que se encuentran:

- a) la substitución de la máquina de vapor por el motor eléctrico en la industria;
- b) el reemplazo de las locomotoras de vapor por -- las locomotoras diesel en los ferrocarriles.

La razón de que la disminución del coeficiente de energía se interrumpa a partir de 1965, puede explicarse, principalmente por tres factores tecnológicos:

- a) el incremento de los usos no energéticos de -- algunos energéticos primarios, principalmente en la petroquímica

- b) la interrupción del crecimiento en la eficiencia de las plantas termoeléctricas (32.5% en 1965; 30% en 1970) debido a que el bajo precio de los energéticos hace interesante disminuir el costo de inversión de las instalaciones aún a costa de sacrificar un poco la eficiencia
- c) el aumento en el uso de la electricidad en los hogares para calefacción, climatización y aparatos electrodomésticos.

En las gráficas de la Fig. 1.6 se muestra la evolución del coeficiente de energía en varios países industrializados, a partir de 1925.

En varios países europeos y en el Japón, en los que el coeficiente de energía era bastante inferior al de Estados Unidos y se había mantenido estable e incluso había descendido en algunos casos, empieza a crecer a mediados de la década de los años cincuenta o principios de los sesenta. Este aumento puede estar ligado a diversos cambios en los transportes (generalización del automóvil y aumento del transporte de carga por carretera), en los hogares (calefacción, climatización y aparatos electrodomésticos), en la industria (substitución de materiales naturales por sintéticos; poco interés en mejorar las eficiencias en los usos térmicos debido al bajo precio de la energía).

En la Fig. 1.7 puede observarse la variación de precios reales de la energía y la intensidad energética para los períodos 1978-1981 y 1973-1978 en varios países desarrollados. A un aumento en los precios ---

KG CARBO LO. POR \equiv 1 DE PNB (PRECIOS 1965)

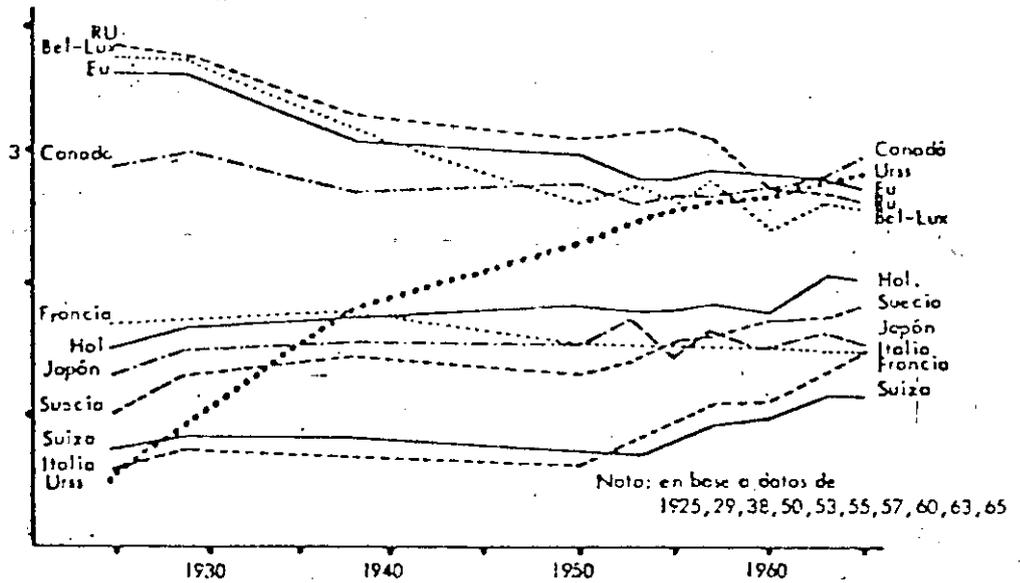
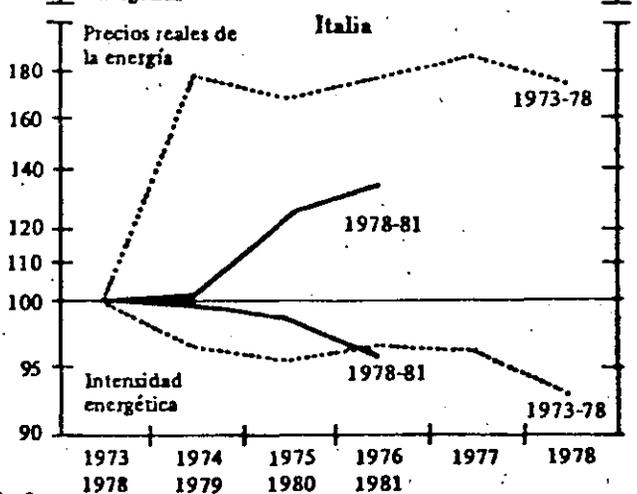
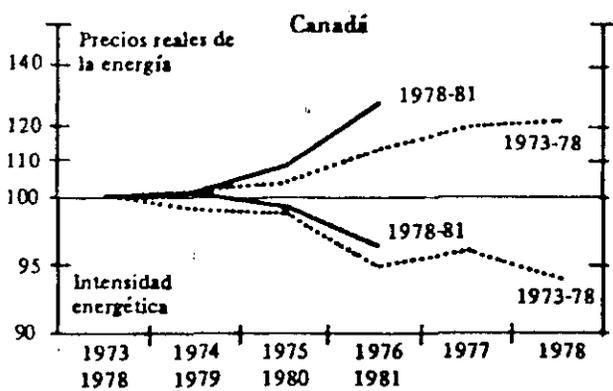
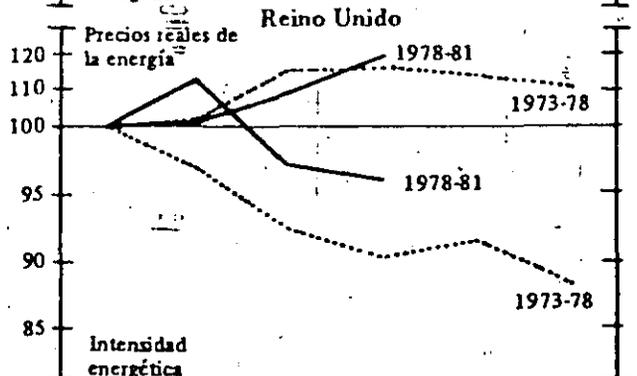
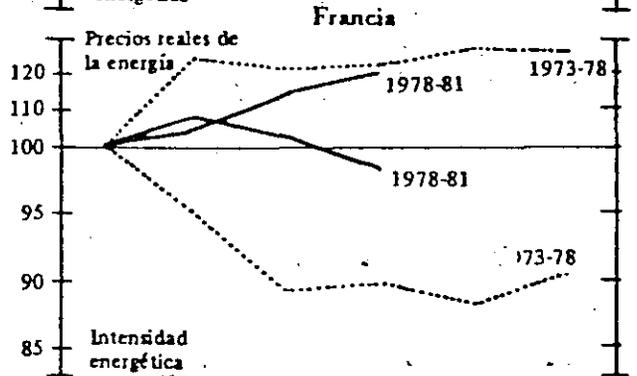
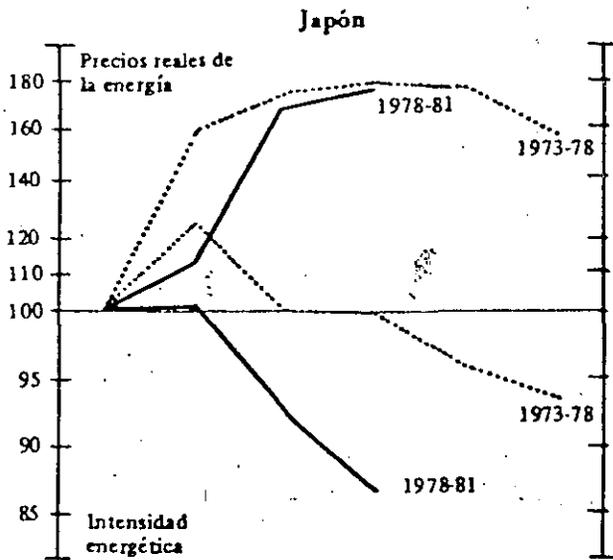
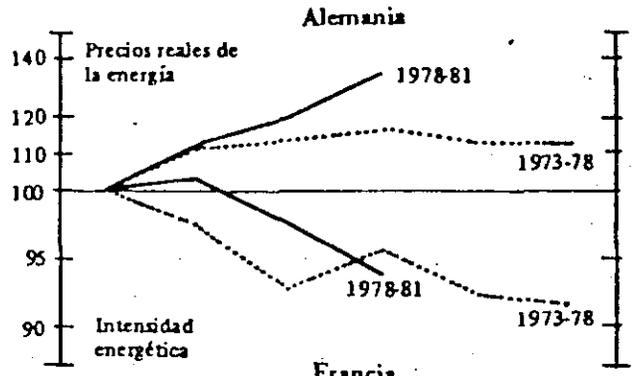
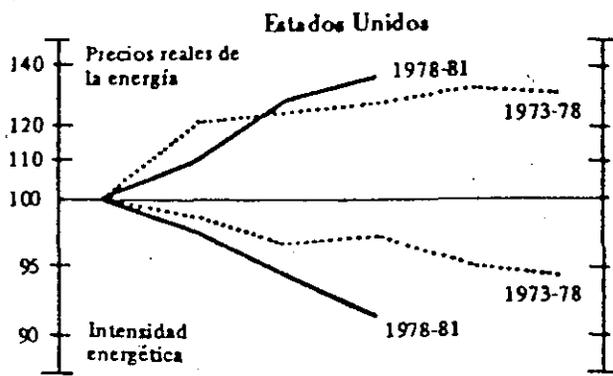


Fig. 1.6.- Evolución de E/PNB en las Economías Capitalistas Industrializadas 1925-1965.

Fuente: I. Dormeiadler, World Energy consumption.



a Componente energético de los índices de precios al consumidor y de ventas al mayoreo dividido entre los índices totales, excluyendo la energía (escala semilogarítmica).

b Índice de la demanda de energía primaria dividido entre el índice del PNB real (escala aritmética).

Fig. 1.7 Precios reales de la Energía e intensidad energética.

corresponde una disminución en el consumo y a una aceleración mayor en el crecimiento de los precios corresponde una mayor desaceleración en el consumo.

Modelo matemático de la relación entre consumo de energía y desarrollo económico (Precio de la energía constante).

Durante la época anterior a la llamada crisis petrolera de 1973, en la que los precios de la energía se mantuvieron prácticamente constantes durante un largo período, se utilizó con éxito la siguiente expresión:

$$\frac{E(n_1)}{E(n_0)} = \left(\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right)^\alpha \quad (2)$$

donde:

$E(n_1)$ = demanda de energía primaria futura en el año n_1 .

$E(n_0)$ = demanda de energía primaria en el año de referencia n_0 .

$Y(n_1)$ = PNB o PIB estimado para el año n_1 .

$Y(n_0)$ = PNB o PIB en el año de referencia n_0 .

El exponente α se llama elasticidad energía-PNB (o PIB).

La ecuación 2 indica que la variación del consumo

de energía es proporcional a una potencia de la variación del producto nacional bruto (o del producto interno bruto). Evidentemente mientras menor sea el exponente α mayor es la eficiencia con que se utiliza la energía.

Si la elasticidad energía -PNB (o PIB) se considera constante durante un período, la ecuación 2 puede escribirse en forma diferencial, como se demuestra en el ápendice a este capítulo, de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta E_{(n)}}{E_{(n)}} = \alpha \frac{\Delta Y_{(n)}}{Y_{(n)}} \quad (3)$$

donde:

$$\frac{\Delta E_{(n)}}{E_{(n)}} = \text{tasa de crecimiento de la demanda de energía en el período considerado.}$$

$$\frac{\Delta Y_{(n)}}{Y_{(n)}} = \text{tasa de crecimiento del PNB o del PIB en el período considerado.}$$

Por lo tanto la elasticidad energía PNB (o PIB) puede definirse como la relación entre la tasa de crecimiento del consumo de energía y la tasa de crecimiento del producto bruto.

$$\alpha = \frac{\frac{\Delta E_{(n)}}{E_{(n)}}}{\frac{\Delta Y_{(n)}}{Y_{(n)}}} \quad (4)$$

Los coeficientes de elasticidad energía-producto bruto se pueden determinar con relativa facilidad a partir de la información estadística disponible. En general son menores en los países industrialmente desarrollados que en los países en vías de desarrollo y tienden a disminuir a medida que los países se industrializan.

Se considera que un valor promedio del coeficiente de elasticidad energía-producto bruto es del orden de la unidad, en cuyo caso si $\alpha = 1$, la expresión 2 se reduce a la siguiente:

$$E(n_1) = \frac{E(n_0)}{Y(n_0)} Y(n_1) = C_{E_0} Y(n_1) \quad (5)$$

La expresión anterior establece que el consumo de energía es directamente proporcional a la actividad económica. La constante de proporcionalidad es el coeficiente de energía.

De acuerdo con un estudio de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas, de 1976, la elasticidad energía-producto bruto es del orden de 0.85 para las regiones industrializadas del mundo.

En la figura 1.8, tomada del Programa de Energía, se presenta la evolución del coeficiente de elasticidad energía-producto interno bruto en México, de 1965 a 1979. De acuerdo con esta información, nos encontramos con el hecho alarmante de que en México no sólo no ha tendido a disminuir el coeficiente de elasticidad energía-PIB a medida que avanza la industrialización del

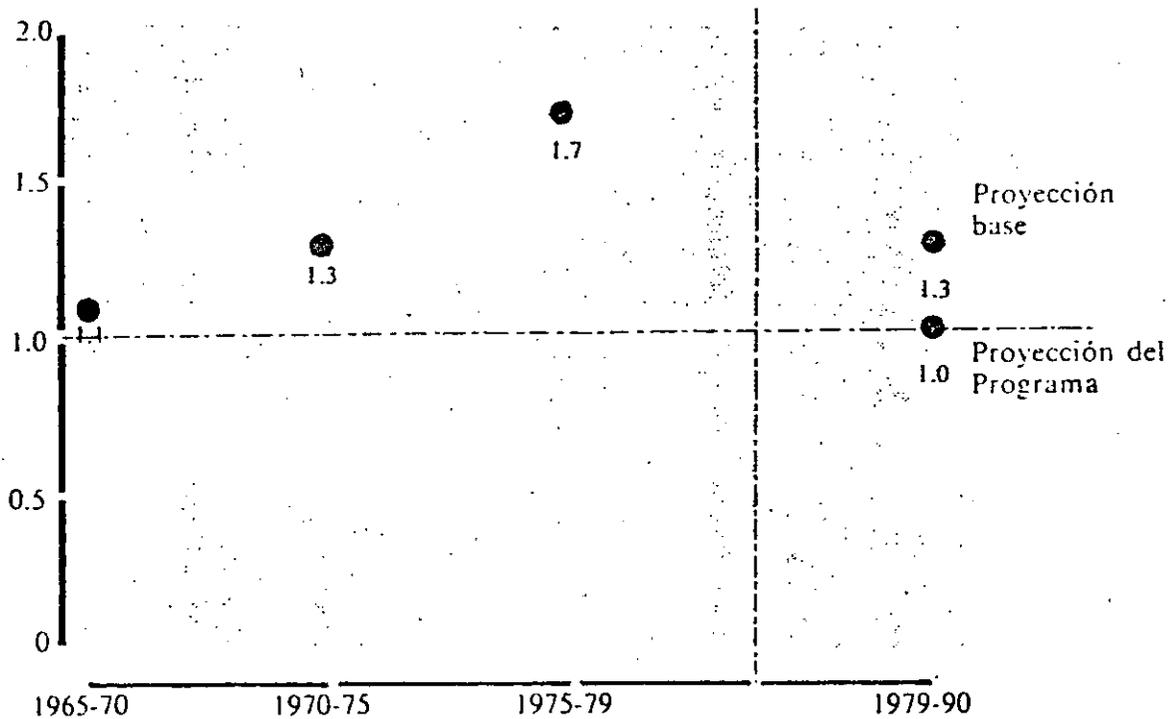


Fig. 1.8. Relación entre las tasas de crecimiento de la demanda interna de energía primaria y del Producto Interno Bruto, 1965-79 y proyecciones a 1990.

Fuente: Programa de Energía, México 1981.

país, sino que ha aumentado aceleradamente, lo que indica que cada vez se usa más ineficientemente la energía, alcanzando dicho coeficiente en el período 1975-79 un valor inusitadamente alto de 1.7, el doble del correspondiente en ese período a los países industrializados.

Para encontrar una explicación a este hecho gravísimo, es necesario analizar el efecto de los precios en el consumo de energía.

Modelo matemático de la relación entre consumo de la energía, desarrollo económico y precio de la energía.

Como ya se dijo antes es un hecho bien conocido que, históricamente, la energía ha sido siempre más barata en Estados Unidos que en Europa o en el Japón. Esto ha conducido a que la tecnología desarrollada en Estados Unidos utilice más energía (y menos mano de obra) que la tecnología equivalente de Europa o del Japón, lo que es una manifestación concluyente del efecto del precio de la energía sobre el consumo. Este efecto se vuelve mucho más importante al terminar en 1973 la época en que el precio de la energía se mantuvo prácticamente constante durante un largo período e iniciarse otra época en la que su precio ha crecido rápidamente en casi todos los países.

Para tomar en cuenta el efecto del precio de la energía en el consumo energético, se ha modificado la expresión 2, en la forma que se indica a continuación:

$$\frac{E(n_1)}{E(n_0)} = \left[\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right]^{\alpha} \times \left[\frac{P(n_1)}{P(n_0)} \right]^{\beta} \quad (6)$$

donde $E(n_1)$, $E(n_0)$, $Y(n_1)$ y $Y(n_0)$ tienen los significados antes definidos y:

$P(n_1)$ = precio de la energía primaria estimado para el año n_1 .

$P(n_0)$ = precio de la energía primaria en el año de referencia n_0 .

El exponente γ se llama elasticidad energía-ingreso y es un número positivo, lo que indica que el consumo de energía crece (en mayor o menor grado de acuerdo con la magnitud de γ) al crecer el producto bruto.

El exponente β se llama elasticidad energía-precio y es un número negativo, lo que indica que el consumo de energía disminuye al aumentar su precio. De acuerdo con una publicación de la Conferencia Mundial de Energía un valor promedio de β es -0.3, aunque se citan en otras fuentes, para países desarrollados, elasticidades energía-precio a corto plazo de -0.5 y a largo plazo de -0.8.

El coeficiente de elasticidad energía-ingreso es igual al coeficiente de elasticidad energía-producto bruto, α , antes definido, si los precios de la energía permanecen constantes; frecuentemente, a falta de mejor información estadística, se ha usado como una aproximación de γ el valor conocido de α .

Si las elasticidades energía-ingreso y energía-precio se consideran constantes durante un período, la ecuación 5 puede escribirse en forma diferencial de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta E(n)}{E(n)} = \gamma \frac{\Delta Y(n)}{Y(n)} + \beta \frac{\Delta P(n)}{P(n)} \quad (7)$$

donde:

$$\frac{\Delta P(n)}{P(n)} = \text{Tasa de crecimiento de los precios en el período considerado.}$$

Los otros términos de la ecuación (6) ya fueron definidos.

Volviendo al caso de México debemos concluir, de acuerdo con los datos de la figura 4, que así como la elevación del precio de la energía ha propiciado en muchos países el uso más eficiente de la misma, en México la persistencia de los bajos precios de la energía ha conducido al aumento de la ineficiencia en su uso y al despilfarro.

Todo lo anterior muestra que no puede existir una política eficaz de conservación y uso eficiente de la energía si no se implementa una política adecuada de precios de la energía.

Ejemplo 1.1.

Pronóstico de la demanda de energía para el año - 1990, en México, si se conoce que el consumo de energía total en el año 1981 fue de 61.07 millones de toneladas de petróleo equivalente y se supone que el precio real de la energía se mantiene constante, el producto interno bruto aumenta 6% anual y la elasticidad energía-Pro-

ducto Interno bruto tiene los siguientes valores:

- a) $\alpha = 1.7$
- b) $\alpha = 1.3$
- c) $\alpha = 1.06$

Solución:

$$E(n_1) = E(n_0) \left[\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right]^\alpha$$

$$\left[\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right] = Y(n_0) \frac{(1 + \Delta\text{PIB})^N}{Y(n_0)} = 1(1 + \Delta\text{PIB})^N$$

donde:

ΔPIB = Incremento anual del Producto Interno Bruto

N = Número de años

sustituyendo valores:

$$\left[\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right] = 1(1 + .06)^9 = 1.6894$$

tenemos que:

$E(n_0)$ = Consumo de energía en el año inicial

$E(n_0)$ = 61.07 millones de toneladas de petróleo --
equivalente

α = Elasticidad Energía-Producto Interno Bruto.

Por lo tanto:

si $\alpha = 1.7$

$$E(n_1) = 61.07 (1.6984)^{1.7} = 148.9269 \text{ millones de toneladas de petróleo equivalente.}$$

si $\alpha = 1.3$

$$E(n_1) = 61.07 (1.6894)^{1.3} = 120.7480 \text{ millones de toneladas de petróleo equivalente.}$$

si $\alpha = 1.06$

$$E(n_1) = 61.07 (1.6894)^{1.06} = 106.4692 \text{ millones de toneladas de petróleo equivalente.}$$

Ejemplo 1.2.

Obtención de lo mismo que en el problema 1.1., pero con un incremento del Producto Interno Bruto de 4% - anual.

Solución:

$$E(n_1) = E(n_0) \left(\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right)^\alpha$$

$$\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} = (1 + \Delta \text{PIB})^N$$

donde:

$\Delta \text{PIB} = \text{Incremento anual del Producto Interno Bruto}$

N = Número de años

$$\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} = (1 + .04)^9 = 1.4233$$

tenemos que:

$E(n_0)$ = Consumo de energía en el año inicial

$E(n_0)$ = 61.07 millones de toneladas de petróleo equivalente

α = elasticidad Energía-Producto Interno Bruto

Por lo tanto:

Si $\alpha = 1.7$

$E(n_1) = 61.07 (1.4233)^{1.7} = 111.2837$ millones de toneladas de petróleo equivalente.

Si $\alpha = 1.3$

$E(n_1) = 61.07 (1.4233)^{1.3} = 96.6302$ millones de toneladas de petróleo equivalente.

Si $\alpha = 1.06$

$E(n_1) = 61.07 (1.4233)^{1.06} = 88.7814$ millones de toneladas de petróleo equivalente.

Ejemplo 1.3.

Obtención de lo mismo que en el problema 1.1, pero suponiendo que el precio real de la energía aumenta al 15% anual y que las elasticidades energía-ingreso, γ y energía precio β tienen los siguientes valores:

$$\gamma = 1.1$$

$$\beta = -0.3$$

y el incremento del PIB es igual a 6% anual.

$$\frac{E(n_1)}{E(n_0)} = \left(\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right)^\gamma \times \left(\frac{P(n_1)}{P(n_0)} \right)^\beta$$

$$\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} = (1 + 0.06)^9 = 1.6894$$

$$\left(\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)} \right)^{1.1} = (1.6894)^{1.1} = 1.7803$$

$$\frac{P(n_1)}{P(n_0)} = \frac{P(n_0) (1 + 0.15)^9}{P(n_0)} = 1 (1 + 0.15)^9 = 3.5178$$

$$\left(\frac{P(n_1)}{P(n_0)} \right)^\beta = (3.5178)^{-0.3} = 0.6856$$

$$\frac{E(n_1)}{E(n_0)} = 1.7803 \times 0.6856 = 1.2205$$

Apéndice al capítulo 1.

Deducción de la expresión diferencial de la variación del consumo de energía en función de la variación del producto bruto y de la variación de los precios:

En la ecuación:

$$\frac{E_n}{E_0} = \left[\frac{Y_n}{Y_0} \right]^\gamma \left[\frac{P_n}{P_0} \right]^\beta$$

E_n , Y_n , P_n , γ y β son funciones del tiempo t ; E_0 , Y_0 , P_0 son constantes.

$$\log \frac{E_n}{E_0} = \gamma \log \frac{Y_n}{Y_0} + \beta \log \frac{P_n}{P_0}$$

Derivando con respecto al tiempo

$$\frac{d}{dt} \log \frac{E_n}{E_0} = \gamma \frac{d}{dt} \log \frac{Y_n}{Y_0} + \left(\frac{d\gamma}{dt} \right) \log \frac{Y_n}{Y_0} + \beta \frac{d}{dt} \log \frac{P_n}{P_0} + \left(\frac{d\beta}{dt} \right) \log \frac{P_n}{P_0}$$

$$\frac{1}{E_n} \frac{dE_n}{dt} = \gamma \frac{1}{Y_n} \frac{dY_n}{dt} + \left(\frac{d\gamma}{dt} \right) \log \frac{Y_n}{Y_0} + \beta \frac{1}{P_n} \frac{dP_n}{dt} + \left(\frac{d\beta}{dt} \right) \log \frac{P_n}{P_0}$$

La expresión anterior puede escribirse, para utilizar la notación usual en econometría, de la siguiente manera:

$$\frac{E_n}{E_n} = \gamma \frac{Y_n}{Y_n} + \Delta\gamma \log \frac{Y_n}{Y_0} + \beta \frac{P_n}{P_n} + \Delta\beta \log \frac{P_n}{P_0}$$

Considerando un período en el que las elasticidades α y β puedan considerarse constantes:

$$\Delta\gamma = 0$$

$$\Delta\beta = 0$$

$$\frac{\Delta E_n}{E_n} = \gamma \frac{\Delta Y_n}{Y_n} + \beta \frac{\Delta P_n}{P_n}$$

Bibliografía del capítulo 1.

Martín, J. M.

"Crecimiento económico y consumo de energía".
Revista Investigación Económica, No. 148-149
Abril-septiembre 1979, pp. 49-63.
Facultad de Economía, UNAM, México, D.F.

"Demande d' energie".

Perspectives énergétiques mondiales a l'horizon 2020.
Conférence Mondiale de l'Energie
Edition Techniques et Economiques, París, 1979.

Ferholm, T.R.

"Long range demand. Problemas and Perspectives"
World Energy Conference.
Munich, 1980.

Energéticos

Boletín informativo del Sector Energético,
Noviembre 1982.
México.

OCDE, Economic Outlook,
Diciembre 1981.

Programa de Energía,
Diario Oficial de la Federación
México, 2 de febrero de 1981.

2. METODOLOGIA PARA EL ANALISIS ENERGETICO:

BALANCES DE ENERGIA

Ing. Jacinto Viqueira Landa

Finalidad de los balances de energía.

Un balance de energía constituye un marco contable que integra la información estadística relativa a la producción, transformación y utilización de la energía en un país y un año determinado, incluyendo las exportaciones e importaciones de energía.

El balance de energía puede presentarse en forma de una tabla de valores ordenados e ilustrarse gráficamente mediante la representación de los flujos de energía. En ambos casos se proporciona la información sobre las fuentes de energía primaria, las transformaciones de energía primaria en secundaria, los consumos propios y las pérdidas de energía involucradas en esas transformaciones y el destino final de la energía por sectores principales de la actividad económica del país.

Definición de los distintos niveles de energía.

Conviene empezar por definir algunos términos utilizados en los balances y en los flujos de energía.

Las fuentes de energía primaria son aquellas que contienen potencialmente energía y que se encuentran en su estado natural. En esta categoría quedan incluidos los combustibles fósiles, como el carbón mineral, el petróleo crudo y el gas natural; las sustancias fisionables como el uranio; la energía hidráulica y la energía geotérmica. Debe incluirse en esta categoría la energía solar y posiblemente algún día la energía de fusión nuclear.

Las energías secundarias son aquellas que provienen de la transformación de las fuentes de energía primaria, transformación que tiene por objeto facilitar el transporte y la utilización de la energía. Entre las principales energías secundarias se cuentan los productos obtenidos de la refinación del petróleo crudo, como la gasolina, el diesel y el combustóleo y los productos derivados del gas natural como el gas licuado para usos domésticos. Otra energía secundaria importante es la electricidad, que puede obtenerse a partir de la energía liberada por la combustión de combustibles fósiles en una planta termoeléctrica convencional, o de la energía obtenida de la fisión del uranio en una planta nucleoelectrónica, o del aprovechamiento de la energía de una caída de agua en una planta hidroeléctrica. La energía eléctrica puede obtenerse también mediante el aprovechamiento directo e indirecto de la energía solar. El hidrógeno podría constituir en el futuro una energía secundaria importante.

Por último la energía útil es la realmente aprovechada por los usuarios mediante una nueva transformación: por ejemplo la energía eléctrica puede convertirse en energía mecánica en un motor eléctrico o en energía térmica en una resistencia; la gasolina puede convertirse en energía mecánica mediante su combustión en un motor de combustión interna.

En la fig. 2.1 se representan esquemáticamente los principales niveles energéticos.



Fig. 2.1

Pérdidas y eficiencia de transformación

Pérdidas son aquellas que ocurren durante las actividades que se realizan para suministrar energía, desde la producción hasta el consumo final. Entre otras se mencionan las pérdidas de los gasoductos, oleoductos, almacenamiento de hidrocarburos, líneas de transmisión de electricidad y redes de distribución eléctrica y de gas.

Podemos definir la eficiencia de un proceso como la relación entre su salida y su entrada de energía, de la siguiente manera:

$$E = \frac{\text{Salidas de Energía}}{\text{Entradas de Energía}}$$

Las transformaciones de energías primarias en energías secundarias y en energías útiles se realizan con eficiencias que en general son bastante bajas y que dependen tanto de las leyes físicas de los fenómenos involucrados como de las tecnologías utilizadas. Por ejemplo la eficiencia promedio de una planta termoeléctrica es del orden del 35%; la de una planta hidroeléctrica es superior al 80%. Un motor de combustión interna, en condiciones favorables de operación, tiene una eficiencia de alrededor del 25%; un motor eléctrico de más del 90%.

Actualmente en los balances energéticos se contabilizan únicamente las energías primarias y secundarias y las pérdidas y consumos propios del sector energético, involucrados en esas transformaciones. En cuanto a la utilización de la energía en los distintos sectores de la actividad económica, únicamente se indica la energía secundaria (o la energía primaria, cuando esta se utiliza directamente, sin transformación previa) requerida en cada sector, ya que no se dispone de información estadística suficiente para tomar en cuenta las eficiencias en la utilización final de la energía.

Poder calorífico de los diferentes energéticos.

Energético: Es toda materia que tiene la propiedad potencial de transformarse en energía útil, ya sea por sus características físicas o químicas.

Combustibles: Son los materiales que se utilizan en el proceso químico de la combustión, junto con el aire u otro comburente, para generar energía térmica o calorífica.

Para realizar un balance de energía es necesario adoptar una unidad física de medición de energía. Por lo que hace a los combustibles fósiles, que han dominado el mercado de la energía por muchos años, se ha utilizado su poder calorífico para medir su capacidad de producir energía.

El poder calorífico puede definirse como la cantidad de energía por unidad de masa que puede obtenerse de un energético; generalmente se expresa en Kilocalorías por Kilogramo o en Kilojoules por Kilogramo.

En el caso de los combustibles fósiles, su poder calorífico se determina mediante un calorímetro, en el que se mide el calor producido por la combustión completa con oxígeno a la presión atmosférica de una masa determinada del combustible.

En el caso de que la energía no se obtenga por combustión, como es el caso, por ejemplo, de las plantas hidroeléctricas, se han utilizado básicamente dos procedimientos para reducirla en una unidad común en los balances energéticos.

En el primero se aplica la equivalencia física entre energía eléctrica y energía térmica:

$$1 \text{ kWh} = 860 \text{ Kcal}$$

860 Kcal es el calor que puede producir un kWh en una resistencia eléctrica y no se toma en

cuenta la eficiencia de la conversión de energía en la planta hidroeléctrica y las pérdidas correspondientes.

El segundo procedimiento consiste en contabilizar, en el balance de energía, la energía eléctrica producida en una planta hidroeléctrica como si se hubiese producido con una termoeléctrica, haciendo intervenir la eficiencia global de ese tipo de plantas que para instalaciones modernas es del orden del 35%. Por lo tanto:

$$1 \text{ kWh} = \frac{860}{\eta} \text{ Kcal}$$

Para una eficiencia del orden del 35%:

$$1 \text{ kWh} = 2400 \text{ Kcal}$$

En el caso de los balances energéticos de México se utiliza la siguiente equivalencia:

$$1 \text{ kWh} = 2860 \text{ Kcal}$$

que corresponde a una eficiencia promedio del conjunto de plantas termoeléctricas del 30%.

¿ Cual criterio es el mas conveniente? Si el interés principal en un balance es conocer el consumo final, no afecta si se sigue el primer criterio, siempre que se conserve la misma convención en todo el balance. El segundo criterio es aconsejable cuando a través del balance se pretende evidenciar el ahorro de combustible debido a la generación hidroeléctrica.

En el caso de una planta nucleoelectrica, el calor producido en el reactor nuclear no se debe a la combustión, si no a la fisión del uranio. Partiendo de la producción de energía eléctrica en un reactor térmico de fisión que utilice uranio enriquecido, sin reprocesamiento del material fósil usado, se ha establecido el siguiente poder

calorífico del uranio:

$$1 \text{ Kg de } \text{U}_3\text{O}_8 = 72.5 \times 10^6 \text{ Kcal.}$$

En la tabla 2.1 se dan los valores de los poderes caloríficos de diferentes energéticos, utilizados en la elaboración del balance de energía de México correspondiente a 1980 y publicados en el número de agosto de 1981 de "Energéticos", boletín informativo del sector energético, que publica el Secretariado Técnico de la Comisión de Energéticos de México.

Poderes calóricos utilizados en la elaboración del balance de energía de 1980*

	KCal/Kg	KCal/Barril	Densidad
Petróleo crudo	10,757	1,526,493	0.884
Líquidos del gas natural	—	1,151,190	—
Etano	12,401	776,664	0.390
Gas L.P.	12,248	1,051,500	0.540
Gasolinas	11,164	1,295,700	0.730
Kerosinas	10,862	1,405,700	0.814
Turbosinas	11,249	1,405,700	0.786
Diesel	10,849	1,469,600	0.852
Combustóleo	10,193	1,593,000	0.983
Asfaltos	10,570	1,593,000	0.948
Grasas	10,173	1,469,600	0.900
Lubricantes	10,398	1,469,600	0.889
Parafinas	11,164	1,469,600	0.828
Azufre	2,211	—	—
Carbón todo uno	4,662		
Carbón lavado			KCal/KWh
Nacional	5,780	Energía eléctrica primaria	2,860
Importado	7,500	Energía eléctrica secundaria	860
Coque	6,933		
Coque de petróleo	7,465		
	KCal/m ³		
Gas natural	10,825		
Gas residual y de refinarias	8,540		

* En la estimación de estos promedios se consideraron los poderes calóricos de los diferentes tipos de gas y petróleo crudo producidos, ponderándolos de acuerdo al volumen de producción correspondiente.

Tabla 2-1

Es usual también contabilizar la energía primaria de cualquier energético expresándola mediante la cantidad equivalente de un energético de empleo muy generalizado; antiguamente se utilizó la tonelada equivalente de carbón, TEC y ahora se utiliza la tonelada equivalente de petróleo, TEP, o el barril equivalente de petróleo, BEP.

(1 TEP=42.20x10⁹ joules=10.079x10⁶ Kcal)(1 BEP=6.6x10⁹ joules)

Estructura de los balances de energía.

Metodología de la OCDE

A partir de 1980 la Comisión de Energéticos de México adoptó, para la elaboración del balance de energía, la metodología utilizada por la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), que agrupa a los principales países desarrollados.

En la tabla 2-2 se reproduce el balance nacional de energía correspondiente a 1980. Como puede verse el balance se presenta con una estructura matricial, en el que las columnas corresponden a las diferentes fuentes y formas de energía y los renglones indican su origen y destino.

A continuación se reproduce la explicación sobre el significado de las 9 columnas y 17 renglones del balance de energía, tal como se publicó en el número de agosto de 1981 de "Energéticos".

Columna 1. Combustibles sólidos: se refiere a carbón lavado y coque. No se incluyen otros combustibles no comerciales como la leña y el carbón vegetal.

Columna 2. Petróleo crudo: incluye tanto el petróleo crudo como condensados y líquidos del gas natural.

Columna 3. Productos petrolíferos: se refiere a todos los productos derivados del petróleo, incluyendo el etano usado en petroquímica.

México: balance nacional de energía, 1980

Kcal x 10¹²

	Combustibles sólidos	Petróleo crudo	Productos petrolíferos	Gas	Hidroelec- tricidad	Geotermin	Electricidad	Total	E.E.E.P*
Producción nacional	17.652	1,163.157	-	316.559	47.874	2.617	-	1,547.859	
Importaciones (+)	6.935	-	6.676	-	-	-	0.854	14.465	
Exportaciones (-)	-	-462.461	-23.941	-26.059	-	-	-0.088	-512.549	
Variación de inventarios	-0.328	-5.354	-3.343	-0.094	-	-	-	-9.119	
Necesidades totales de energía	24.259	695.342	-20.608	290.406	47.874	2.617	0.766	1,040.656	
Diferencia estadística	-	-73.819	73.819	0.098	-	-	-0.237	-0.139	
Generación de electricidad	-	-	-97.842	-28.642	-47.874	-2.617	53.206	-123.769	176.975
Gas de manufactura	-	-	-	4.957	-	-	-	4.957	-
Refinerías	-	-569.974	506.992	-	-	-	-	-62.982	-
Consumo propio del sector energético más pérdidas	-3.640	-51.549	-44.263	-152.145	-	-	-0.756	-260.353	-27.394
Uso final	20.619	-	418.098	114.674	-	-	44.979	598.370	149.581
Industria	20.619	-	68.397	88.490	-	-	20.466	197.972	68.059
Transporte	-	-	235.531	-	-	-	0.373	235.904	1.242
Otros sectores	-	-	79.549	4.938	-	-	24.140	108.627	80.280
No energéticos	-	-	34.621	21.246	-	-	-	55.867	-
Generación de electricidad GWh	-	-	44,214	-	16,739	915	61,868	-	-
Eficiencia en generación (o/o)	-	-	-	-	30.0	30.0	30.0	-	-

Disminución de inventarios +/ Incremento de inventarios -

* Equivalente de la electricidad en términos de energía primaria

Columna 4. Gas: considera el gas natural, inclusive el quemado y liberado a la atmósfera. Incluye el gas seco de refinerías.

Columna 5. Hidroelectricidad: la electricidad generada en estas plantas se expresa en términos del volumen hipotético de combustibles fósiles necesarios para generar la misma cantidad de electricidad en plantas térmicas convencionales en operación en el país.

Columna 6. Geotermia: se estima como el requerimiento calórico para generar una cantidad dada de electricidad bajo las condiciones de producción prevalecientes en el país en las plantas que operan a base de combustibles fósiles.

Columna 7. Electricidad: comprende la generación, las importaciones netas y el consumo final de electricidad. Este concepto se valúa de acuerdo al poder calórico del consumo final, es decir 860 kilocalorías por kWh. Excluye la generación para uso propio de otros sectores (autogeneración) e incluye el consumo propio del sector eléctrico así como las pérdidas por transmisión y distribución.

Columna 8. Total: se refiere al total de las columnas 1 a 7. Esta columna presenta los requerimientos totales y el consumo final de energía.

Columna 9. Equivalencias de electricidad en términos de energía primaria, E.E.E.P.: contiene información adicional a la que se presenta en la columna 7. Muestra la equivalencia, en términos de energía primaria, de la electricidad consumida por los distintos sectores. Se obtiene distribuyendo el total de los insumos primarios utilizados en la generación de electricidad entre los sectores consumidores de acuerdo a su participación en el consumo total.

Reoglón I. Producción nacional: se refiere a -

la producción de energía primaria, es decir de carbón, petróleo crudo y líquidos del gas natural, gas natural, hidroelectricidad y geotermia.

Renglón 2. Importación: incluye tanto energía primaria como secundaria.

Renglón 3. Exportaciones: incluye tanto energía primaria como secundaria.

Renglón 4. Variación de inventarios: capta información sobre el movimiento de inventarios. Cuando aparece un signo negativo se trata de un incremento de inventarios.

Renglón 5. Necesidades totales de energía: se determinan por la producción nacional más importaciones menos exportaciones y el ajuste del movimiento de inventarios.

Renglón 6. Diferencia estadística: este renglón cumple dos propósitos: 1) incluye las diferencias estadísticas de los distintos combustibles; 2) se usa para las transferencias de condensados, etano y líquidos del gas natural a través de plantas de separación.

Renglón 7. Generación de electricidad: los insumos primarios de las plantas eléctricas aparecen en las columnas 1 a 6 con signo negativo. La generación bruta de electricidad aparece en la columna de electricidad con signo positivo. La columna de total refleja la pérdida global de calor. No se incluye la autogeneración.

Renglón 8. Gas manufacturado: se refiere a gas seco de refinerías.

Renglón 9. Refinerías: la columna 2 se refiere a todos los insumos de energía primaria de las refinerías, expresados con signo negativo. La producción de refinerías se consigna en la columna 3 con signo positivo. Las pérdidas aparecen en la columna de total y se obtienen por diferencia.

Renglón 10. Consumo propio del sector energé-

tico más pérdidas: incluye el consumo intermedio del sector energético y las pérdidas acumuladas entre la producción y el uso final de los energéticos. La columna de electricidad presenta el consumo propio de las plantas eléctricas y las pérdidas por transmisión y distribución. El metano utilizado como materia prima y como combustible en las plantas petroquímicas queda incluido dentro del consumo propio del sector energético.

Renglón 11. Uso final. es la suma del consumo de los sectores que aparecen en los renglones 12 a 15.

Renglón 12. Industria: comprende el consumo de combustibles y de electricidad del sector industrial.

Renglón 13. Transporte: incluye el consumo de energía de todos los tipos de transporte.

Renglón 14. Otros sectores: cubre los consumos de energía de los sectores residencial, agrícola y público, entre otros.

Renglón 15. Usos no energéticos: incluye productos petrolíferos tales como asfalto, lubricantes, grasas y parafinas así como etano usado en petroquímica.

Renglón 16. Generación de electricidad; muestra el total de energía generada en las plantas termoeléctricas, hidroeléctricas y geotérmicas.

Renglón 17. Eficiencia de generación; muestra la eficiencia estimada para el conjunto de plantas termoeléctricas y la eficiencia supuesta para las plantas hidroeléctricas y geotérmicas.

En la Fig. 2-1 se reproducen los flujos de energía correspondientes al balance de energía de México de 1980.

Como comparación, en la Fig. 2-2 se presentan los flujos de energía de Suecia, correspondientes al año 1980.

México: flujos de energía, 1980*

Oferta total

Carbón nacional
 Carbón importado
 Importaciones de electricidad
 Centrales
 Hidroelectricidad

Cas natural

Productos petroleros
 importados

Petróleo crudo

Destino final

Industria

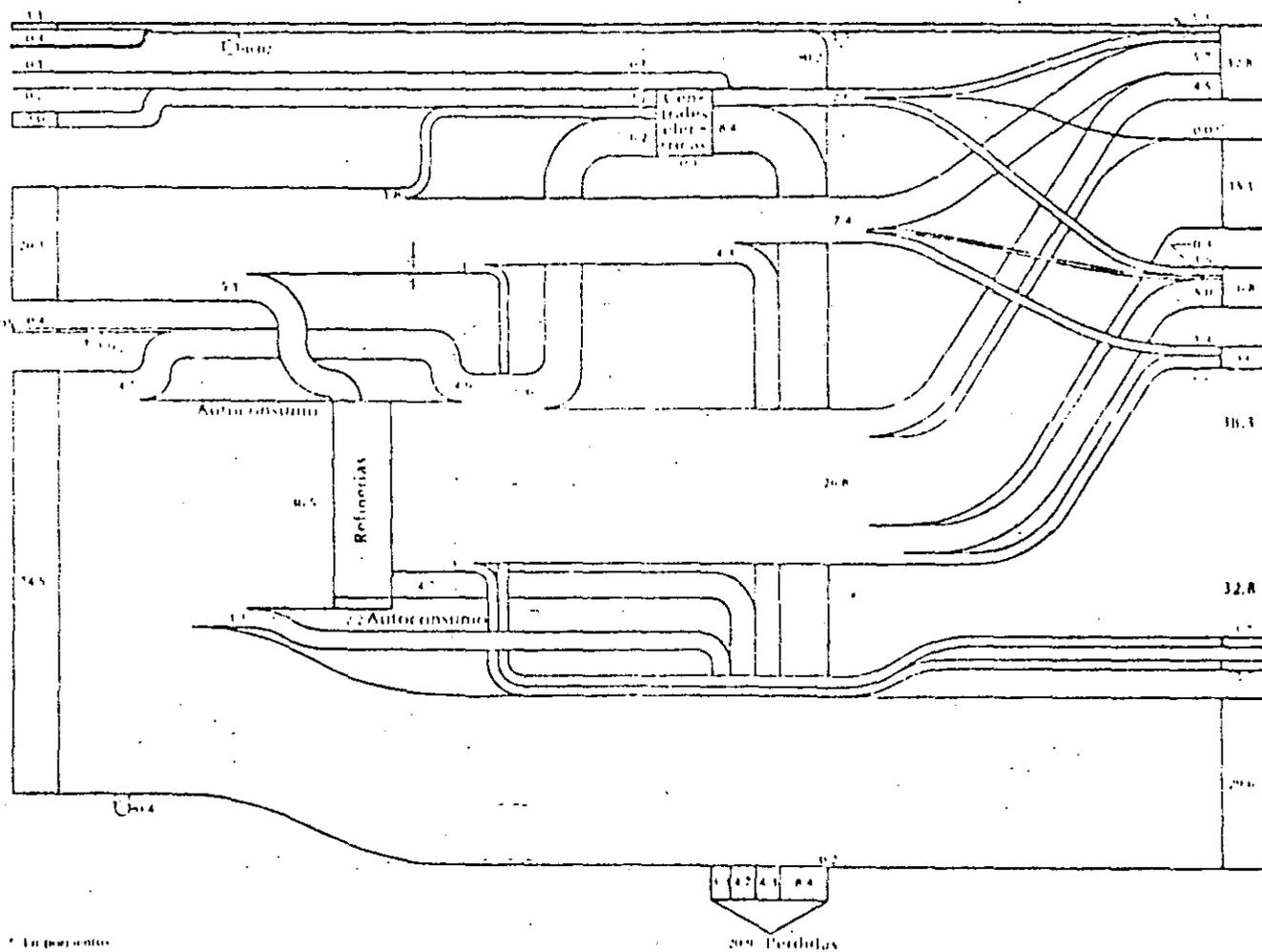
Transporte

Otros sectores

Usos no energéticos

Consumo final

Exportación



* En porcentajes

Dirección General de Energía

Fig. 2 - 1

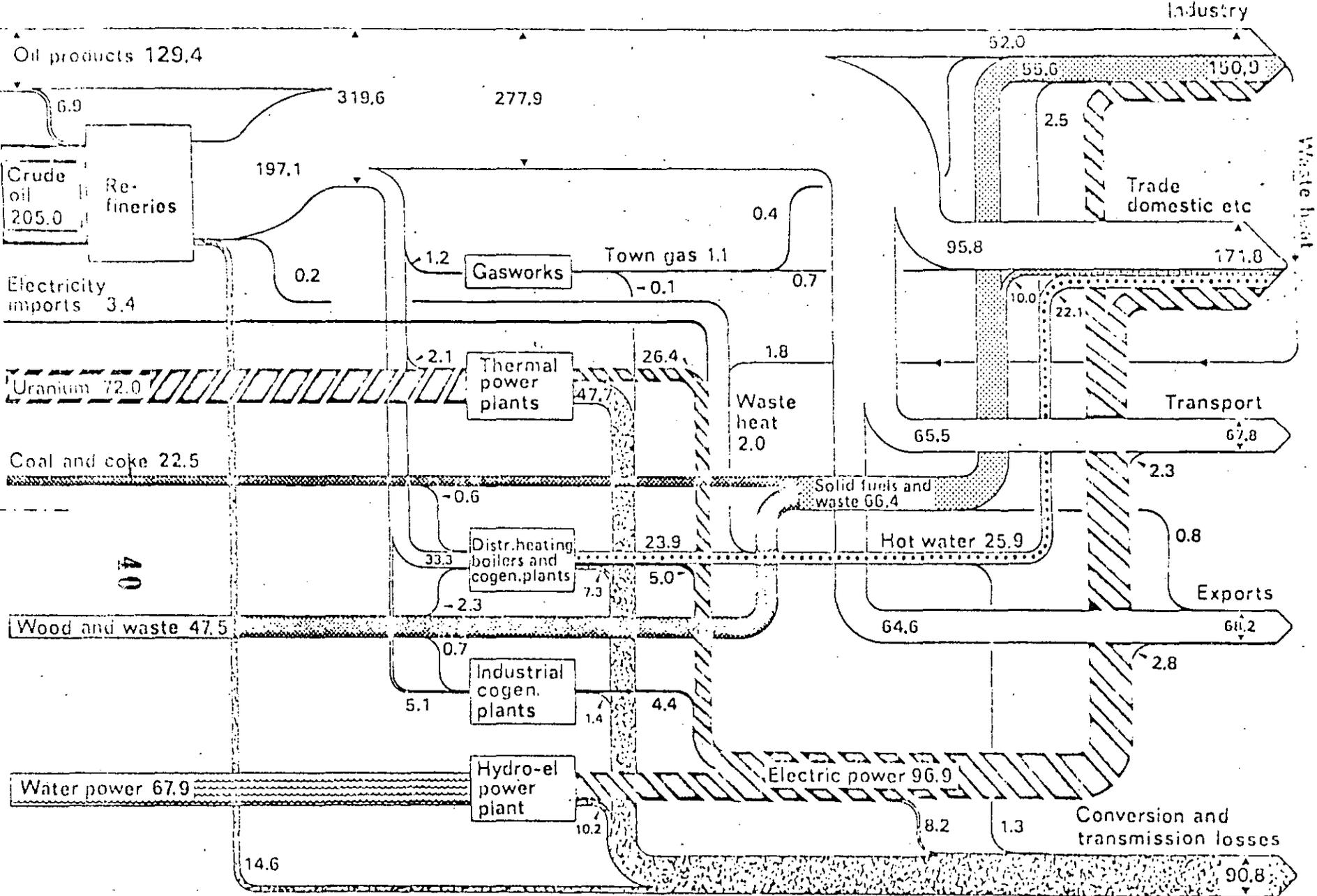


Figure 1. Swedish Energy Supply 1980
 Total energy turnover 548 TWh

2-13

Metodología de la OLADE.Descripción General.

El balance desarrollado por OLADE refleja las relaciones entre todas las etapas del proceso energético: la producción, la transformación y el consumo, tal como se ilustra en la Fig. 2.3

La estructura general del Balance se compone de cuatro partes:

- Energía Primaria
- Transformación
- Energía Secundaria
- Consumo Final Total de Energía

En el cuadro de la figura 2.4 se muestra la estructura matricial, las matrices que lo componen y el significado de los renglones y las columnas.

Energía Primaria.

En la primera parte se presentan las relaciones relativas a la energía primaria, desagregadas a su vez en oferta total primaria y oferta bruta primaria, en el cual se verifican las siguientes ecuaciones:

$$OTP = PEP + IMP - VIP$$

$$OBP = OTP - EXP - NAP$$

Donde:

IMP = Importación Energía Primaria

OTP = Oferta Total Primaria

PEP = Producción Energía Primaria

VIP = Variación de Inventarios Primarios

OBP = Oferta Bruta Primaria

EXP = Exportación Energía Primaria

NAP = No aprovechada primaria

Por otro lado, debe verificarse que:

$$OBP = ENP + CFP + CPP + PEP$$

ESTRUCTURA DEL BALANCE ENERGETICO OLADE

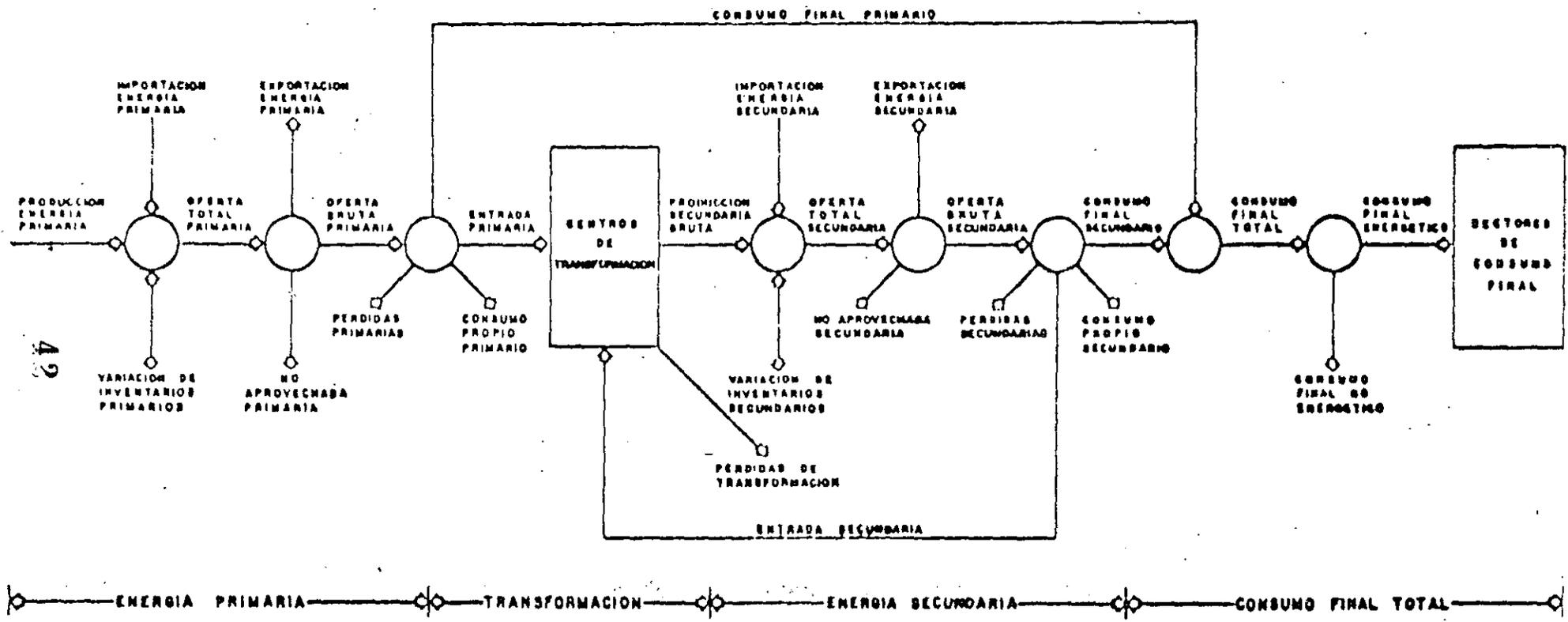


Fig. 2-3

UNIDADES: TEP x 10 ³		BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO																			AÑO:				
REPUBLICA DE:		ENERGIA PRIMARIA										ENERGIA SECUNDARIA													
MINISTERIO DE:		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
ELABORADO POR:		Carbón Mineral	Leña	Otros comb. org. y animal	Petróleo Crudo	Gas Natural Libre	Gas Asociado	Hidroenergía	Geotermia	Combustibles Fósiles	TOTAL ENER. P/A PRIMARIA	Cokeo	Carbón Vegetal	Gas Licuado	Gasolina y Naftas	Keroseno y Gasóleo	Gasol. y Gasoil	Combustibles Pasados	Otros comb. energéticos	Productos energéticos	Gas	Electricidad	TOTAL ENER. SECUNDARIA	TOTAL	
LUNAR: _____		FECHA: _____																							
SECTOR ENERGETICO	OFERTA	1. Producción	Energía Primaria										Energía Secundaria												
	2. Importación																								
	3. Variación de inventarios																								
	4. OFERTA TOTAL																								
	5. Exportación	Sector Energético																							
	6. No Aprovechada																								
	7. OFERTA INTERNA BRUTA																								
	8. TOTAL TRANSFORMACION																								
	8.1. Cokerías, Altos Hornos																								
	8.2. Carboneras																								
8.3. Biomasa																									
8.4. Refinerías																									
8.5. Plantas de Gas																									
8.6. Centrales Elec. Serv. Público																									
8.7. Centrales Electricas Autoprod.																									
9. Consumo Propio Sector Energet.	Consumo Final Total																								
10. Pérdidas (Trans, Dist, Almac.)																									
11. AJUSTES																									
12. CONSUMO FINAL TOTAL																									
CONSUMO FINAL	12.1. Consumo Final No Energético																								
	12.2. Consumo Final Energético																								
	12.2.1. Residencial, comercial, público																								
	12.2.2. Transporte																								
	12.2.3. Agropecuario																								
	12.2.4. Industrial																								
12.2.5. Consumo no identificado																									

Observaciones:

PRODUCCION ENERGIA SECUNDARIA BRUTA

OTRAS:

Fig. 2-4

2-16

Donde:

ENP = Entrada Primaria

CFP = Consumo Final Primario

CPP = Consumo Propio Primario

PEP = Pérdidas Primarias

Esta ecuación indica que el destino de la oferta bruta de energía primaria puede ser un flujo denominado Entrada Primaria a centros de transformación, un flujo de consumo final primario, un flujo de consumo propio primario y un flujo de pérdidas primarias debidas a transporte, distribución y almacenamiento.

Transformación.

La segunda parte está constituida por los centros de transformación, en los cuales la energía que entra se transforma en una o más energías secundarias con sus correspondientes pérdidas de transformación.

En esta parte se establece la siguiente ecuación:

$$PSB = ENP + ENS - PET$$

Donde:

PSB = Producción Secundaria Bruta

ENP = Entradas Primarias

ENS = Entradas Secundarias

PET = Pérdidas de Transformación

NOTA: Por razones estadísticas, normalmente la producción secundaria bruta no incluye el autoconsumo; por ejemplo: la electricidad consumida en bombas, iluminación, etc. en una central eléctrica.

Energía Secundaria.

En la tercera parte se presentan las relaciones relativas a la energía secundatia, desagregadas en oferta total secundaria y oferta bruta secundaria, expresadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$OTS = PSB + IMS + VIS$$

$$OBS = OTS - EXS - NAS$$

Donde:

OTS = Oferta Total Secundaria

PSB = Producción Secundaria Bruta

IMS = Importación Energía Secundaria

VIS = Variación de Inventarios Secundarios

OBS = Oferta Bruta Secundaria

EXS = Exportación Energía Secundaria

NAS = No aprovechada Secundaria

Por otra parte debe verificarse que:

$$CFS = OBS - ENS - PES - CPS$$

Donde:

CFS = Consumo Final Secundario

ENS = Entrada Secundaria

PES = Pérdidas Secundarias

CPS = Consumo Propio Secundario

Consumo Final Total de Energía:

En la cuarta parte se muestra el consumo final total, donde al consumo final secundario se agrega la parte de la energía primaria que se utiliza directamente en el consumo final, para llegar así al consumo final total. La ecuación correspondiente es:

$$CFT = CFP + CFS$$

El consumo final total de energía, se distribuye en consumo final energético y consumo final no energético es decir que para este caso se cumple la siguiente ecuación:

$$CFT = CFE + CFN$$

Donde:

CFT = Consumo Final Total

CFE = Consumo Final Energético

CFN = Consumo Final No Energético

A su turno, el consumo final energético se descompone en los distintos sectores de la actividad económica, que para el presente caso, se han dividido en los siguientes sectores:

- Residencial, comercial y público
- Transporte
- Agropecuario
- Industrial
- Consumo no identificado

Comentarios Adicionales:

La estructura del balance energético así concebido puede ampliarse en el futuro para contemplar y analizar otras etapas del sector energético. En tal circunstancia - - existe la posibilidad de agregar al balance descrito las siguientes partes:

- a) El inventario de reservas para las fuentes finitas de energía y la evaluación de los recursos renovables.
 - b) La distribución de la energía final por tipo de uso en los sectores de consumo
 - c) La distribución de la energía útil por tipo de uso, para cada uno de los sectores de consumo.
 - d) El Balance Energético en términos económicos.
- La aplicación de esta metodología al balance energético de México correspondiente a 1982 se muestra en la tabla 2.5.

	Energía Primaria							Total de energía primaria	Coque
	Carbón 1/ mineral	Petróleo 2/ crudo	Gas no asociado	Gas asociado	Hidroenergía	Geoenergía			
Oferta									
Producción	21.629	1 499.027	92.934	432.694	63.543	3.623	2 103.450	-	
Importación	4.891	-	-	-	-	-	4.891	1.143	
Variación de inventarios	0.135	6.202	-	-	-	-	6.337	-0.536	
<u>Oferta total</u>	26.655	1 495.229	92.934	432.694	63.543	3.623	2 114.678	0.607	
Exportación	- 0.214	- 807.825	-	-	-	-	- 808.039	-	
No aprovechada	-	- 0.022	-	- 83.637	-	-	- 83.659	-	
Mquila e intercambio neto	-	- 56.271	-	-	-	-	- 56.271	-	
<u>Oferta interna bruta</u>	26.441	631.111	92.934	349.057	63.543	3.623	1 106.709	0.607	
Centros de Transformación									
Total transformación	-26.118	- 582.159	- 72.089	-349.057	-63.543	-3.623	-1 096.589	17.180	
Coqueadoras	-23.261	-	-	-	-	-	- 23.261	16.987	
Carboneras (lavadoras)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Refinerías	-	- 582.159	-	-	-	-	- 582.159	0.193	
Plantas de gas	-	-	- 72.089	-349.057	-	-	- 421.146	-	
Centrales eléctricas	- 2.857	-	-	-	-63.543	-3.623	- 70.023	-	
Consumo propio sector energético	- 0.045	-	-	-	-	-	- 0.045	-0.151	
Pérdidas (transporte, distribución y almacenamiento)	-	- 48.952	-	-	-	-	- 48.952	-1.232	
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	
<u>Consumo final total</u>	0.278	-	20.845	-	-	-	21.123	16.404	
Consumo Final									
Consumo final no energético	-	-	-	-	-	-	-	-	
Consumo final energético	0.278	-	20.845	-	-	-	21.123	16.404	
Residencial, comercial y público	-	-	-	-	-	-	-	-	
Transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	
Agropecuario	-	-	-	-	-	-	-	-	
Industrial	0.278	-	20.845	-	-	-	21.123	16.404	
Petroquímica básica 4/	-	-	-	-	-	-	-	-	
Petroquímica básica 5/	-	-	-	-	-	-	-	-	
<u>Producción de energía secundaria bruta</u>	-	-	-	-	-	-	-	17.180	

1/ Se refiere a carbón lavado.

2/ Incluye condensado.

3/ Gas residual de plantas y de refinerías.

4/ Incluye sólo el utilizado como energético.

Tabla 2.3

Gas licuado	Gasolinas	Kerosinas	Energía Secundaria			Gas 3/	Electricidad	Total energía secundaria	Total
			Diesel	Combustóleo	Productos no energéticos				
									2 103.450
1.383	0.071	0.617	-	-	1.755	0.441	0.008	5.418	10.309
-0.216	- 2.904	-1.254	- 3.280	- 1.453	0.473	- 0.226	-	- 9.396	- 3.059
1.167	- 2.833	- 0.637	- 3.280	- 1.453	2.228	0.215	0.008	- 3.978	2 110.700
-0.453	- 1.070	- 0.244	- 1.391	-20.679	-	-22.923	-	- 46.760	- 854.799
									- 83.659
-1.238	13.556	-	13.725	1.908	0.395	-	-	28.346	- 27.925
-0.524	9.653	- 0.881	9.054	-20.224	2.623	-22.708	0.008	- 22.392	1 144.317
59.525	171.510	38.964	117.832	106.674	40.891	232.970	62.974	848.520	- 248.059
								16.987	- 6.274
12.477	145.306	38.964	125.805	203.940	18.550	4.548	-	549.783	- 32.376
17.048	26.204	-	-	-	22.341	256.940	-	352.533	- 65.613
			- 7.973	-97.266	-	-28.518	62.974	- 70.783	- 140.206
-4.414	5.252	- 2.198	-16.279	-20.564	-0.860	-59.275	- 2.948	-111.941	- 111.986
		- 2.438	-	- 6.652	-1.059	-10.529	- 7.174	- 29.084	- 75.036
0.298	0.602	-	0.717	-	-	-	-	1.617	1.617
-1.885	176.513	33.447	111.324	59.234	41.595	140.458	52.860	686.720	707.845
1.211	6.607	0.160	-	-	41.595	18.554	-	71.127	71.127
50.674	169.906	33.287	111.324	59.234	-	121.904	52.860	615.593	636.716
17.426	-	15.975	3.919	- 0.141	-	3.579	25.120	96.160	96.160
0.323	169.906	14.510	83.359	2.930	-	-	0.392	271.320	271.320
0.268	-	2.802	14.895	-	-	-	4.129	22.094	22.094
2.757	-	-	-9.151	-56.163	-	67.995	23.219	175.689	196.812
						50.330	-	50.330	50.330
1.211	5.822	-	-	-	21.450	18.554	-	50.037	50.037
59.525	171.510	38.964	125.805	203.940	40.891	261.488	62.974	982.277	-

Perdidas de
Transmisión

Bibliografía del Tema 2

Chevalier, Y. y Fabre, M. "Dificultades asociadas a la elaboración e interpretación de balances energéticos". Revista Investigación Económica, No. 148-149. Abril - Septiembre de 1979, pp. 33-84. Facultad de Economía, UNAM. México, D.F.

"Energéticos". Boletín informativo del sector energético. Publicado por el Secretariado Técnico de la Comisión de Energéticos. México, agosto de 1981.

Metodología OLADE para la elaboración de balances energéticos. Organización Latinoamericana de Energía. Serie de documentos OLADE No. 8.

México: Balance de Energía, 1982. Coordinación de Estudios. Gerencia de Economía Energética. Subdivisión de Planeación y Coordinación de Petroleos Mexicanos. Julio de 1983.

3. EVOLUCION HISTORICA DEL SUMINISTRO DE ENERGIA Y SITUACION ENERGETICA ACTUAL

Ing. Jacinto Viqueira Landa

Durante siglos el trabajo humano y animal y la madera constituyeron las principales fuentes de energía primaria, complementadas por los molinos hidráulicos y otros ingenios movidos por las caídas de agua y la energía del viento, utilizada extensamente en la navegación a vela y a menor escala en los molinos de viento.

La revolución industrial, iniciada a mediados del siglo XVIII y el invento de la máquina de vapor, dan lugar al uso creciente del carbón, que constituye el energético preponderante durante el siglo XIX y la primera parte del siglo XX.

El uso de los hidrocarburos como energéticos (primero el petróleo y después también el gas natural) se inicia a principios del presente siglo y gradualmente van desplazando al carbón hasta convertirse en la fuente de energía primaria mas importante.

El consumo de energía por habitante, que había aumentado lentamente durante siglos, crece rapidamente en las sociedades industrializadas, especialmente debido a la utilización de la energía concentrada en los combustibles fósiles y a la substitución de la fuerza muscular del hombre y de los animales por máquinas (máquina de vapor, motores de combustión interna, generadores y motores eléctricos, etc.)

En las figs. 3.1 y 3.2 se muestra, respectivamente la evolución de la producción mundial de carbón y de petróleo crudo de 1880 a 1970

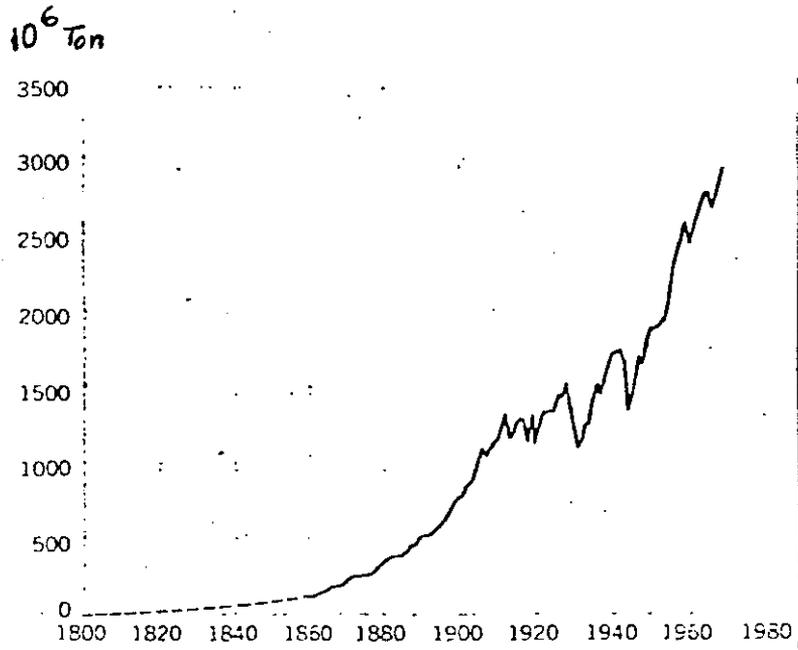


Fig. 3.1 Producción mundial de carbón.

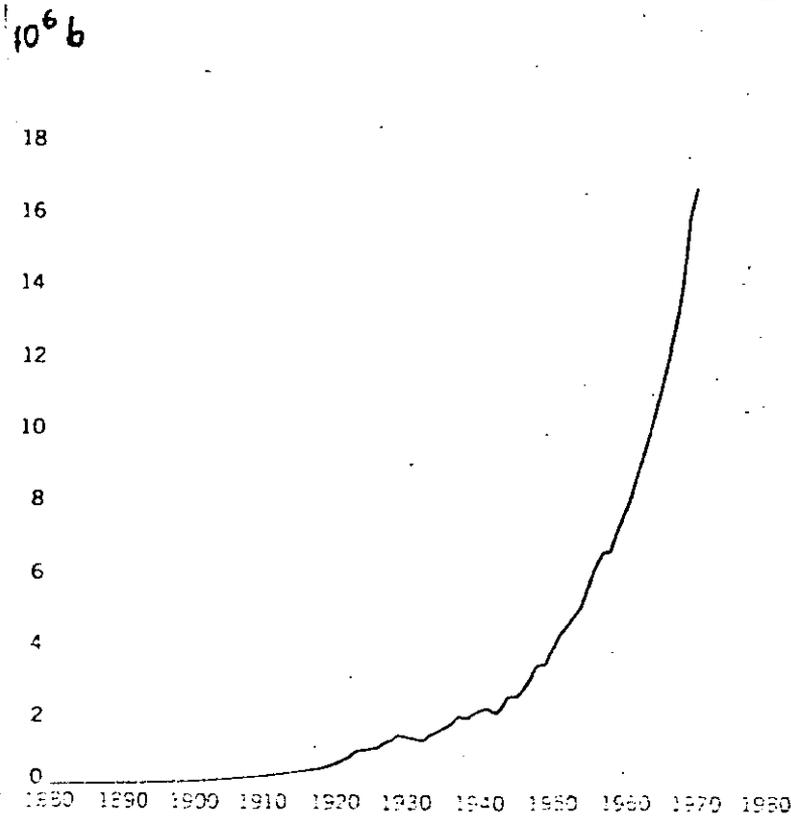


Fig. 3.2 Producción mundial de petróleo crudo.

La producción mundial de carbón creció a una tasa media anual del orden del 4% durante el período comprendido entre 1860 y la primera guerra mundial; después se estancó en el período entre las dos guerras mundiales y volvió a crecer a una tasa anual de alrededor de 3%.

La producción mundial de petróleo crudo creció entre 1880 y 1970 a una tasa anual del 7%, lo que significa que la producción se duplicó cada diez años.

La experiencia histórica muestra que la sustitución de unos energéticos por otros se ha realizado de forma lenta y paulatina y ha estado condicionada por factores económicos y tecnológicos.

C. Marchetti mostró que los diferentes recursos energéticos penetran en el mercado de la energía y aumentan y después disminuyen su participación en forma logística, que se ajusta al siguiente modelo matemático:

$$\ln \left(\frac{F}{1-F} \right) = kt + c$$

donde F es la fracción del mercado total capturado por el nuevo energético, t es el tiempo y k y c son constantes, siendo k la tasa de crecimiento y c la participación inicial en el mercado del energético bajo consideración.

La fig. 3-3 muestra la aplicación de este modelo al proceso de sustitución de los principales energéticos primarios en el mundo a partir de la segunda mitad del siglo pasado. Dicha figura está tomada de un estudio elaborado por el grupo a cargo del Programa de Sistemas de Energía del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA), de Lasenburg, Austria, publicado en mayo de 1981

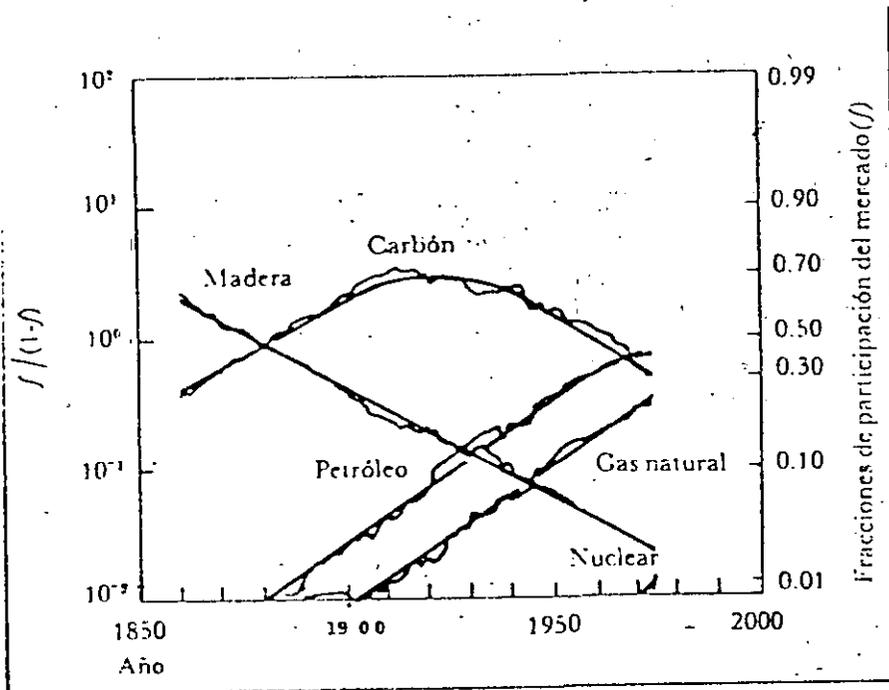


Fig. 3-3 Esquema de la historia de la sustitución de la energía primaria en el mundo.

En la fig. 3-3, que tiene la escala vertical logarítmica, se representa la función logística antes mencionada, indicando en la escala vertical del lado derecho las fracciones F del mercado total, correspondientes a cada valor de $F/(1 - F)$. Las líneas onduladas representan los datos históricos y las líneas uniformes los resultados de la aplicación del modelo. La notable concordancia entre ambas confirma la validez del modelo matemático.

Puede verse en la figura mencionada que la participación de la madera, que hacia 1860 representaba casi el 70% de la oferta energética mundial, se ha ido reduciendo hasta representar menos del 2% en 1975.

La participación del carbón aumentó hasta alcanzar un máximo hacia 1920 y luego declinó, al crecer el uso del petróleo y del gas natural, que para 1975 cubrían conjuntamente alrededor del 60% del mercado mundial de energía.

E. López Vancell aplicó el modelo al caso de México; en la fig. 3-4 puede verse como se ajusta el modelo (líneas gruesas y rectas) a los datos históricos (líneas finas y quebradas), durante el período comprendido entre 1925 y 1975.

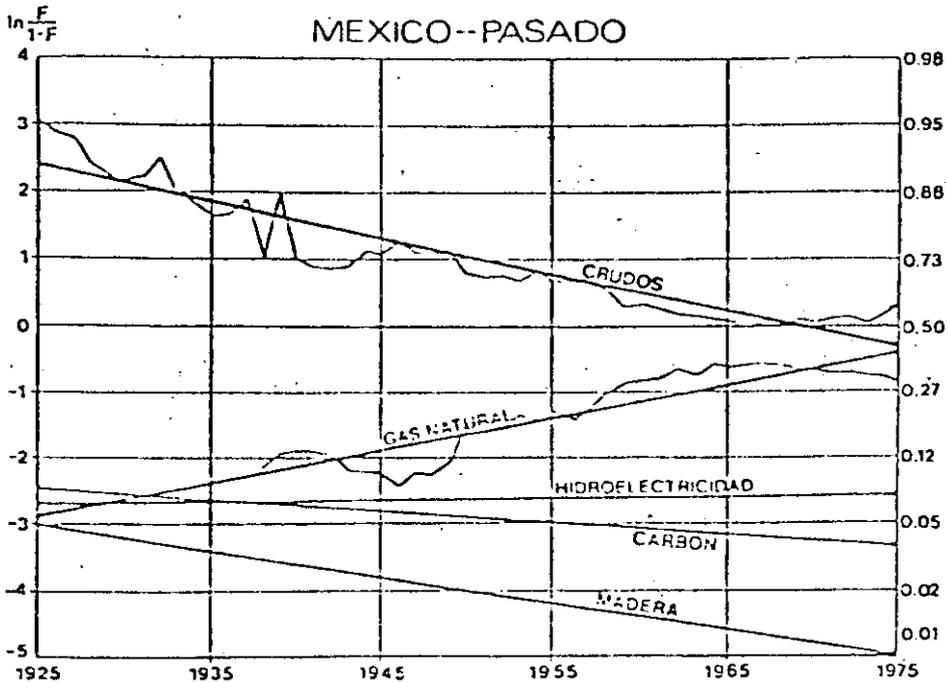


Fig. 3-4 Evolución de la participación relativa de los distintos energéticos en la oferta de energía primaria al mercado nacional de México.

En 1925 el petróleo era ya en México el energético dominante, representando del orden del 90% de la oferta de energía primaria al mercado nacional. Su importancia relativa ha ido disminuyendo a medida que aumentaba la del gas natural, de manera que en 1975 los hidrocarburos en su conjunto (petróleo crudo más gas natural) contribuyen con un porcentaje del mismo orden, pero a un mercado energético de magnitud mucho mayor.

La participación de la hidroelectricidad en la oferta energética se ha mantenido a un nivel del 5% lo que implica un aumento importante en valor absoluto.

La importancia relativa del carbón ha ido declinando en el período considerado y lo mismo ha ocurrido, pero en mayor grado, con la madera.

El análisis regional revela que la demanda de energía primaria varió de la siguiente manera en el periodo considerado:

Los países industrializados siguen siendo los grandes consumidores de energía. Su participación en el consumo mundial se redujo ligeramente del 78% en 1960 a 75% en 1976.

Dentro de este grupo de países industrializados, Estados Unidos mantiene su posición preponderante: su consumo de energía primaria representó el 31.6 % en 1960 y el 27.2% en 1976, del consumo mundial.

En la tabla 3-1 se presentan los veinte primeros países consumidores de energía primaria, indicando su consumo en 1960 y en 1976. Puede verse que México ocupó en 1976 el décimo noveno lugar y que su consumo de energía aumentó en el periodo considerado 2.4 veces lo que corresponde a una tasa media anual de crecimiento del 5.7 %.

Consumo de energía por habitante.

El consumo de energía por habitante, promedio para el mundo, pasó de 1.1 TEP/año en 1960 a 1.7 TEP/año en 1976. Las diferencias regionales siguen siendo muy importantes, en función del nivel de desarrollo de los países, como puede verse por los datos de la tabla 3-2.

El consumo por habitante en México, en 1976, fue de 1.1 TEP, o sea igual al promedio correspondiente a los países de América Latina.

Fuentes de energía primaria.

Como se dijo antes, en el estudio que se resume se consideraron cuatro fuentes de energía comerciales: combustibles minerales sólidos, petróleo, gas natural y

T A B L A 3 - 1

CONSUMO TOTAL DE ENERGIA PRIMARIA
EN LOS VEINTE PRIMEROS PAISES CONSUMIDORES.

	Millones de TEP		Tasa de crecimiento anual %
	1960	1976	
1 ESTADOS UNIDOS	1076	1824	3.35
2 UNION SOVIETICA	471	1000	4.82
3 CHINA	198	532	6.37
4 JAPON	92	310	7.89
5 ALEMANIA OCCIDENTAL	147	262	3.68
6 GRAN BRETAÑA	180	213	1.06
7 INDIA	107	202	4.05
8 CANADA	90	196	4.98
9 FRANCIA	90	174	4.21
10 ITALIA	49	138	6.69
11 POLONIA	65	128	4.33
12 BRASIL	59	115	4.26
13 ALEMANIA ORIENTAL	56	81	2.33
14 CHECOSLOVAQUIA	46	79	3.44
15 INDONESIA	38	68	3.70
16 ESPAÑA	22	67	5.15
17 AUSTRALIA	30	67	5.15
18 RUMANIA	20	64	7.54
19 MEXICO	26	63	5.69
20 AFRICA DEL SUR	30	62	4.64

CONSUMO DE ENERGIA POR HABITANTE DE LAS DISTINTAS REGIONESEN 1976

		TEP/año
PAISES INDUSTRIALIZADOS	ESTADOS UNIDOS Y CANADA	8.4
	OTROS PAISES DE ECONOMIA DE MERCADO	2.9
	PAISES DE ECONOMIA PLANIFICADA	3.9
PAISES DE TERCER MUNDO	AMERICA LATINA	1.1
	CHINA	0.6
	ASIA Y AFRICA	0.4

electricidad primaria y cinco fuentes de energía no --- comerciales: leña, desperdicios de madera, paja y de-- sechos vegetales y animales. La electricidad primaria es la procedente de plantas generadores hidroeléctricas, nucleoelectricas, geotermicas, o de otro tipo que no -- utilicen combustibles minerales sólidos ni hidrocarburos.

Evolución del consumo mundial.

De 1960 a 1976 todas las fuentes de energía primaria tuvieron aumentos en cantidades absolutas, como -- puede verse en la tabla 3-3. La progresión más impor-- tante es la del petróleo y del gas natural cuyo consumo casi se triplica y que crecen a una tasa media anual de más del 6.5%. También es importante el crecimiento_ de la electricidad primaria, que aumenta casi tres ve-- ces con una tasa media anual de 6.34%.

En cambio el crecimiento de los combustibles mine-- rales sólidos (carbón, lignito, turba) es lento; en el_ periodo considerado aumenta 1.39 veces con una tasa --- de crecimiento del 2% anual.

Conviene hacer notar que las energías no comercia-- les (leña y desechos vegetales y animales) aumentaron - a nivel mundial, de 510 millones de TEP a 680.5, a una_ tasa media anual de casi el 2%, a pesar de la penetra-- ción de los energéticos comerciales en muchos países -- del tercer mundo.

La importancia relativa de los diferentes energéti-- cos primarios se modificó grandemente en este periodo. El papel del carbón y del petróleo prácticamente se in-- virtió; en 1960 el carbón era el principal energético - primario a nivel mundial y representaba el 40% del mer-- cado, el petróleo le seguía en importancia con una par-- ticipación del 28% y en tercer lugar estaba el gas na-- tural con el 12%; para 1976 el petróleo había pasado al

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA MUNDIAL

	1960		1976		Tasa de creci miento anual
	10 ⁶ TEP	%	10 ⁶ TEP	%	%
COMBUSTIBLES MINERALES SOLIDOS	1359.41	40.16	1886.88	27.97	2.07
PETROLEO	947.29	27.98	2605.47	38.62	6.53
GAS NATURAL	415.08	12.26	1163.67	17.25	6.65
ELECTRICIDAD PRIMARIA	153.49	4.53	410.21	6.08	6.34
LEÑA	333.43	9.85	380.63	5.64	0.83
DESECHOS VEGETALES	176.63	5.22	299.93	4.44	3.36
T O T A L	3385.33	100.00	6746.79	100.00	4.40

Fuente: Frish, J.R. "L'évolution des consommations d'énergie dans le monde. Une rétrospective 1960-1976". Electricité de France. Paris, 1980.

primer lugar con 38.6% del mercado y el carbón había sido relegado al segundo lugar con 28%, seguido del gas natural cuya participación aumentó al 17%. La participación de la leña, que en 1960 era más importante que la de la electricidad primaria, se redujo de casi el 10% al 5.6% y la de los desechos vegetales y animales del 5% al 4.4%. De todas maneras los energéticos no comerciales, que generalmente no se toman en cuenta en muchos balances energéticos, representaban todavía en 1976 el 10% del consumo de energía primaria mundial.

A nivel regional se observan diferencias de acuerdo con el nivel de desarrollo industrial, pero el fenómeno de la penetración y ampliación del mercado de los energéticos primarios comerciales en detrimento de los no comerciales es un fenómeno general.

En los países industrializados de economía de mercado se tuvo en el periodo una evolución similar a la descrita a nivel mundial pero aún más acusada: los hidrocarburos satisficieron en 1976 las dos terceras partes de las necesidades de energía primaria y en cambio los energéticos no comerciales casi desaparecieron, representando únicamente el 1.8% de la energía primaria.

En los países industrializados de economía planificada los hidrocarburos aumentaron también su participación, aunque en un grado algo menor, alcanzando en 1976 el 52% del mercado; la importancia relativa del carbón disminuyó menos que en los países antes citados, pasando su participación del 66% en 1960 al 42% en 1976.

En los países del tercer mundo en su conjunto los energéticos comerciales aumentaron su participación en forma importante capturando en 1976 el 65% del mercado y el uso de la leña, aunque aumentó en valor absoluto, disminuyó relativamente de 33% en 1960 a 20% en 1976.

Entre los países del tercer mundo hay diferencias importantes. En Africa la madera sigue siendo el energético más importante con una participación del 56%. En los países de

economía de mercado de Asia el petróleo se ha convertido en el energético principal cubriendo el 28% del mercado en 1976 y la participación de la leña bajó, significando en ese año el 22%. En los países de economía planificada de Asia, -- principalmente en China, el carbón sigue siendo importante -- con una participación que pasó del 54% en 1960 a 63% en 1976, pero la importancia relativa del petróleo creció del 5% al 13% en el periodo considerado. Por último América Latina presenta una estructura del consumo de energía primaria similar a la de los países industrializados: dependencia importante y ya antigua del petróleo, que pasa del 38% en 1960 al 48% en 1976; participación importante del gas natural con -- 11% en 1976 y de la electricidad primaria (hidroeléctrica -- principalmente), que representó ese año el 10%; la leña bajó de 35% en 1960 a 18% en 1976.

Por lo que hace a la evolución de la estructura del consumo de energía primaria en México, en la tabla 3-4 se dan los datos correspondientes a los años de 1960 y 1976, tomados del estudio de J.R. Frish.

Puede verse que en ese periodo la dependencia con respecto a los hidrocarburos se acentúa, pasando del 67.84% al 76.12%. La participación del carbón aumenta del 4.91% al 6.47% debido principalmente al crecimiento de la industria siderúrgica, -- cubriéndose esta demanda en parte con carbón importado y la importancia relativa de las fuentes de energía no comerciales retrocede del 22.48% al 11.10%, aunque en valor absoluto aumentan ligeramente debido a un mayor uso de los desechos -- vegetales (bagazo de caña y otros) que compensa una ligera -- disminución del consumo de leña.

Desde luego, como lo señala el autor del estudio, los datos de las energías no comerciales deben tomarse como una -- primera aproximación ya que, debido a que generalmente no se incluyen en los balances energéticos, su determinación a -- partir de otras fuentes de información resulta inevitablemente menos precisa.

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA
EN MEXICO

	1960		1976		Tasa de creci-
	10 ⁶ TEP	%	10 ⁶ TEP	%	miento anual
COMBUSTIBLES MINERALES SOLIDOS	1.279	4.91	4.072	6.47	7.51
PETROLEO	13.867	53.28	35.671	56.71	6.06
GAS NATURAL	3.790	14.56	12.212	19.41	7.59
ELECTRICIDAD PRIMARIA	1.246	4.79	3.969	6.31	7.51
LEÑA	2.959	11.37	2.583	4.11	-0.85
DESECHOS VEGETALES	2.887	11.09	4.395	6.99	2.66
T O T A L	26.028	100.00	62.902	100.00	5.67

Fuente: Frish, J.R. "L'évolution des consommations d'énergie dans le monde. Une retrospective 1960-1976". Electricité de France. Paris, 1980.

Evolución del sector energético de México entre 1970 y 1983.

La información sobre el sector energético nacional procede de los balances de energía, que se publican anualmente. En la Fig. 3-5 se muestra, como ejemplo, los flujos de energía correspondientes al balance de 1981 y en la Fig. 3-6 el balance de energía de 1982.

En las gráficas de las figuras 3-7 a 3-10 se muestra la evolución del sector energético de México entre 1970 y 1983. La información se tomó de los balances energéticos de 1970, 1975, 1976, 1977, 1978, 1979, 1980 y 1981, realizados según la metodología y formato de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico y corregidos de acuerdo con lo indicado en el boletín "Energéticos" de noviembre de 1982 y de los balances de 1982 y 1983, publicados por la Gerencia de Economía Energética de Petróleos Mexicanos.

En la Fig. 3-7 puede apreciarse el rápido crecimiento de la producción nacional de energía y de las exportaciones a partir de 1976. En 1982 la energía producida en México alcanzó el valor de $2,103 \times 10^{12}$ Kcal, cuatro veces y media mayor que la producida en 1970. Este aumento en 12 años corresponde a una tasa de crecimiento anual promedio del 13%.

En la Fig. 3-8 se muestra la composición de la oferta de energía primarias al mercado nacional. Puede verse que la dependencia de los hidrocarburos, que ya era elevada en 1970, ha aumentado, pasando del 86% de la oferta total en 1970 al 92% en 1982.

La proporción de energía destinada al mercado nacional que se utiliza en el consumo propio y las pérdidas del sector energético ha aumentado también, como puede verse en la Fig. 3-9. En 1970 representaba el 40.8% y en 1982 el 42.2%.

67

México: flujos de energía, 1981*

Oferita total

Carbón nacional
 Carbón importado
 Importaciones de electricidad
 Geotermia

Hidroelectricidad

Gas natural

Productos petrolíferos importados

Petróleo crudo

Destino final

Industria

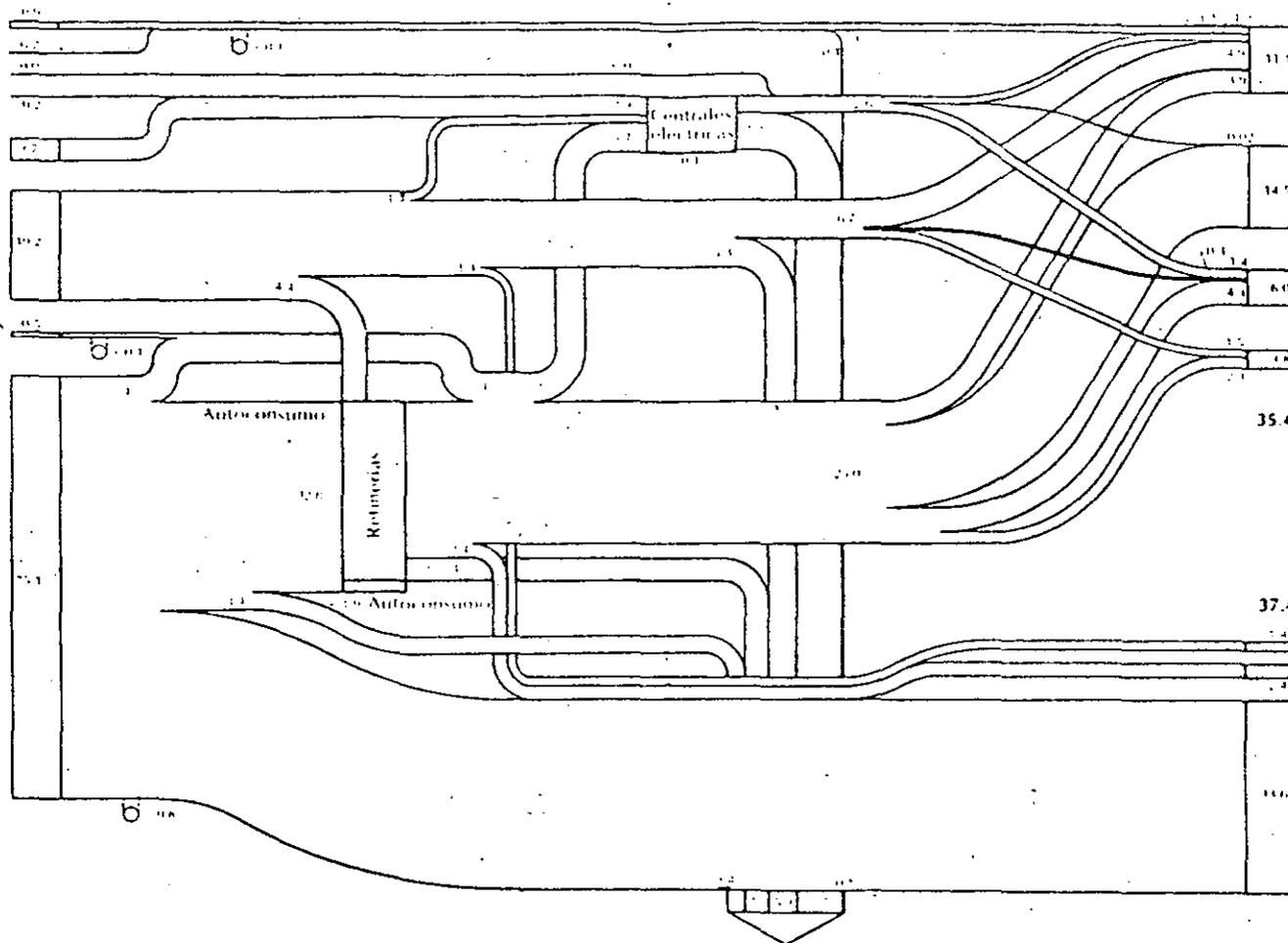
Transporte

Otros sectores

Usos no energéticos

Consumo final

Exportación



* En petawatts

20.0 Perdidas

Fig. 3-5

México: Balance Nacional de Energía, 1982
(Kcal x 10¹²)

	Combustibles sólidos	Petróleo ^{1/} cruco	Productos petrolíferos	Gas	Hidroelectricidad	Geotermia	Electricidad	Total	E.E.E.P. ^{2/}
Producción nacional	21.629	1 596.099	-	418.556	63.543	3.623	-	2 103.450	-
Importaciones (+)	6.034	-	33.410	0.441	-	-	0.008	39.893	-
Exportaciones (-)	-0.214	- 864.096	-25.075	-22.923	-	-	-	- 912.306	-
Variación de inventarios	-0.401	6.202	- 8.634	- 0.226	-	-	-	- 3.059	-
Necesidades totales de energía	27.048	738.205	- 0.299	395.848	63.543	3.623	0.008	1 227.976	0.026
Diferencia estadística	-	- 107.072	107.072	- 1.863	-	-	-	- 1.863	-
Generación de electricidad	-2.857	-	-105.239	-28.518	-63.543	-3.623	62.974	-140.806	204.461
Gas de manufactura	-	-	-	4.548	-	-	-	4.548	-
Refinerías	0.193	- 582.159	545.042	-	-	-	-	- 36.924	-
Consumo propio del sector energético más pérdidas	-7.702	- 48.974	-69.578	-208.712	-	-	-10.122	- 345.066	-32.864
Uso final	16.682	-	476.998	161.303	-	-	52.860	707.843	173.623
Industria	16.682	-	68.071	139.170	-	-	23.219	247.142	75.386
Transporte	-	-	270.928	-	-	-	0.392	271.329	1.275
Otros sectores	-	-	85.426	3.579	-	-	29.249	118.254	94.964
No energéticos	-	-	52.573 ^{3/}	18.554 ^{4/}	-	-	-	71.127	-
Generación de electricidad (GWh)	1 116 ^{5/}	-	49.084	-	22 729	1 296	73 225	-	-
Eficiencia en generación (%)	33.6 ^{5/}	-	-	-	30.8	30.8	30.8	-	-

- 1/ Incluye líquidos del gas.
 2/ Equivalente de electricidad en términos de energía primaria.
 3/ Incluye volúmenes enviados a petroquímica.
 4/ Estimado a partir del consumo térmico unitario de la central de Río Escondido.

Fig. 3.6

69

5-20

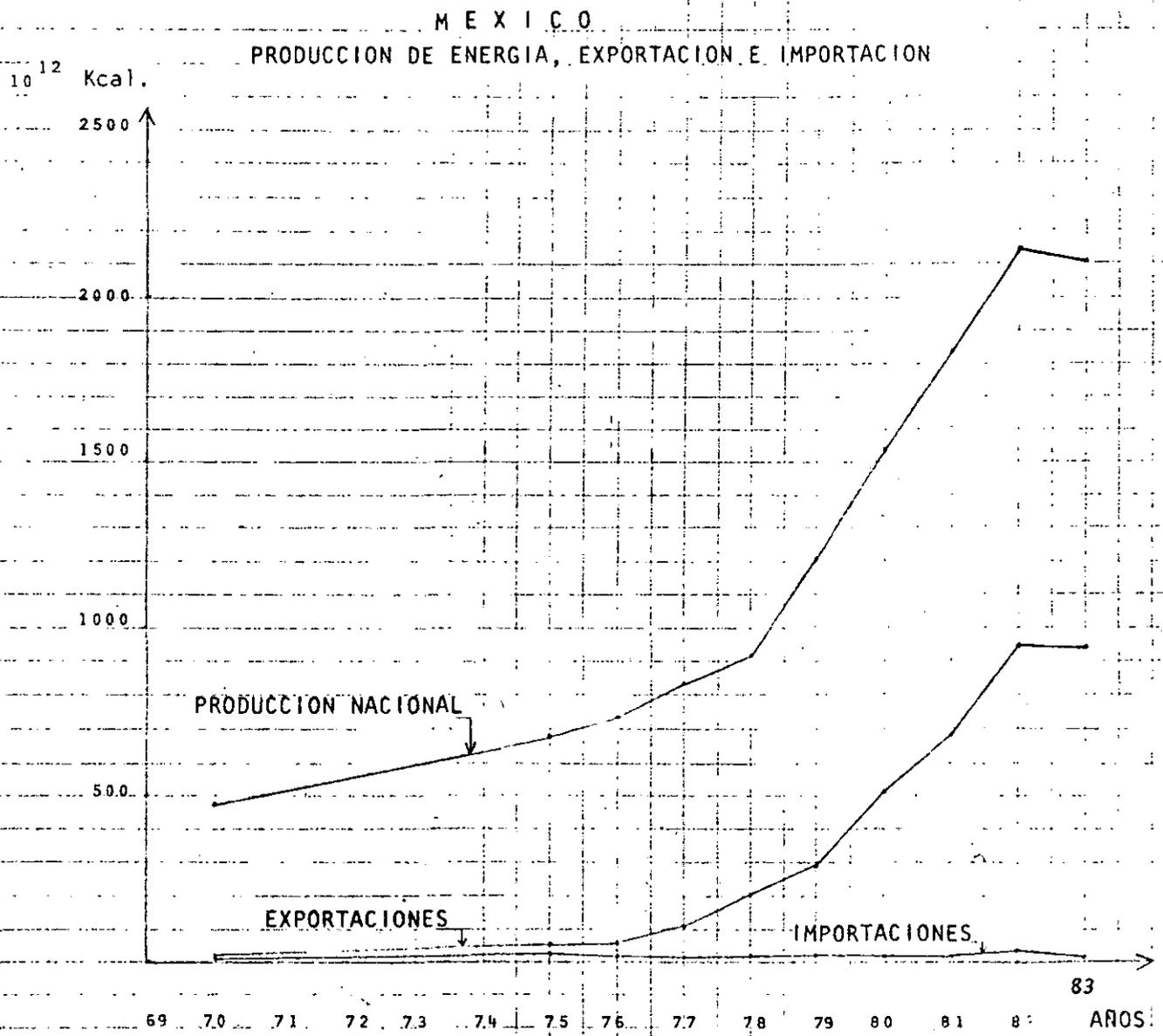
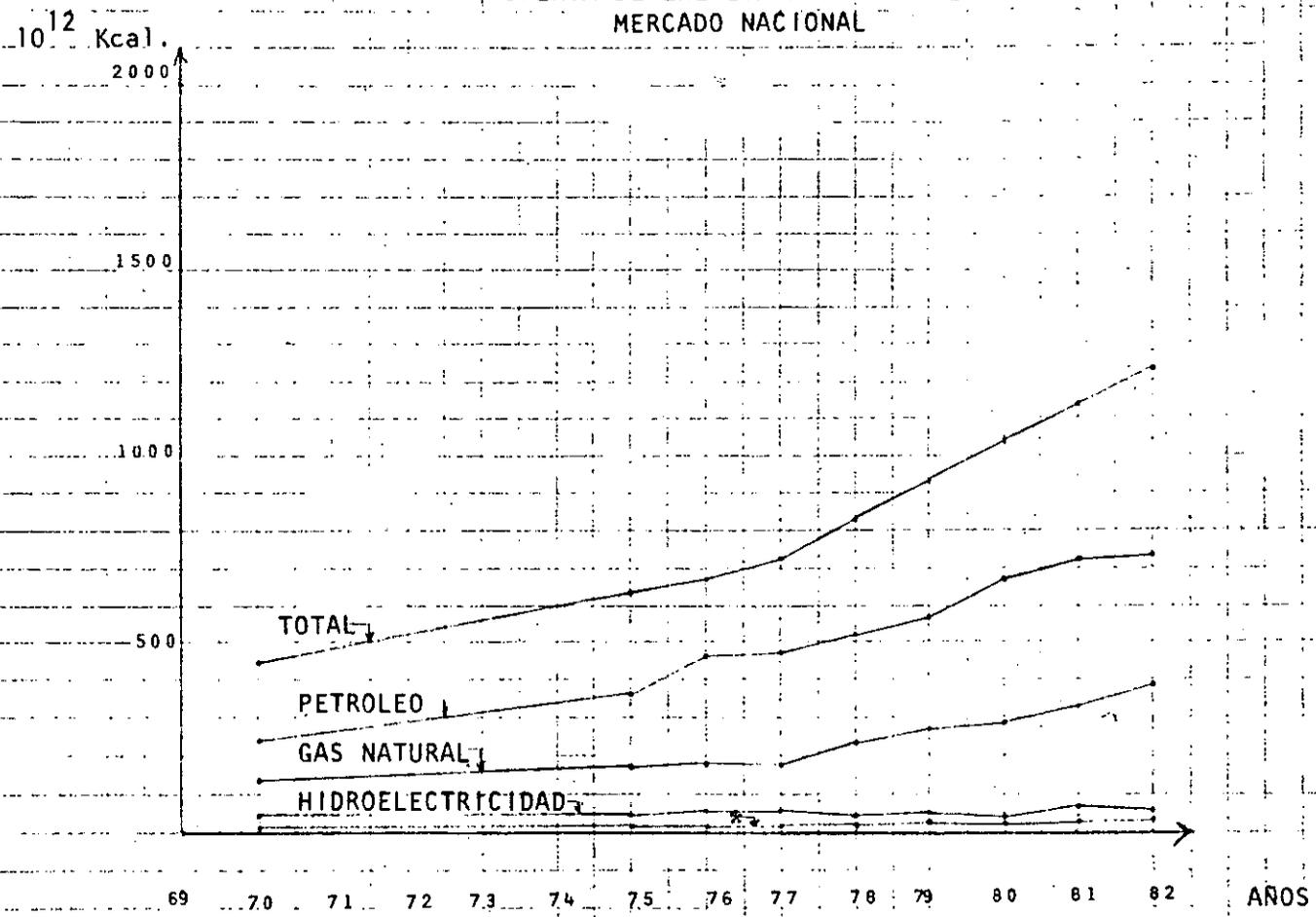


Fig. 3-7

MEXICO

COMPOSICION DE LA OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA AL MERCADO NACIONAL



* CARBON Y GEOTERMIA

Fig. 3-8

MEXICO

ENERGIA DESTINADA AL MERCADO NACIONAL

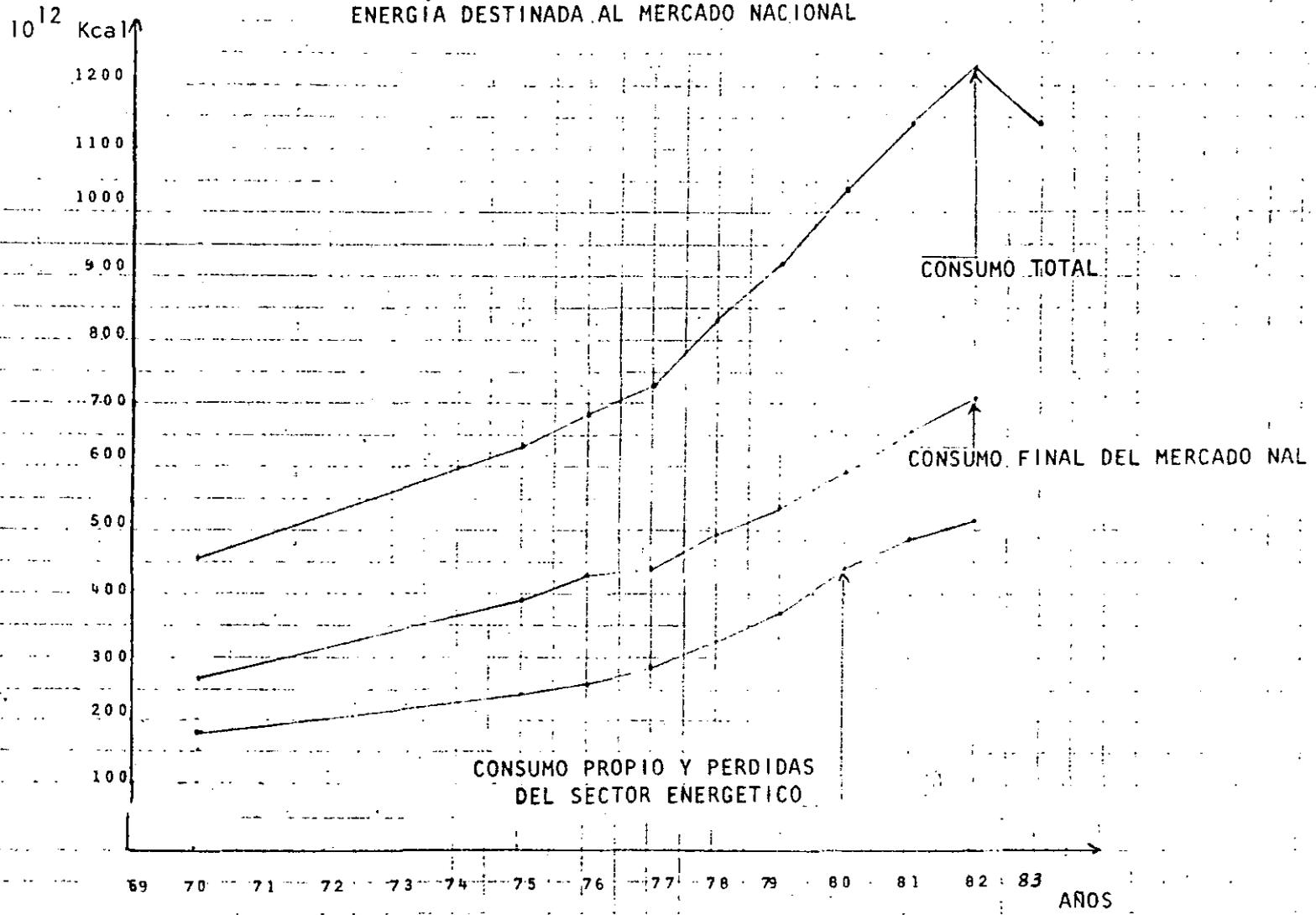


Fig. 3-9

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL

10^{12} Kcal

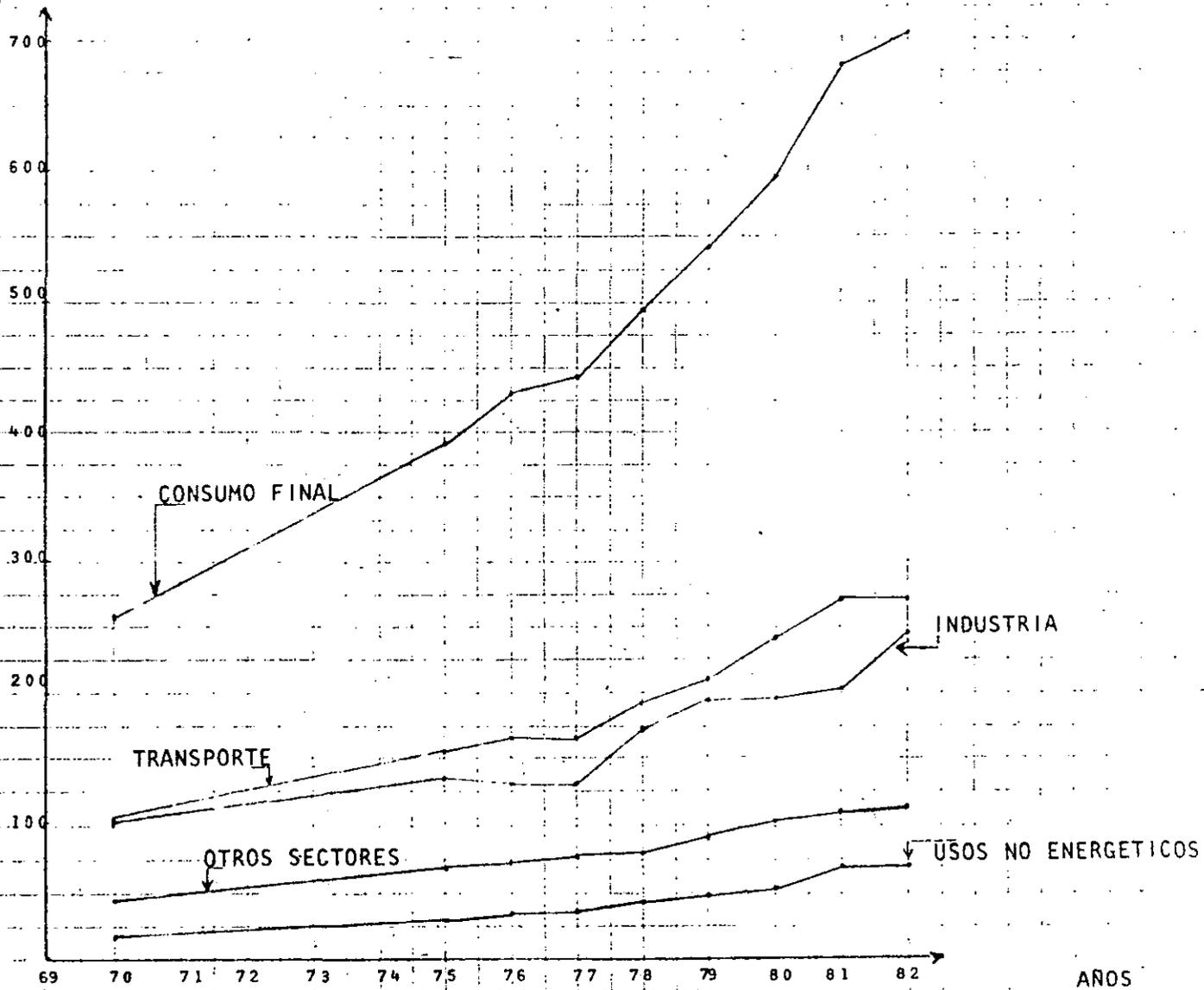


Fig. 3-10

Por último, en la Fig. 3-10 se muestra la evolución del consumo final del mercado nacional en el período considerado. La importancia relativa del sector transporte como el mayor consumidor de energía se ha mantenido ya que en 1970 representó el 38.2% y en 1982 el 38.3%.

En la tabla 3.6 se presenta información sobre indicadores económicos del sector energético de México, correspondiente al período comprendido entre los años 1970 y 1981, que permite analizar la evolución del sistema en ese período.

Un indicador significativo es la relación entre la energía primaria total (EPT) y el producto interno bruto (PIB) correspondientes a un año determinado, denominado coeficientes de energía o intensidad energética. Como puede verse en la tabla 3.6 esta relación se ha ido deteriorando, pasando de 0.65 litros de petróleo equivalente por dólar de producto interno bruto en 1970 a 0.81 en 1981. Como referencia puede citarse que en Brasil, que tiene un desarrollo económico similar al de México, este indicador era en 1978 de 0.4, o sea que la economía brasileña requiere la mitad de energía que la mexicana por unidad de producto interno bruto.

Otro indicador significativo es la relación entre la tasa de crecimiento anual de la energía primaria total y la tasa de crecimiento del producto interno bruto. Esta relación se denomina elasticidad energía-PIB. Como puede verse en la tabla 3.6, la elasticidad pasó de 1.1 en el período 1970-1975, que es un valor próximo al promedio mundial, a 1.5 en el período 1975-1981, lo que indica que ha crecido más de prisa el suministro de energía que el producto interno bruto. En este mismo período la mayoría de los países desarrollados lograron bajar esta elasticidad energía-PIB a valores del orden de 0.8, mediante programas de conservación de energía.

MEXICO

INDICADORES ECONOMICOS DEL SECTOR ENERGETICO

INTENSIDAD ENERGETICA

	<u>1970</u>	<u>1975</u>	<u>1977</u>	<u>1979</u>	<u>1981</u>
Producción nacional de energía 10 ⁶ ton. p.c.e.	44.05	63.42	77.30	111.59	170.85
Energía primaria para el merca do nacional (EPN) 10 ⁶ ton. p.c.e.	41.96	59.91	67.77	85.35	106.56
Producto interno bruto (PIB) 10 ⁹ dólares 75	64.15	88.07	94.96	112.21	131.43
Intensidad energética: $\frac{\text{EPN}}{\text{PIB}}$ Kg p.c.e./Dólar	0.65	0.68	0.71	0.76	0.81

ELASTICIDAD ENERGIA-PIB

	<u>1970-1975</u>	<u>1975-1981</u>
Tasa media de crecimiento anual	%	%
$\Delta \text{ E P N}$	7.4	10.1
$\Delta \text{ P I B}$	6.5	6.9
Elasticidad: $\frac{\Delta \text{ EPN}}{\Delta \text{ PIB}}$	1.1	1.5
Δ Exportaciones netas de petróleo		165.9
Δ Consumo de petróleo	9.6	10.9

Situación energética actual de México.

En la tabla 3-6 se presenta un resumen del balance nacional de energía correspondiente a 1983.

Los datos del balance de 1983 permiten hacer un diagnóstico de los principales problemas del sector energético de México. En primer lugar debe señalarse que casi la mitad de la energía primaria producida en el país se exporta en forma de petróleo crudo, disminuyendo así la disponibilidad futura de este recurso no renovable para el mercado nacional. En segundo lugar resalta la gran dependencia del mercado nacional de energía con respecto a los hidrocarburos, que representan el 92% de la oferta de energía a dicho mercado. En tercer lugar el balance muestra que el consumo propio y las pérdidas del sector energético (que está constituido por Petroleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad principalmente) alcanza el 40% de la energía que va al mercado nacional, quedando el 60% restante para el consumo final de los diferentes sectores consumidores. Como punto de comparación puede citarse que en el balance energético de Estados Unidos las pérdidas por conversión y transmisión de las empresas que constituyen el sector energético son del orden de un 25% de la energía destinada al mercado nacional. Por último los datos sobre consumo final que proporciona el balance de energía muestran un consumo muy elevado del sector del transporte, que requiere el 35% de la energía destinada al consumo final del mercado nacional. En Estados Unidos, que es un país que destina una cantidad elevada de energía al transporte, en comparación con otros países desarrollados, este sector consume algo menos del 30% de la energía disponible para el consumo final.

MEXICO: BALANCE NACIONAL DE ENERGIA 1983

	10 ¹² Kcal.	% Prod. Nal	
PRODUCCION NACIONAL	2078.073		
IMPORTACIONES	9.763		
EXPORTACIONES	-923.111	44.4	} 45.2
MAQUILA E INTERCAMBIO NETO	-15.777	0.8	
VARIACION DE INVENTARIOS	-1.955		
OFERTA AL MERCADO NACIONAL	1146.993		

COMPOSICION DE LA OFERTA AL MERCADO NACIONAL

	10 ¹² Kcal.	% oferta Nal.	
PETROLEO CRUDO	569.225	49.6	} 91.9
GAS NATURAL (Incluye líquidos del gas)	484.921	42.2	
CARBON MINERAL	29.629	2.6	
HIDROENERGIA	55.436	4.8	
GEOENERGIA	3.644	0.3	
ENERGIA SECUNDARIA IMPORTADA	4.138	0.4	
	1146.993		

CONSUMO PROPIO Y PERDIDAS DEL SECTOR ENERGETICO

	10 ¹² Kcal.	% oferta Nal.
GAS ASOCIADO NO APROVECHADO	56.956	
PERDIDAS POR TRANSFORMACION	280.046	
CONSUMO PROPIO	94.936	
PERDIDAS (TRANSP., DIST. Y ALM.)	29.054	
	460.992	40.2

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL

	10 ¹² Kcal.	% consumo final
INDUSTRIA	268.564	38.7
TRANSPORTE	244.194	35.2
RESIDENCIAL Y COMERCIAL	87.061	12.5
AGROPECUARIO	19.783	2.8
USOS NO ENERGETICOS	74.656	10.8
	694.258	
Ajustes	-8.257	

76

Fuente: Subdirección de Planeación y Coordinación. PEMEX.

Apéndice al tema 3

Los modelos logísticos se aplicaron inicialmente para representar el crecimiento de las poblaciones de seres vivos en un ambiente limitado. En 1838 el matemático francés P.F. Verhulst propuso una ley del crecimiento de las poblaciones humanas representada por una ecuación diferencial en la que se tenía en cuenta que la velocidad instantánea de crecimiento dF/dt en un ambiente limitado se ve retardada por el aumento del número de habitantes; representando gráficamente la ecuación de Verhulst se obtiene una curva logística.

Ochenta años más tarde R. Pearl y L.J. Reed, de la universidad John Hopkins, derivaron una ecuación que daba una curva logística de crecimiento y la aplicaron a los datos de los censos de Estados Unidos.

J.C. Fisher y R.H. Pry aplicaron en 1970 este tipo de ecuación al proceso de substitución tecnológica y C. Marchetti la utilizó en 1976 para representar la evolución de la participación de los diferentes energéticos en un mercado de energía determinado.

La deducción de la ecuación de la curva logística aplicada a la penetración de un nuevo energético a un mercado de energía limitado es como sigue:

Sea F la función que representa la fracción del mercado capturada por el nuevo energético en función del tiempo.

Si la penetración del nuevo energético creciese a una tasa anual constante k se tendría un crecimiento exponencial representado por la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{dF}{dt} = kF \therefore \frac{1}{F} \times \frac{dF}{dt} = k$$

Sin embargo el crecimiento de la utilización de un nuevo energético se ve frenado por la existencia de otros energéticos en un mercado en que la demanda total de energía tiene un valor determinado.

La diferencia entre el mercado total (igual a uno) y la fracción del mercado captutada por el energético es $(1-F)$.

Inicialmente la penetración del nuevo energético crece casi exponencialmente, pero a medida que aumenta su participación encuentra mayor resistencia a un crecimiento ulterior. Esto se representa modificando la ecuación diferencial de la siguiente forma:

$$\frac{1}{F} \times \frac{dF}{dt} = k(1-F)$$

que es la ecuación de una curva logística.

La ecuación anterior puede transformarse de la siguiente manera:

$$\left(\frac{1 - F + F}{F} \right) \frac{dF}{dt} = k(1-F)$$

$$\left(\frac{1 - F}{F} + 1 \right) \frac{dF}{dt} = k(1-F)$$

$$\left(\frac{1 - F}{F} \right) \frac{dF}{dt} + \frac{dF}{dt} = k(1-F)$$

$$\frac{1}{F} \frac{dF}{dt} + \frac{1}{1-F} \frac{dF}{dt} = k$$

$$\int \frac{1}{F} dF + \int \frac{1}{1-F} dF = \int k dt$$

$$\ln F - \ln (1-F) = kt + c$$

$$\ln \left(\frac{F}{1-F} \right) = kt + c$$

$$\frac{F}{1-F} = e^{kt+c}$$

Para representar gráficamente la ecuación anterior se toma en las abscisas el tiempo t en años y en las ordenadas los valores correspondientes de $F/1-F$. Para un periodo largo de tiempo las curvas resultantes tienen forma de S.

Si se utiliza en las ordenadas una escala logarítmica, o lo que es equivalente, si se grafica la función

$$\ln \left(\frac{F}{1-F} \right) = kt + c$$

con una escala normal, se obtiene una gráfica formada por segmentos de líneas rectas de diferentes pendientes.

Bibliografía del tema 3

Marchetti, C. "On strategies and fate". Second status report of the IIASA project on energy systems. International Institute for Applied Systems Analysis. Laxenburg. (Austria), 1976.

López Vancell, E. y Velez Ocón, C. "Proyecciones del mercado de la energía en México" Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, Vol. 1, Núm. 7. México, noviembre de 1977.

McDonald, A. "Energy in a Finite World". Informe elaborado por el grupo a cargo del Programa de Sistemas de Energía del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA), Laxenburg (Austria) mayo de 1981. Reproducido en la revista Ciencia y Tecnología del CONACYT.

Frish, J. R. "L'évolution des consommations d' energie dans le monde. Une retrospective 1960-1976". Electricité de France. París, 1980.

"Energéticos". Boletín informativo del sector energético. Agosto 1981 y Noviembre de 1982. Editado por el Secretario Técnico de la Comisión de Energéticos de México.

"México: balance de energía, 1983". Gerencia de Economía Energética. Petroleos Mexicanos, 1984.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

LA CONSERVACION DE LA ENERGIA Y LA DIVERSIFICACION
DE LA OFERTA ENERGETICA

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
OCTUBRE DE 1985

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

Ing. Jacinto Viqueira

Tema 6

La conservación de la energía y la diversificación de la oferta energética.

Al definir el término "conservación de energía", se señaló que se emplea para designar todas las acciones tendientes a lograr el uso más eficaz de los recursos energéticos finitos, incluso la substitución de una forma de energía por otra.

En México, la diversificación de la oferta energética es especialmente urgente, dada la gran dependencia con respecto a los hidrocarburos como fuente de energía primaria y el largo periodo de realización de los proyectos energéticos alternativos.

El Programa de Energía establece entre sus objetivos el de "diversificar las fuentes de energía primaria, prestando particular atención al empleo de los recursos renovables". Sin embargo en el documento que se ha publicado, que incluye únicamente el resumen y las conclusiones del Programa, no aparece un plan detallado para lograr esta diversificación, sino únicamente se plantean algunas metas y se proponen algunas actividades a desarrollar.

Resumiremos a continuación los principales planteamientos:

Petróleo y gas natural.- "La producción deberá cubrir la demanda interna, cualquiera que ésta sea, y generar un excedente exportable constante de 1.5 millones de barriles diarios de petróleo y 300 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. Ello significa, dadas las proyecciones del Programa de Energía, que la extracción de petróleo crudo y líquidos del gas sería de 3.5 millones diarios en 1985 y de 4.1 millones en 1990. La de gas natural ascendería a 4300 millones y a 6900 millones de pies cúbicos diarios en esos años respectivamente"(equivalentes a 860 000 y 1380000 millones de barriles de petróleo crudo).

Por lo que hace a la exportación del petróleo el Programa de Energía fija las siguientes reglas:

1. Tratar de evitar la concentración de más del 50% de las exportaciones mexicanas de hidrocarburos en un solo país.
2. Buscar mantener en menos del 20% la participación de las exportaciones mexicanas en el total de las importaciones de crudo y productos petrolíferos de cualquier país. - Sólo en el caso de las naciones de Centroamérica y el Caribe, se abastecerá hasta un 50% de sus necesidades de hidrocarburos.

Carbón.- De acuerdo con el Programa de Energía las reservas probadas de carbón coquizable son actualmente de alrededor de 1 500 millones de toneladas "in situ", equivalentes a más de 1 000 millones de carbón "todo uno".

En lo que se refiere a la utilización de este carbón en la industria siderúrgica nacional, se considera que si la expansión de la industria mantuviera las actuales proporciones entre los dos procesos utilizados: 70% para el alto horno con utilización de carbón y 30% para la reducción directa usando gas natural, el consumo bruto de carbón todo uno con destino siderúrgico aumentaría de 8.9 millones de

toneladas en 1979 a 28.7 millones en 1990. Las reservas probadas de carbón coquizable permitirán satisfacer con holgura el volumen requerido durante la vida útil de las plantas que se construyan hasta 1990. Sin embargo, será necesario asignar importantes recursos a ampliar la capacidad de producción en esta actividad minera.

Por lo que hace a la utilización del carbón para la generación de energía eléctrica el Programa de Energía señala que las reservas probadas de carbón no coquizable, localizadas en la cuenca de Río Escondido, en el norte del estado de Coahuila, alcanzan un total de 600 millones de toneladas. Esta dotación ha permitido construir una primera planta carboeléctrica con capacidad de 1 200 MW que está próxima a entrar en servicio y se prevé la construcción de dos plantas más, de 1 400 MW cada una, durante los años ochenta. En 1990 estos 4 000 MW de capacidad de generación contribuirán con casi el 11% de la generación bruta de electricidad y permitirán sustituir cerca de 120 000 barriles diarios de combustóleo. "Las posibilidades a más largo plazo de esta fuente de energía están bajo estudio y dependerán, entre otros factores, de los resultados de la exploración que en materia de carbón se realice en el país".

Uranio.- El Programa de Energía reconoce que las actuales reservas probadas de uranio sólo alcanzan para la vida útil de la planta nucleoelectrica de Laguna Verde y la recuperación de uranio como subproducto del procesamiento de la roca fosfórica con que cuenta el país permitirá alimentar una planta adicional de 1 200 MW.

Se propone reforza los programas de Uramex en materia de exploración de uranio en México. En cuanto al programa nucleoelectrico, anuncia que la primera unidad de Laguna Verde, con una capacidad de 654 MW entrará en servicio en 1983 y la segunda unidad, de la misma capacidad, en 1984. Señala que se instalará una unidad más que debe-

rá estar en servicio antes de 1990, con lo que México contará en ese año con una capacidad nucleoelectrica instalada del orden de 2 500 MW, lo que implica que la nueva unidad nucleoelectrica será de una capacidad del orden de 1 200 MW eléctricos.

Además de las dos plantas nucleoelectricas que deberán estar en operación en 1990, se propone iniciar a partir de 1981 la selección de sitios y tecnologías para las unidades que empezarian a funcionar durante los años noventa. El objetivo planteado es que a finales de siglo -- se tengan instalados 20 000 MW de capacidad nuclear.

Energía hidroeléctrica.- El potencial hidroeléctrico identificado, de acuerdo al más reciente estudio de la Comisión Federal de Electricidad, permitiría una generación media anual de 171 866 GWh, mediante el desarrollo de 541 aprovechamientos.

De este potencial, de acuerdo con el Programa de Energía, se estima posible desarrollar para 1990 la quinta parte, o sea una capacidad instalada capaz de generar --- 34 372 GWh/año y para el año 2000 las dos quintas partes, o sea una capacidad instalada capaz de generar 68 746/año. Como referencia, la generación hidroeléctrica en 1979 fue de 17 800 GWh con una capacidad instalada en plantas hidráulicas de 5 218 MW y la generación total de electricidad en el mismo año de 58 000 GWh, con una capacidad instalada total de generación de 14 297 MW. Se señala también que el potencial hidroeléctrico teórico es bastante mayor que el identificado, lo que indica que hay todavía grandes posibilidades de ampliar el potencial identificado.

Energía geotérmica.- El Programa de Energía establece metas mínimas de aprovechamiento de este recurso, que consisten en llegar a 620 MW de capacidad en 1990 en lugar de los 150 MW en servicio en 1980.

Energía Solar.- El Programa de Energía señala que "la opción solar ha recibido recientemente gran atención en el mundo y se le dedican volúmenes crecientes de recursos. Su utilización en gran escala es, sin embargo, un evento del futuro. A corto y mediano plazos su aportación al balance energético será marginal. No obstante, puede ayudar a mejorar las condiciones de vida y de producción de comunidades no integradas al sistema eléctrico nacional. Asimismo, tiene aplicaciones domésticas de gran importancia, como la llamada energía solar pasiva, consistente en diseñar los espacios habitacionales de manera que se aprovecha mejor este recurso. A más largo plazo, si los esfuerzos tecnológicos en este campo tienen éxito, dicha fuente contribuirá a sentar las bases para el desarrollo de sistemas eléctricos descentralizados que utilicen un recurso permanente, ampliando así la gama de opciones energéticas".

Recursos energéticos de México.

En la sección anterior se resumieron los planteamientos del Programa de Energía para diversificar la oferta de energía primaria.

Se expondrá ahora cual es el conocimiento actual sobre los recursos energéticos de México. La mayor parte de la información se ha tomado del estudio "Perfil energético de México", que apareció en el número de agosto de 1979 de "Energéticos", boletín informativo del sector energético publicado por la Comisión de Energéticos. Algunos datos, como las reservas petroleras, se han actualizado con información más reciente.

RECURSOS ENERGETICOS DE MEXICO

I. RECURSOS NO RENOVABLES
(Cantidades recuperables)

RECURSO	TIPO DE INFORMACION	CANTIDAD	EQUIVALENTE TERMICO Kcal	CONSUMO EN 1980 Kcal
HIDROCARBUROS	Reservas probadas	72,000 x 10 ⁶ B	92,327 x 10 ¹²	769.8 x 10 ¹²
	Recursos potenciales	250,000 x 10 ⁶ B	320,578 x 10 ¹²	
CARBON	Reservas probadas	1,400 x 10 ⁶ Ton	7,000 x 10 ¹²	41.0 x 10 ¹²
	Recursos potenciales	4,000 x 10 ⁶ Ton	20,000 x 10 ¹²	
URANIO	Reservas probadas	10,000 Ton	725 x 10 ¹²	0.0
	Recursos potenciales	225,000 Ton	16,313 x 10 ¹²	
GEOTERMIA	Reservas probadas	86,899 GWH	267 x 10 ¹²	2.8 x 10 ¹²
	Recursos potenciales	411,860 GWH	1,266 x 10 ¹²	

II. RECURSOS RENOVABLES

RECURSO	TIPO DE INFORMACION	ENERGIA ANUAL	EQUIVALENTE TERMICO Kcal/año	CONSUMO EN 1980 Kcal
HIDROELECTRICIDAD	Potencial identificado	171,866 GWH	528 x 10 ¹²	51.3 x 10 ¹²

EQUIVALENTES TERMICOS

1 Barril de petróleo equivalente
1 Tonelada de carbón
1 Kg. de nio
1 KWH hid. eléctrico

1,282,314 Kcal
5,000,000 Kcal
72,500,000
3,074 k

Consumo total de enegía
primaria en 1980: 865.1 x 10¹² Kcal

En la tabla 2 se proporcionan los datos sobre las reservas probadas de los distintos energéticos convencionales con que cuenta México y los recursos potenciales de los mismos, de acuerdo con la información más reciente.

El propósito de la tabla 2 es mostrar la situación actual de la información sobre los recursos energéticos convencionales con que cuenta el país para diversificar la oferta de energía primaria a corto y mediano plazo. Por esa razón no se incluyeron en la tabla estimaciones sobre las fuentes de energía llamadas no convencionales, principalmente la energía solar y la fusión nuclear, que pueden jugar un papel decisivo a largo plazo, durante el transcurso del siglo XXI, para substituir a los hidrocarburos en la mayor parte de sus utilizaciones energéticas, pero que en lo que queda del presente siglo tendrán todavía una participación muy reducida en el caso de la energía solar y nula en el de la fusión, en la oferta energética. Mas adelante se analizarán brevemente las potencialidades de esas nuevas fuentes de energía.

Por lo que hace al uranio, los datos de la tabla 2 se refiere al empleo de reactores térmicos convencionales, sin realización del reprocesamiento del combustible irradiado. Como es bien sabido, estos tipos de reactores emplean el uranio muy ineficientemente, ya que utilizan como material fisionable el isótopo U235, del cual el uranio natural contiene únicamente 0.7%, estando el 99.3% restante constituido por U238, que no es fisionable. Como las reservas mundiales de uranio son limitadas, se considera que de continuarse empleando exclusivamente este tipo de reactores para la generación de energía eléctrica, el uranio se agotaría antes que el petróleo y la energía nuclear de fisión jugaría nada más un papel de energía de transición.

La introducción de los reactores de cría o de neutrones rápidos, actualmente en proceso de desarrollo en - -

algunos países, permitiría utilizar casi toda la energía --- de fisión contenida en el uranio, multiplicando por un factor del orden de 70 el potencial energético de los recursos de uranio. En efecto, en los reactores de cría el combustible se compone de plutonio (que se obtiene al reprocesar el combustible irradiado de los reactores térmicos) y de uranio natural. Al mismo tiempo que consumen plutonio y producen calor, los reactores de cría convierten el isótopo U238, que constituye, como se dijo, el 99.3% del uranio natural y que no es fisiónable, en plutonio, que si es fisiónable, y pueden diseñarse los reactores de manera que produzcan más plutonio a partir del U238 del que consumen, constituyendo así una fuente de calor que se aprovecha para generar electricidad y una fábrica de material fisil a partir del uranio natural.

En cuanto a la geotermia, los recursos potenciales indicados en la tabla 2 se refieren a una estimación de la energía eléctrica que podría obtenerse de los llamados sistemas hidrotérmicos de alta temperatura, que son los que se pueden explotar con la tecnología actualmente conocida para obtener vapor de características adecuadas para utilizarse en una planta generadora termoeléctrica.

Para dar una idea del desarrollo actual del aprovechamiento de la energía geotérmica en México y de sus perspectivas futuras, se cita a continuación una parte del informe del Grupo Técnico sobre Energía Geotérmica de la Conferencia de la Naciones Unidas sobre Fuentes de Energía Nuevas y Renovables:

"El desarrollo de la energía geotérmica en México ha tenido un fuerte impulso en los dos últimos decenios, en especial con la instalación de la planta geotérmica de Cerro Prieto, en el estado de Baja California Norte. Su capacidad actual es de 150 MW. La generación de electricidad mediante energía geotérmica puede jugar un papel signi-

ficativo en el desarrollo energético del país y contribuir al ahorro y a la sustitución de hidrocarburos, según se hace constar en el plan global energético del gobierno. - - Actualmente, está en proceso de construcción una ampliación en la planta de Cerro Prieto que consta de una unidad de -- más de 30 MW de baja presión. Se tiene programada otra - de 620 MW, para 1985.

Se estima que en esta zona, con una superficie de 12 Km² estudiados con todo detalle, existen reservas de vapor suficientes para generar 7 000 millones de kWh anuales durante 20 años y que los recursos geotérmicos potenciales estimados en todo el país son del orden de 411 860 GWh, que a su vez se traducen en 49.4 millones de barriles anuales de petróleo.

Como puede observarse en la tabla 3, en 1980 México estaba entre los seis países más desarrollados en el campo de la energía geotérmica; de acuerdo con los programas energéticos nacionales, en el año 2000 será el segundo en importancia a nivel mundial en relación con la capacidad instalada obtenida de energía geotérmica."

En lo referente al carbón, de los 1 400 millones de toneladas de reservas probadas de carbón "todo uno", mil millones corresponden a carbón coquizable y se reservan para utilizarse en la industria siderúrgica. Los cuatrocientos millones de toneladas restantes están constituidos por carbón no coquizable destinado a la generación de energía eléctrica. Puede verse en la tabla 2 que los recursos de carbón de México, tanto en reservas probadas como en recursos potenciales son más importantes que los de uranio, si estos se utilizan únicamente en reactores térmicos.

Los hidrocarburos constituyen los recursos energéticos no renovables más importantes de México. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que los esfuerzos y recursos dedicados a su exploración han sido mucho mayores que los reali-

CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGIA ELECTRICA OBTENIDA DE
ENERGIA GEOTERMICA EN MW

PAIS	1980	1985	1990	1995	2000
Estados Unidos	923	1 674	4 374	4 974	5 824
Filipinas	446	558	1 225	1 225+	1 225+
Italia	440	480	560	620	800
Nueva Zelandia	202	191	282	382	382+
Japón	168	1 000	3 668	3 668+	3 668+
México	150	620	1 000	2 000	4 000
Otros países*	133	278	1 158	1 478	1 745
T o t a l	2 462	4 801	12 267	14 347	17 644

+ Indica que la cifra es un valor mínimo

* "Otros países", incluye a 11 países con capacidades instaladas muy bajas.

Fuente: Informe del Grupo Técnico sobre energía geotérmica de Naciones Unidas correspondiente a su segundo periodo de sesiones, 11 de diciembre de 1980.

zados para los otros recursos y que es posible que en la medida en que se amplie el conocimiento de los recursos energéticos del país, como lo prevé el Programa de Energía, puedan ampliarse las reservas de aquellos energéticos cuya exploración ha sido hasta la fecha muy limitada.

El único recurso energético renovable incluido en la tabla 2 es la energía hidroeléctrica, que puede considerarse un aprovechamiento indirecto de la energía solar. La geotermia se ha considerado entre los recursos no renovables, ya que la recarga de los reservorios geotérmicos es mucho más lenta que la extracción de la energía geotérmica a través de los pozos en un campo en explotación.

El potencial hidroeléctrico pendiente de explotar en México es importante. Puede verse en la última columna de la tabla 2 que en 1980 únicamente se utilizó el 9.7% del potencial identificado.

A la luz de la información anterior sobre los recursos energéticos de México, dos aspectos llaman la atención en las propuestas del Programa de Energía para diversificar las fuentes de energía primaria: lo modesto del programa hidroeléctrico y lo ambicioso del programa nuclear.

Resulta sorprendente que no se proponga aprovechar al máximo el potencial hidroeléctrico del país en el plazo más breve posible y se proponga en cambio un programa nuclear importante, cuando, de acuerdo con la información del propio Programa de Energía, que se reproduce en la tabla 4, las plantas hidroeléctricas resultan más económicas que las nucleoelectricas y, además, la mayor parte de la inversión en una planta hidroeléctrica se hace en moneda nacional, la ingeniería y la tecnología utilizadas en el proyecto y la construcción de ese tipo de plantas son casi totalmente nacionales, mientras que la dependencia tecnológica con respecto del extranjero en el caso de una planta nucleoelectrica es actualmente muy grande y por último las plantas hidroeléctricas utilizan un recurso energético renovable y constituyen un

Costos estimados de generación eléctrica para nuevas plantas
(pesos por KWh)*

	Geo- térmica	Carbo- eléctrica	Hidro- eléctrica	Nucleo- eléctrica	Termo- eléctrica a base de combustóleo
Total	0.35	0.47	0.48	0.52	0.69
Costo de inversión	0.25	0.18	0.44	0.32	0.12
Costo de explotación	0.12	0.07	0.04	0.05	0.04
Costo de combustible**	—	0.22	—	0.15	0.53

* Precios de 1979

** Comparación con base en precios internacionales de los combustibles

Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial

Los costos unitarios totales se calcularon con base en cifras a precios de 1979, considerando el valor de los combustibles en el mercado internacional. Para las estimaciones se seleccionaron las plantas más representativas por fuente energética primaria. Puede observarse que en los casos de la generación geotérmica, hidráulica y nuclear, el costo de inversión tiene el mayor peso relativo, mientras que en las termoeléctricas a base de carbón y de hidrocarburos predomina el de los combustibles. Sumando los distintos componentes, la fuente más económica es la geotérmica y la más costosa, la generación a partir de combustóleo. No hay gran diferencia en el caso de las tres fuentes restantes. Debido al alto valor de los hidrocarburos en el mercado internacional y a los usos alternativos que éstos tienen, conviene disminuir su participación en la generación eléctrica. En el futuro, a medida que su precio se eleve en términos reales, resultará cada vez menos atractivo para la economía utilizarlos para este propósito.

aprovechamiento indirecto de la energía solar. A continuación se analizan con más detalle estos aspectos.

La energía hidroeléctrica, recurso importante para diversificar la oferta energética.

El más reciente estudio sobre potencial hidroeléctrico nacional fue realizado y publicado por la Comisión -- Federal de Electricidad en 1978 y se ha publicado también -- en la revista Ingeniería, órgano oficial de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en su número 3 de 1980. Los resultados resumidos de ese estudio aparecieron en el número de agosto de 1979 de Energéticos, boletín informativo del -- sector energético, que publica la Comisión de Energéticos, Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial.

En la tabla 5, tomada de dicho estudio, se resume el potencial hidroeléctrico identificado, agrupado por unidad federativa. De acuerdo con dicha tabla, el desarrollo de todo el potencial hidroeléctrico actualmente identificado permitiría generar anualmente 171 866 GWh, o sea el triple de la generación total de energía eléctrica producida en 1979.

La relación entre el potencial hidroeléctrico identificado y el teórico, para el total del territorio del -- país, es de 0.39, lo que indica, como lo reconoce el Programa de Energía, "que hay todavía grandes posibilidades hidroeléctricas"; y que el potencial hidroeléctrico puede aumentar en forma importante a medida que se complete la información cartográfica e hidrométrica y las exploraciones de campo.

En el mapa de la figura 5 se indica la distribución espacial del potencial hidroeléctrico indentificado, según cuencas hidrográficas y la relación entre el potencial indentificado y el potencial bruto teórico, para cada cuenca.

En la tabla 6 se indica la capacidad en operación de plantas hidroeléctricas al 31 de diciembre de 1979, la ge

TABLA 5

Núm.	ESTADO	No. PROYS.	POT. MED. M. W.	G. MED. A. G. W. H.	% POTENCIA	% GENERACION
1.-	Coahuila	1	14	123	0.1	0.1
2.-	Colima.	3	42	368	0.2	0.2
3.-	Chiapas.	91	6,558	57,430	33.4	33.4
4.-	Chihuahua.	24	613	5,371	3.1	3.1
5.-	Durango.	20	701	6,144	3.6	3.6
6.-	Guerrero.	33	1,826	15,995	9.3	9.3
7.-	Guanajuato.	2	42	368	0.2	0.2
8.-	Hidalgo.	7	127	1,113	0.6	0.6
9.-	Jalisco.	31	763	6,684	3.9	3.9
10.-	México.	14	353	3,098	1.8	1.8
11.-	Michoacán.	30	768	6,728	3.9	3.9
12.-	Morelos.	2	66	578	0.3	0.3
13.-	Nayarit.	30	856	7,501	4.4	4.4
14.-	Nuevo León.	1	5	44	0.0	0.0
15.-	Oaxaca.	66	2,507	21,964	12.8	12.8
16.-	Puebla.	28	817	7,159	4.2	4.2
17.-	Querétaro.	4	137	1,200	0.7	0.7
18.-	San Luis Potosí.	21	447	3,918	2.3	2.3
19.-	Sinaloa.	24	527	4,617	2.7	2.7
20.-	Sonora.	15	414	3,628	2.1	2.1
21.-	Tabasco.	8	209	1,830	1.1	1.1
22.-	Tamaulipas.	10	95	833	0.5	0.5
23.-	Veracruz.	62	1,614	14,137	8.2	8.2
24.-	Zacatecas.	8	118	1,035	0.6	0.6
	S U M A S	541	19,619	171,866	100.0	100.0

CUADRO 6.- POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO POR ENTIDAD FEDERATIVA.

DISTRIBUCION ESPACIAL DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO



Fig. 5

RESUMEN DEL
 POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO DE MEXICO
 DICIEMBRE DE 1979.

	<u>POTENCIA</u>		<u>ENERGIA ANUAL</u>		<u>FACTOR DE PLANTA</u>
	MW	% del total	GWh	% del total	%
En operación	5219	14.5	17839	10.4	39.0
En construcción	2070	5.8	6855	4.0	37.8
En programa	1889	5.3	6452	3.7	39.0
Pendiente de desarrollar	<u>26716</u>	<u>74.4</u>	<u>140720</u>	<u>81.9</u>	60.0
T O T A L	35894	100.0	171866	100.0	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

neración hidroeléctrica durante ese año , la capacidad de plantas hidroeléctricas en construcción y en programa y el potencial hidroeléctrico identificado pendiente de desarrollar en esa fecha.

Puede verse que la energía hidroeléctrica generada en 1979 representa únicamente el 10% de la que podría generarse si estuviese desarrollado todo el potencial hidroeléctrico actualmente identificado.

En la gráfica de la figura 6, tomada del estudio del potencial hidroeléctrico nacional realizado por la Comisión Federal de Electricidad, se muestra que en la hipótesis de un consumo de energía de 400 000 GWh en el año 2000, o sea casi siete veces mayor que el que se tuvo en 1979, la energía eléctrica proporcionada por las plantas hidroeléctricas podría representar el 43% del total, si para esa fecha se tuviese desarrollado todo el potencial hidroeléctrico actualmente identificado.

Lo anterior muestra que las plantas hidroeléctricas pueden jugar un papel muy importante en los próximos años en México para diversificar la oferta energética, puesto que el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar es considerable y el costo del KWh producido en este tipo de plantas es menor que el producido en una planta nuclear o en una termoeléctrica convencional que use combustóleo a precio internacional, como puede verse en la tabla 4 antes citada.

Además, las plantas hidroeléctricas presentan las siguientes ventajas que generalmente no se toman en cuenta en las comparaciones económicas.

- a) La energía hidráulica es un recurso renovable debido a la energía solar, que es la que produce el ciclo hidráulico. Su uso para generar electricidad permite ahorrar el consumo de recur

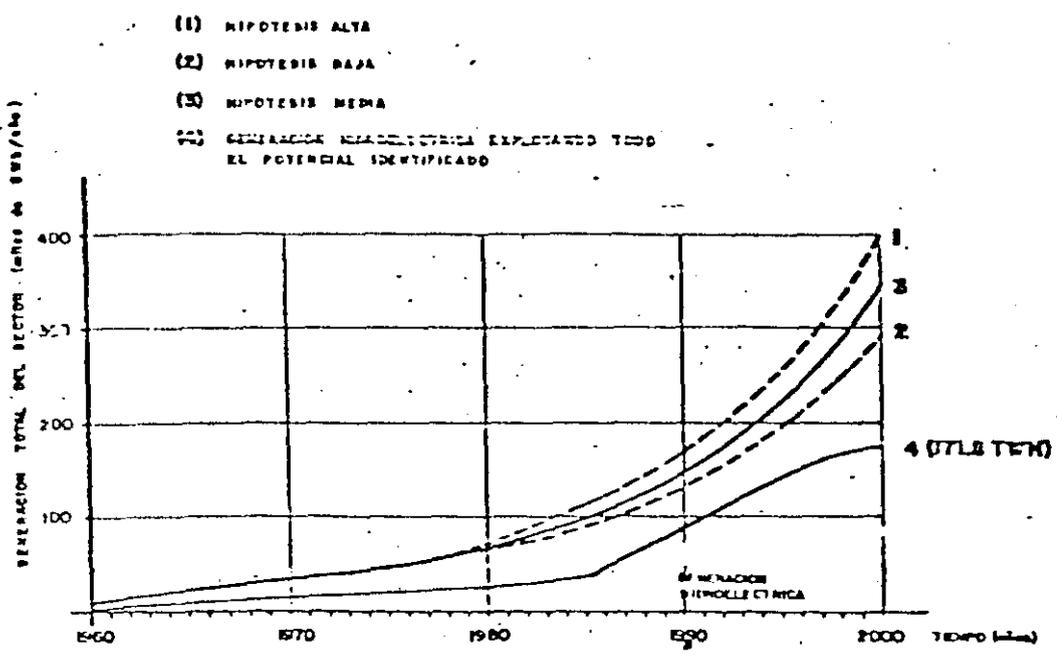


Fig. 6

Los recursos no renovables y prolongar así la disponibilidad de estos. Sin embargo los métodos de evaluación económica usualmente utilizados no toman en cuenta el hecho de que se trata de un recurso que no se agota y dura indefinidamente y al hacer la comparación con una planta generadora que utilice un recurso no renovable se limitan a comparar los costos de inversión y de operación (incluyendo el costo del combustible en el segundo caso). En realidad puede considerarse que el potencial hidroeléctrico no utilizado significa un desperdicio de energía análogo a, por ejemplo, la quema de gas natural en la atmósfera.

- b) La larga vida de las instalaciones hidroeléctricas y los bajos costos de operación hacen que el costo de la energía generada sea muy poco afectado por la inflación, al contrario de lo que ocurre con las plantas termoeléctricas, donde el aumento de precio de los combustibles afecta en forma importante el costo de la energía generada.
- c) La componente nacional en el costo de las plantas hidroeléctricas es actualmente de más del 70% mientras que en las termoeléctricas es del orden del 55%, como puede verse en la tabla 7 preparada por la Gerencia General de Estudios e Ingeniería Preliminar de la Comisión Federal de Electricidad en 1977. Puesto que ya actualmente tanto la ingeniería y el diseño como la construcción y el montaje de estas plantas se realizan con recursos y tecnologías nacionales, la componente nacional del costo podría elevarse en breve plazo a prácticamente el 100%, si se desarrolla la

INTEGRACION DEL COSTO DE LAS OBRAS

VALORES MEDIOS

	<u>C O N C E P T O S</u>	<u>PLANTAS</u>	<u>PLANTAS</u>	<u>LINEAS</u>
		<u>TERMOELECTRICAS</u>	<u>HIDROELECTRICAS</u>	<u>DE</u>
		<u>CON</u>	<u>CON</u>	<u>TRANSMISION</u>
		<u>SUBESTACION</u>	<u>SUBESTACION</u>	<u>ALTA TENSION</u>
		%	%	%
EQUIPOS Y MATERIALES	NACIONAL	15	10	60
	IMPORTACION	40	25	10
INGENIERIA Y DISEÑO	NACIONAL	2.5	1.95	1
	IMPORTACION	0.5	0.05	0
CONSTRUCCION Y MONTAJE	NACIONAL	37	60	28
	IMPORTACION	5	3	1
		<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>

EN ESTA DISTRIBUCION SOLO SE HAN INCLUIDO LOS COSTOS DIRECTOS, ES DECIR, NO COMPRENDE INDIRECTOS DE OFICINAS NACIONALES, NI LOS INTERESES DURANTE LA COSNTRUCCION.

fabricación en México de las turbinas hidráulicas y los generadores eléctricos correspondientes.

- d) Los desarrollos hidroeléctricos constituyen frecuentemente una parte de un aprovechamiento hidráulico de usos múltiples, en cuyo caso los costos deben prorratearse entre los diferentes usos. Esto es especialmente interesante con las condiciones hidrometeorológicas que se tienen en el territorio nacional, caracterizadas por una temporada de lluvias y una temporada de estiaje muy marcadas, ya que un desarrollo hidroeléctrico con capacidad de almacenamiento anual permite regular el gasto del río y obtener beneficios adicionales para la agricultura, mediante el riego y el control de avenidas.
- e) Las plantas hidroeléctricas no son contaminantes, a diferencia de las termoeléctricas, y en general tienen una influencia positiva en la ecología de la región. Su construcción crea una fuente importante de empleo para la mano de obra local y contribuye a mejorar la infraestructura de la zona, mediante la apertura de vías de comunicación, centros de población y, en ocasiones, desarrollos turísticos.
- f) La flexibilidad de operación de las plantas hidroeléctricas las hace especialmente útiles en los grandes sistemas eléctricos interconectados.
- g) Como ya se señaló antes, en México se ha alcanzado un alto nivel en la ingeniería de los desarrollos hidroeléctricos. Dado que el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar en América Latina es aún considerable, este podría ser un campo propicio para la exportación de ingenie-

APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DE LOS PAISES DE AMERICA LATINA (1975)

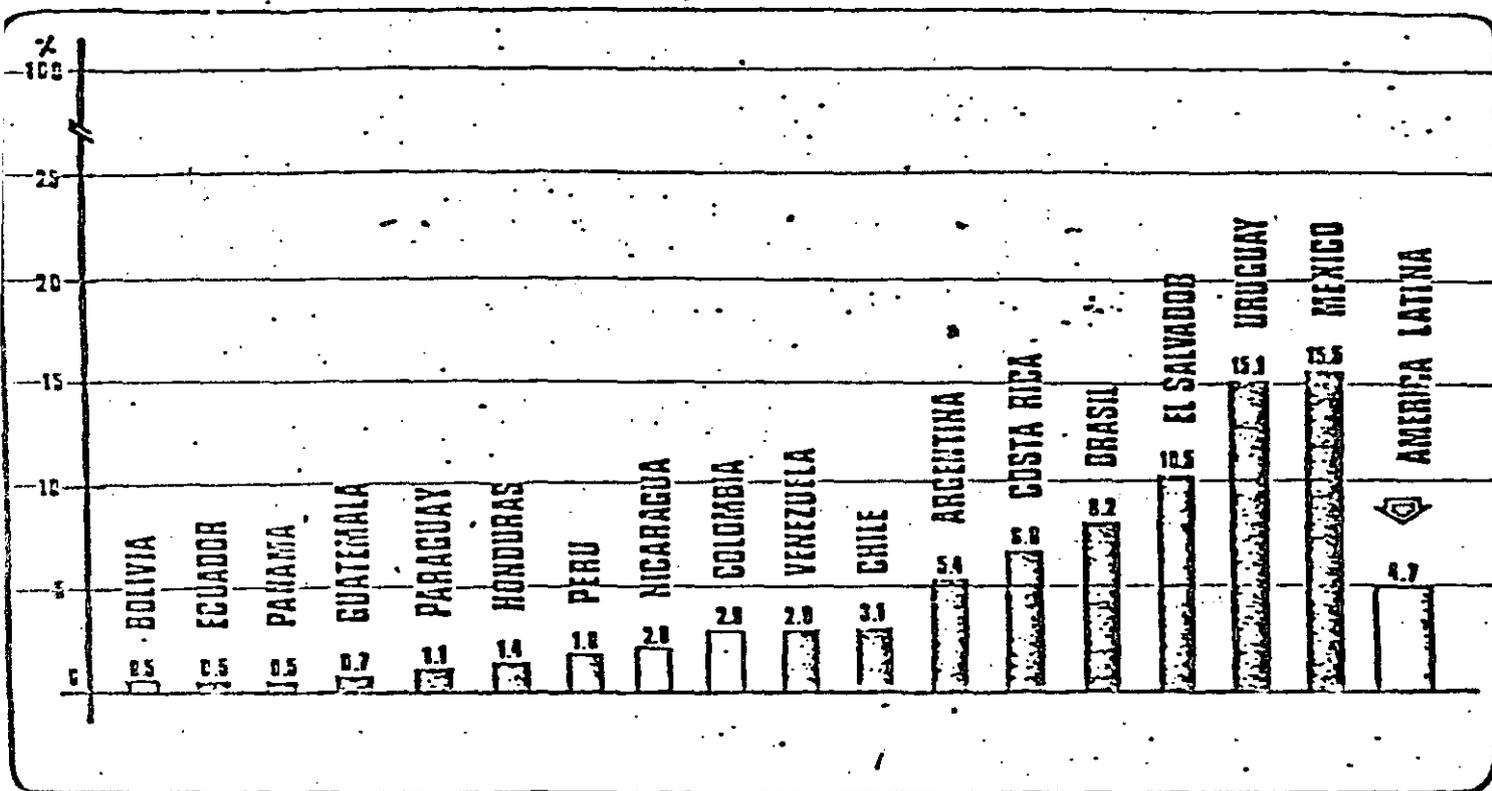


Fig. 7

ría y tecnología mexicanas. En la gráfica de la figura 7, tomada del trabajo presentado por el ingeniero Bernardo Quintana con motivo de su ingreso a la Academia Mexicana de Ingeniería, se indica el potencial hidroeléctrico aprovechado en 1975 en los países de América Latina en relación con el potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable; puede verse en dicha gráfica que, para el conjunto de países de América Latina, sólo se aprovecha el 4.7% del potencial hidroeléctrico posible.

En conclusión, debería plantearse en el Programa de Energía la meta de desarrollar todo el potencial hidroeléctrico de México de aquí a fin de siglo. Como se ha señalado antes, la contribución de la energía hidroeléctrica a diversificar la oferta energética, disminuyendo así la dependencia con respecto de los hidrocarburos, podría ser considerable como lo serían también los beneficios indirectos de un importante programa hidroeléctrico.

Inconvenientes de un programa nucleoelectrico de gran magnitud.

En cuanto al programa nucleoelectrico propuesto en el Programa de Energía, ya me referí en otra ocasión a lo innecesario e inconveniente de arrancar de inmediato un programa de gran magnitud. Vuelvo ahora a exponer esas razones, refiriéndome a dos aspectos principales: costo y dependencia del extranjero.

Costo. Como se muestra en la tabla 4, antes citada, tomada del Programa de Energía, el costo estimado de generación de un KWh en una planta nucleoelectrica es más elevado que el costo del KWh generado en una planta hidroeléctrica, carboceléctrica o geotermoeléctrica y sólo es mayor el de una termoeléctrica convencional que utilice combustóleo a precio

internacional.

Por otra parte, como puede verse en dicha tabla 4, el costo de inversión de una planta nucleoelectrica es elevado, sólo superado por el de una planta hidroeléctrica, pero con la importante diferencia a favor de ésta última de -- que, como ya se dijo, gran parte de la inversión en una planta hidroeléctrica se hace en moneda nacional, puesto que la mayor parte de los insumos necesarios son producidos en el país, mientras que en el caso de una nucleoelectrica la inversión necesaria requiere que el país desembolse divisas -- extranjeras, debido a que casi todo el equipo y la ingeniería del proyecto tienen actualmente que importarse.

En cuanto al costo de combustible, que representa en el caso de la nucleoelectrica, el 29% del costo del KWh, es, en el caso de la hidroeléctrica, evidentemente igual a -- cero. Esto significa que el costo de generación de una -- planta hidroeléctrica prácticamente no se verá afectado por la inflación futura, mientras que el aumento futuro del precio del uranio si incidirá en el costo de generación de la -- planta nucleoelectrica.

Los datos anteriores demuestran que las plantas -- nucleoelectricas no resultan actualmente competitivas, en -- las condiciones de México, con otros medios de generación -- disponibles.

Dependencia del extranjero. La instalación de plantas nucleoelectricas en México, en las condiciones actuales de desarrollo del país, produciría una gran dependencia con respecto al extranjero en tres aspectos: la ingeniería de proyectos, la compra de maquinaria y equipos y el ciclo de combustible.

En la tabla 7, antes mencionada, puede verse que la componente nacional en el costo de una planta termoeléctrica convencional es del 55%. Para el caso de la planta nucleoelectrica de Laguna Verde, la componente nacional será bastante inferior a la correspondiente a una termoeléctri

ca convencional, posiblemente del orden del 12%.

Además será relativamente fácil aumentar considerablemente la participación nacional en el caso de las plantas hidroeléctricas, mediante la fabricación en México de turbinas hidráulicas y generadores y en el caso de las termoeléctricas se fabrica ya parte de las calderas y podría iniciarse la fabricación de turbogeneradores con capacidades hasta de 360 MW. En cambio será mucho más difícil y costoso fabricar equipo nuclear o los grandes turbogeneradores (por lo menos de 600 MW) utilizados en las plantas nucleoelectricas.

Pero la dependencia más peligrosa se produciría en el ciclo de combustible.

En primer lugar hay que señalar que el uranio para la primera carga de la planta de Laguna Verde se compró en el extranjero, a la empresa francesa URAMEX y fue enriquecida en los Estados Unidos.

En segundo lugar la situación internacional en el campo de la energía nuclear hace prácticamente imposible que se puedan realizar en México, en un futuro previsible todas las fases del ciclo de combustible. Este ciclo incluye el beneficio del mineral y la obtención de concentrados, la conversión en hexafluoruro de uranio y el enriquecimiento del uranio en caso de que se utilice en los reactores de uranio enriquecido, la fabricación de los elementos combustibles de óxido de uranio, enriquecido o no según el tipo de reactor a que esté destinado, el reprocesamiento del combustible irradiado después de haber sido utilizado en los reactores, que permite recuperar óxido de uranio y obtener plutonio, que pueden usarse de nuevo como combustibles, y que produce desechos radiactivos de muy larga vida que deben almacenarse en una forma segura.

En enero de 1976, los representantes de los siete

principales países exportadores de tecnología nuclear: Estados Unidos, Canadá, la Unión Soviética, Francia, Inglaterra, Alemania Occidental y Japón, llegaron a un acuerdo en Londres para establecer las garantías que se exigirán a los países compradores de instalaciones nucleares para evitar que puedan utilizarse para fines militares. A este grupo se unieron posteriormente Suecia, Bélgica, Italia, Holanda, Polonia, Alemania Oriental y Checoslovaquia.

Lo anterior significa que un país, como México, -- que no cuenta con ese tipo de instalaciones, tendrá que depender indefinidamente de los países que controlan esas -- tecnologías para poder mantener en funcionamiento sus plantas nucleoelectricas.

Realizar en esas condiciones un programa nucleoelectrica importante en México significa hipotecar la independencia energética del país.

Afortunadamente el país cuenta con otras soluciones a corto y mediano plazo, que garantizan su independencia energética.

Por lo que hace al largo plazo, o sea más allá -- del año 2000, la energía nuclear puede ser una de las soluciones, pero para eso se requiere que se desarrollen los -- reactores rápidos o de cría, que utilizan plutonio y uranio natural, o la fusión nuclear, ya que con los actuales -- reactores térmicos de fisión, que usan muy ineficientemente el uranio, este energético, cuyas reservas mundiales son -- reducidas, se agotaría antes que el petróleo.

Con esta perspectiva del largo plazo se considera que es conveniente que México desarrolle prudentemente un programa nucleoelectrico mínimo, que podría consistir, por el momento, en instalar una segunda planta nucleoelectrica similar en tamaño a la de Laguna Verde, la cual entraría -- hacia 1990.

Esta segunda planta podría realizarse utilizando la tecnología canadiense de los reactores de uranio natural moderados con agua pesada, lo que elimina la necesidad de enriquecer el uranio. Además este tipo de reactores consume menos uranio que los de uranio enriquecido y agua ligera si en éstos no se realiza el reciclado del plutonio, cosa que en la situación internacional no se considera posible.

Este programa nuclear mínimo permitiría comparar en forma objetiva las tecnologías de uranio enriquecido y uranio natural y crearía las bases para poder desarrollar después de 1990 un programa nuclear más importante, en caso de que fuese necesario.

La disminución del programa nucleoelectrico propuesto en el Programa de Energía se compensaría básicamente aumentando el programa de plantas hidroeléctricas con el objetivo de desarrollar todo el potencial hidroeléctrico del país durante los próximos veinte años.

Participación de las fuentes de energía no convencionales en la oferta energética.

Entre las fuentes no convencionales de energía deben citarse dos que podrían suministrar cantidades ilimitadas de energía, si se resuelven los problemas científicos y tecnológicos para hacer posible su utilización en forma económica. Se trata de la energía solar y de la energía de fusión nuclear.

La energía solar tiene dos características que dificultan su aprovechamiento eficiente: la dispersión y la intermitencia. Aunque a largo plazo podrá llegar a ser una fuente de energía muy importante, se considera que su desarrollo para convertirla en un sistema práctico y económico será lento. Los problemas principales actuales son los altos costos y la falta de un método de almacenamiento de energía adecuado.

La utilización de la energía solar puede realizarse por captación directa de la radiación solar para calefacción, o para constituir la fuente caliente de un proceso de refrigeración por absorción y para la obtención de energía mecánica a través de un ciclo termodinámico utilizando un fluido adecuado. Puede también generarse energía eléctrica directamente mediante celdas fotovoltaicas.

Por otra parte puede utilizarse la energía solar a través de fuentes indirectas como el viento, la energía de las olas, el gradiente térmico de los océanos en las regiones tropicales y la utilización de materiales orgánicos para la producción de combustibles. La energía hidroeléctrica es también una forma indirecta de aprovechar la energía solar, la más económica conocida en comparación con los otros métodos directos o indirectos.

México, por su situación geográfica y por las características climatológicas de la mayor parte de su territorio, presenta condiciones privilegiadas para el aprovechamiento de la energía solar. Las aplicaciones más prometedoras a corto plazo corresponden al calentamiento de agua, lo que permitiría ahorros substanciales en el consumo de gas doméstico.

Es poco conocido que existen en México más de 25 fabricantes de calentadores de agua solares, la mayor parte en Guadalajara, donde el más antiguo los fabrica desde 1942 pero también en Cuernavaca donde se fabrican principalmente para el calentamiento de albercas, en la ciudad de México, en Mexicali y en algunos otros lugares. Estos héroes ignorados de la innovación tecnológica han desarrollado esta industria a un nivel artesanal sin ningún apoyo ni estímulo.

También se realiza en México investigación para utilizar la energía solar para refrigeración y para fabricar y mejorar las celdas fotovoltaicas.

Es sin duda en el campo de la energía solar donde puede desarrollarse en México una actividad de investigación mayor y más fructífera, tanto por las condiciones de insola- ción de su territorio como porque se trata de un tipo de -- investigación que no requiere instalaciones muy costosas y - que tiende al desarrollo de una tecnología relativamente sen- cilla.

La obtención de energía mediante la fusión nuclear consiste en la unión de núcleos de átomos ligeros para formar núcleos más pesados, lo que va acompañado de liberación de -- grandes cantidades de energía. Para lograr esto, los núcleos ligeros en la forma de un plasma deben confinarse a altas den- sidades y temperaturas durante un periodo suficiente para ob- tener la fusión.

La investigación y el desarrollo para tratar de de- mostrar experimentalmente la realización de la fusión nuclear sostenida se realiza actualmente siguiendo dos procedimientos diferentes.

El primero consiste en el estudio de varios siste- mas de confinamiento magnético de plasma. El sistema más - prometedor actualmente es el llamado Tokamak, desarrollado -- inicialmente en la Unión Soviética.

El segundo procedimiento consiste en la investiga- ción de la factibilidad de iniciar la fusión nuclear median- te un laser de alta energía y usando confinamientos inercia- les. Los primeros resultados de carácter preliminar se - obtuvieron en Estados Unidos en 1974.

Hay que señalar que la investigación para obtener - energía mediante la fusión nuclear no ha alcanzado hasta la_ fecha un avance comparable al que alcanzó Fermi en 1940, al_ demostrar la factibilidad de una reacción de fisión sostenida.

Los pronosticos más optimistas indican que podría_ tenerse en operación una planta de demostración de la fusión

nuclear, a escala industrial, en los primeros años del próximo siglo.

Otra fuente importante de energía podría ser la geotermia. Sin embargo, con la tecnología actualmente conocida, la explotación de la energía geotérmica se limita a reservorios constituidos por una fuente de calor de origen magmático, una formación geológica porosa impregnada de agua y un sello superficial constituido por una capa de material impermeable. Estos son los llamados sistemas hidrotérmicos.

Existen otros dos tipos de formaciones que podrían constituir fuentes de energía importantes. Uno de ellos está constituida por rocas calientes secas. Para extraer la energía calorífica que contienen sería necesario fracturar artificialmente la roca, inyectar agua fría y obtener vapor de agua que podría utilizarse en una turbina de vapor para generar energía eléctrica.

La otra fuente de energía geotérmica está constituido por depósitos subterráneos de agua caliente a alta presión, que contiene metano disuelto, denominados de agua geopresurizada. Se tiene información de estas formaciones por perforaciones de pozos petroleros en las costas de Louisiana y Texas, que han revelado la existencia de depósitos subterráneos de agua caliente a profundidades de 4 000 a 6 000 metros que se encuentra a presiones hasta de 700 Kg/cm^2 y temperaturas del orden de 130°C y saturada de gas natural.

Es de suponerse que esos depósitos deben extenderse por el territorio de México, a lo largo de las costas del Golfo. Su aprovechamiento suministraría cantidades considerables de gas natural y energía mecánica y térmica que podría utilizarse para la generación de electricidad.

Las propuestas del Programa de Energía para iniciar la utilización de las energías no convencionales son sumamente tímidas. A este respecto conviene reproducir las reco-

mendaciones sobre este tema del pasado IX Congreso Nacional Bienal del Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas":

"En relación con el desarrollo de fuentes de energía no convencionales, se considera que no se ha dado apoyo suficiente al desarrollo del aprovechamiento de la energía solar, que puede jugar en México, a largo plazo, un papel muy importante.

Aunque el Programa de Energía señala la conveniencia de apoyar algunas realizaciones en el medio rural, en localidades aisladas, cosa con la que se coincide plenamente, se considera que actualmente existen grandes posibilidades de desarrollar sistemas híbridos de aprovechamiento de la energía solar en zonas urbanas. La tecnología que está ahora disponible y es económicamente competitiva es la del calentamiento de agua para usos domésticos e industriales. Sin embargo es necesario apoyar la penetración de esta tecnología en el mercado mediante estímulos fiscales y procedimientos de financiamiento adecuados.

Debe señalarse que en México existen varios fabricantes de calentadores solares desde hace años, que no han recibido nunca ninguna clase de estímulo ni de apoyo.

También se señala la conveniencia de apoyar la investigación para el desarrollo de sistemas de energía solar aplicados a la refrigeración y el aire acondicionado."



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

INDUSTRIA DEL VIDRIO

ING. RAFAEL VALADEZ C.

OCTUBRE DE 1985.

INDUSTRIA DEL VIDRIO

ING. RAFAEL VALADEZ C.

VITRO - TEC

- I.- Introducción.
- II.- Impacto de los energéticos en VITRO, S.A.
- III.- Problema y solución del uso de los energéticos en VITRO, S. A.
- IV.- Fase del programa.
- V.- Objetivos del programa.
- VI.- Metas del programa de formación.
- VII.- Perfil recomendado de los candidatos al programa.
- VIII.- Contenido del programa de formación.
- IX.- Duración y metodología.
- X.- Desarrollo e interrelación de programas de formación de ahorros de energéticos.

I.- Introducción :

Debido al creciente aumento de precios en los energéticos, el Consejo de Administración de VITRO, S. A., en Diciembre de 1983 decidió crear un programa de ahorro de energía en la planta, para que de esta forma se hiciera frente a este creciente y continuo incremento de precios de la energía.

Con esta decisión se inició durante 1984 la investigación de la situación actual de la tecnología de los energéticos y al mismo tiempo se recopiló la información global sobre la energía para sumarizar el impacto que estaba teniendo en nuestras plantas.

El resultado de estas acciones se resume a continuación en este trabajo.

- IMPACTO DE LOS ENERGETICOS EN VITRO

II.- El impacto de los energéticos en VITRO, S. A.

Como podemos observar en las gráficas siguientes se tiene una distribución muy diversa por cada división y que está en función del tamaño y tipo de industria que integra cada división.

Así tenemos que la división VITRO FIBRAS, es la menor con 6%, seguida de CRISTALERIA y VIDRIO PLANO con 15 y 17 respectivamente, en seguida que de la división INDUSTRIAS BASICAS con 20%, la cual agrupa los sectores MATERIAS PRIMAS y BIENES DE CAPITAL principalmente en un fuerte consumo por las fundiciones de metales y por último la DIVISION ENVASES con 42% del total, la cual tiene un gran consumo por el tipo de proceso que aunque es de alta eficiencia el volumen de producción determina un alto consumo en cuanto a los tipos de energéticos el grupo consume principalmente gas natural 88.6% y solo 7.8% de energía eléctrica; sin embargo la distribución por costo se ve notablemente diferente debido al precio por unidad des térmicas equivalente de la energía eléctrica transformando esta distribución a 63% y 32% estos dos consumos.

En total de gastos de energía de VITRO pagados a PEMEX fueron \$ 7,000 millones a PEGI -- \$ 450 a C.F.E. \$ 2,950 millones y de COKE \$ 400 millones.

En una proyección de precios de los energéticos para los próximos años aún estimamos que el % del costo de los energéticos en el costo total de producción para VITRO en los siguientes 2 años podrían llegar del 11% actual hasta el 20% dependiendo de las tasas de inflación y de la paridad del peso por dolar y a las políticas de --

precios de los energéticos que de una u otra forma se entrevén para el futuro.

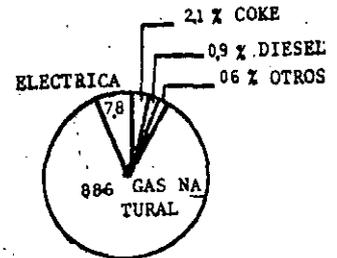
Es por ésto que se decide emprender -- los programas de Ahorro de Energía en las plantas y al mismo tiempo el Programa de Formación de especialistas en Energía.

A continuación en el punto 3, se resume el análisis de los problemas del uso de los energéticos que se tiene en el Grupo VITRO así como la solución que VITRO TEC propuso.

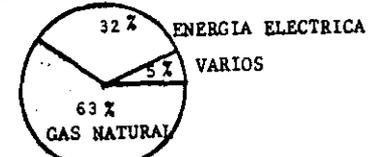
DISTRIBUCION DE ENERGIA EN VITRO SOCIEDAD ANONIMA.



DISTRIBUCION DE ENERGETICOS POR TIPO DE COMBUSTIBLE EN VITRO SOCIEDAD ANONIMA.



DISTRIBUCION DE ENERGETICOS POR COSTO EN VITRO SOCIEDAD ANONIMA.



TOTAL = \$ 10,800,000,000.00

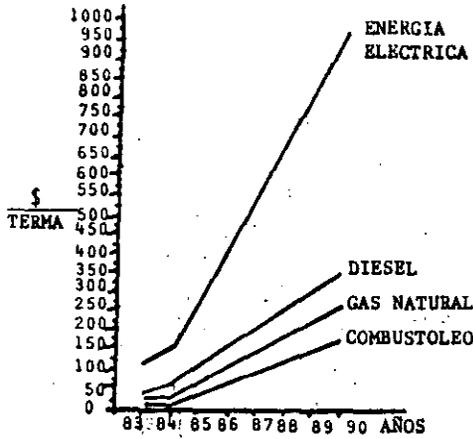
GASTOS TOTALES DE VITRO EN ENERGIA 1984

Proveedor	Miles
A PEMEX	7,000,000.
A CFE	2,950,000.
A PEGI	450,000.
A COKE	400,000.
TOTAL	10,800,000.

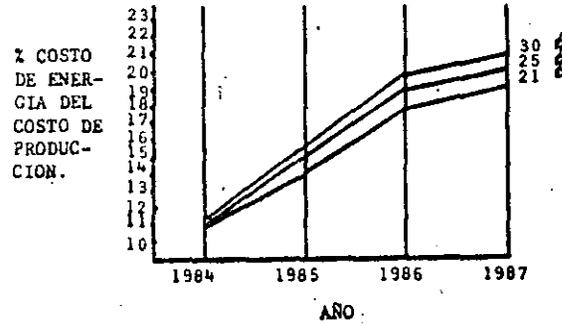
EN ENERGIA SE GASTARON = 30,000 POR DIA

PROYECCION DE PRECIOS DE ENERGETICOS EN EL PAIS \$ / TERMA

a la vuelta . . .



% COSTO DE ENERGIA



COSTO UNITARIO PROMEDIO DE ENERGETICOS 1984

	MEXICO	E.U.A.
Gas Natural \$/M ³	9.12	35.00
Energía Eléctrica \$/kwh	4.65	13.00
Combustóleo \$/lto.	10.60	40.00

POLITICA NACIONAL (PEMEX, CFE) DE INCREMENTOS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES INDUSTRIALES.

Combustible	Precio Actual	Precio Futuro
Gas Natural	35.0%	80% del precio Internacional
Combustóleo	22.0%	50% precio gas natural
Diesel	50.0%	70% del precio Internacional
E. Eléctrica	50.0%	70% del precio Internacional
Gasolina	92.0%	Manterner

ANALISIS DE LOS AHORROS POSIBLES EN VITRO - SOCIEDAD ANONIMA.

Del total de energía consumida por combustibles en las divisiones con hornos de fundición, da un total de :

Considerando que de la energía proporcionada se consume un 70% en la operación de los hornos en forma directa y el resto se emplea en otras actividades. En la operación de los hornos se tienen estas áreas de ahorro potencial.

AHORRO ANUAL MILLONES

1. Por mirillas abiertas y orificios en general en los hornos, es de 8 a 12% la pérdida de calor. \$ 413
2. Pérdida de calor por falta de aislamiento en los hornos, aproximadamente (10 - 20%). \$ 619
3. Por calor perdido en los gases de combustión, de 5 a 15%. \$ 413
4. Pérdidas debidas a exceso de aire en la combustión, de 2 a 6%. \$ 244

\$1689

ENERO 1985

III.- PROBLEMA DEL USO DE ENERGETICOS (*)

3.1 Situación Actual:

- El costo de los energéticos se eleva con una tendencia exponencial.
- La política de energéticos (percibida, aún no oficial) tiende a reemplazar el gas por el combustóleo.
- El gasto en energía tiende a representar un % cada vez mayor del costo de los productos (desde 1% a más de 18% en 3 años).
- Posible pérdida de competitividad en ciertos productos frente a otros cuya producción exige menos energía: lata, plástico.
- Análisis no sistematizado del problema.
- Proyectos numerosos, por simple feeling, inconexos.
- Confusión: ahorro de energía con incremento de productividad. En consecuencia se da prioridad a problemas de operación y de búsqueda de eficiencia.
- Restricción en el enfoque del problema de energía con la creencia de que es simplemente un problema de hornos.
- Falta de personal especializado.
- Falta de auditorías, monitores, registros, contabilidad del uso de energía.
- Falta de abordaje metodológico en el análisis de pérdidas y soluciones.
- Falta de fundamentación y análisis de rentabilidad de los proyectos.
- Escasa comunicación de experiencias entre plantas.

AUSENCIA DE UN PROGRAMA DE AHORRO DE ENERGIA "P A E"

(*)

Conclusiones derivadas de las entrevistas realizadas en las plantas del Grupo VITRO.

3.2. Desde la perspectiva de VITRO TEC:

- * Debe de elaborarse y emprenderse un . . .
" PROGRAMA DE AHORRO DE ENERGIA"
- * Que sea el eje y la columna vertebral de todas las acciones: a nivel grupo, en cada planta, - en cada área.
- * La formación, elaboración e implementación de este programa descansa en la existencia de especialistas expertos en "uso de energéticos".
- * La responsabilidad del programa debe descansar en Comités de planta, coordinados por estos especialistas, situados en el 4º nivel jerárquico e integrado por los operativos en plantas, - responsables de mantenimiento, etc.
- * Los especialistas en "uso de energéticos" no existen en plantas, en consecuencia, se necesita formarlos a partir del personal de plantas.
- * La generación del Programa de Ahorro de Energía no puede esperar, en consecuencia, la formación de especialistas no puede ser una fase previa, la formación debe realizarse en paralelo e integrada al Programa de Ahorro de Energía.
- * La formación de estos especialistas debe ser - aprovechada para generar, promover y desarrollar este programa.
- * Las acciones susceptibles de organizarse en un Programa, han sido ya emprendidas en algunas - divisiones y plantas :
 - Meta de 10% de ahorro de energía en 84 (Envas).
 - Proyectos ya iniciados.
 - Conciencia de la necesidad de ahorro (Objetivo divisional).
 - Acciones destinadas al ahorro mediante un mayor mantenimiento o la optimización de procesos productivos.
- * El eje del programa descansa en la racionalización y sistematización de éstas y otras nuevas acciones.
- * La realización misma del Programa de Ahorro de Energía es el terreno privilegiado de la práctica en torno a la actual debe organizarse la formación en la acción de los especialistas en " USO DE ENERGETICOS " y del personal operativo de las plantas responsables del P.A.E. en - última instancia.

(*)

Conclusiones derivadas . . . nota anterior

IV.- FASES DEL PROGRAMA

La secuencia de las fases del Programa de Formación - debe reponer a la secuencia de fases de un Programa de Ahorro de Energía. A este respecto, la estrategia de un Programa de Ahorro de Energéticos pasa por diversas fases de acuerdo con el tipo de acciones, cada vez más complejas y más costosas, susceptibles de - realizarse en un proceso progresivo, creciente y que cubre cada vez más y mejor, la problemática global -- del uso de energía.

Se reconocen pues, las fases siguientes:

- I.- Eliminación de Desperdicios:
 - Acciones de mejor mantenimiento en general, corrección de desperdicios en equipo, eliminación de fugas destinadas a generar ahorros mediante -- eliminación de desperdicios en las instalaciones.
- II.- Ajuste de Sistemas :
 - Modificaciones sencillas en el uso de equipos, -- (TOM Tuning, Operation Maintenance), acciones -- destinadas a mantener el equipo operado en forma

óptima y solo en caso de necesidad, a restaurar los equipos para su mejor funcionamiento, a limitar el uso de los equipos y a asegurar el mantenimiento necesario, preventivo y correctivo. En términos generales, acciones destinadas a generar ahorro de energía mediante el "USD CORRECTO" de los equipos.

III.-Rediseño de Sistemas:

Modificación en equipos y controles:
Cambios de equipos y sobre todo de controles y equipos y procesos, con otros instrumentos disponibles en el mercado, más eficientes y precisos, y que no impliquen inversiones industriales; reparación o sustitución de controles defectuosos; para asegurar su correcto funcionamiento, así mismo, cambios en su caso, de equipos, asegurando la correcta instalación de equipos nuevos; en términos generales, acciones destinadas a generar ahorros de energía mediante la reparación y la sustitución de equipos y controles.

IV.-Desarrollo de Procesos:

Modificaciones sustanciales en procesos, equipos que impliquen rediseño, experimentación, -- fabricación de los mismos, con un incremento -- sustancial en inversiones, y en la perspectiva de un Programa de Desarrollo Tecnológico que intenta someter el Diseño a las necesidades del -- ahorro de energía.

En términos generales, las fases del Programa de Formación corresponderán a las tres primeras fases del PAE ya descritas.

No se pretende pues, que los especialistas coordinados del Programa se conviertan en rediseñadores de procesos y equipos.

Estas funciones corresponden a otras instancias, en plantas y en VITRO TEC. Sin embargo, si se pretende que los especialistas sean capaces de sugerir -- áreas de oportunidades de proyectos de desarrollo y sobre todo que establezcan las especificaciones que deberían de cumplir los nuevos equipos en cuanto a uso de energéticos y que sean capaces de asesorar a los grupos de diseño involucrados en proyectos innovadores.

V.-Objetivo del Programa de Formación de Especialistas en Energía.

OBJETIVO GENERAL

Asegurar mediante la formación de especialistas en cada planta que se tenga el conocimiento técnico para diseñar, implementar y desarrollar un Programa de Ahorro de Energía.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- 1.- Proporcionar a los especialistas en energía las habilidades técnicas necesarias para -- ejecutar un programa de ahorro de energéticos en planta.
- 2.- Reforzar los conocimientos de estos especialistas en áreas básicas vinculadas con este proceso.
- 3.- Desarrollar la capacidad creativa de estos especialistas para detectar áreas de oportunidad, diseñar nuevas soluciones y generar alternativas reales de ahorro de energía en plantas.
- 4.- Desarrollar las capacidad administrativa de planeación y de manejo de estos especialistas.
- 5.- Fortalecer la capacidad de estos especialistas para allegarse y hacer buen uso de la información necesaria para la realización de más actividades.

- 6.- Desarrollar la capacidad de estos especialistas - para asumir liderazgo, instalar comités y grupos de trabajo, promover iniciativas de concientización y en general para coordinar un Programa de Ahorro de Energía de Planta.

VI.- METAS DEL PROGRAMA EN FORMACION DE HABILIDADES:

Las habilidades que debe promover el programa de formación se organizan en cuatro grandes áreas de dominio:

- 1) Areas de conocimientos.
- 2) Areas de técnicas y habilidades prácticas.
- 3) Areas de información.
- 4) Areas de desarrollo organizacional.

METAS DEL PROGRAMA FORMACION DE HABILIDADES

- 1) Conocimientos: Teóricos y básicos indispensables para enmarcar la práctica de los especialistas en el P.A.E.
- 2) Técnicas y habilidades prácticas: Necesarias para realizar todos y cada uno de los pasos necesarios para el desarrollo de un proceso de Ahorro de Energía.
- 3) Información: Habilidades para comunicarse, obtener información y documentación, procesar esta información y difundirla en apoyo al programa de energía.
- 4) Desarrollo Organizacional: Habilidades para promover, organizar, coordinar, planear y asegurar la ejecución del Programa de Ahorro de Energía.

METAS DEL PROGRAMA FORMACION DE HABILIDADES

AREAS DE CONOCIMIENTOS:

- Areas disciplinarias Básicas: Mecánica, Química, Energéticos, Ecología, Estadística, Sistemas de Cómputos, Fluidos, Control, Termodinámica, Metodología Científica.
- En Areas Tecnológicas:
 - . Tecnología de la combustión.
 - . Tecnología de refractarios.
 - . Tecnología de aislantes.
 - . Tecnología del vidrio.
- Recuperación de calor o fiderencia de calor.
- En áreas de apoyo: Economía, Cálculo Financiero, Costo-Beneficio de análisis.
- En procesos y medios: Hornos, sistemas eléctricos, quemadores, cámaras regeneradoras, túneles, chimeneas, aislantes.
- En instrumentación y control.

METAS DEL PROGRAMA EN FORMACION DE HABILIDADES

AREAS DE TECNICAS Y HABILIDADES PRACTICAS:

- 1.- Planear y llevar a cabo una auditoría para identificar fuentes de desperdicio que se puedan corregir por acciones de mantenimiento u operación.
- 2.- Determinar dónde deben instalarse instrumentos adicionales para medir correctamente el flujo de energía, justificando en términos económicos del costo de su instalación.
- 3.- Planear y llevar a cabo una auditoría para desarrollar un balance de energía de cada proceso.
- 4.- Planear y llevar a cabo auditorías sobre equipos y sistemas específicos tales como: aire comprimido, motores eléctricos, quemadores.
- 5.- Hacer un plan para corregir los desperdicios de energía identificados en las auditorías llevadas a cabo para tal propósito.
- 6.- Analizar los balances de energía de los procesos auditados y generar alternativas para reducir el uso de energéticos.

- 7.- Llevar a cabo un análisis de los equipos y sistemas auditados y generar alternativas para optimizar la energía invertida en el correcto funcionamiento de los mismos.

- 8.- Desarrollar una lista de todos los posibles proyectos de conservación de energía que vale la pena realizar y surgieron de los análisis de los balances de energía, análisis de la eficiencia de los equipos sistemas, etc.

- 9.- Evaluar y seleccionar en base a un análisis técnico y financiero, los proyectos que deben llevarse a cabo a corto, mediano y largo plazo.

- 10.- Presentar la lista de proyectos de conservación de energía, solicitar la autorización de fondos y dirigir la implementación de los proyectos autorizados.

- 11.- Medir resultados graficando el uso de energía por unidad de producción para cada línea de la planta.

- 12.- Medir resultados y graficar el uso de energía por unidad de producción para toda la planta.

- 13.- Monitorear y analizar gráficas de consumo de energía por unidad de producto, comparándose con estadísticas pasadas y el mundo exterior.

- 14.- Hacer un balance entre las reducciones potenciales en consumo de energéticos con la necesidad de mantener y asegurar estándares de seguridad, contaminación ambiental y calidad de producto.

- 15.- Monitorear, analizar y pronosticar el panorama Nacional e Internacional de la producción y del uso de energéticos. Sacar conclusiones en cuanto a su impacto en la industria.

- 16.- Diseñar nuevos procesos medios e implementos susceptibles de permitir la recuperación de energía o el ahorro de energía (quemadores, templadores, hornos).

- 17.- Analizar, seleccionar y presentar en proyectos factibles nuevas alternativas de uso de energía.

METAS DEL PROGRAMA EN FORMACION DE HABILIDADES

AREAS DE INFORMACION:

- Establecer contactos con proveedores definidos con el mercado, con la competencia, con centros de investigación y desarrollo.
- Utilizar catálogos, folletos, documentación en general, bibliografía o de otros tipos, mantenerse al día en cuanto a esta información.
- Elaborar reportes técnicos, resúmenes, abstracts, medios audiovisuales y en general, todo tipo de instrumentos que permitan la difusión de esta información; comunicar esta información, intercambiar.

METAS DEL PROGRAMA EN FORMACION DE HABILIDADES

AREAS DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL:

- Capacidad de organizar y manejar grupos; de liderar acciones de A.E.; de interactuar con otras gentes.
- Capacidad de crear y manejar comités en plantas y de particular activamente en comités de A.E. a nivel de divisiones.
- Capacidad de formar y de entrenar al personal para la realización del P.A.E. a nivel de operación y a nivel de conducción y supervisión.

VII.- PERFIL RECOMENDADO DE CANDIDATOS AL PROGRAMA DE ENERGÍA

En términos generales, personas capaces de asumir la responsabilidad de la coordinación, promoción y desarrollo del P.A.E.

EXPERIENCIAS EN PLANTAS:

- De por lo menos 4 años o su equivalente.
- De referencia miembros situados en el área de hornos o afines.

ORIGEN:

- De referencia miembros del personal ya incorporado en plantas.
- Con la madurez personal y profesional equivalente a un puesto de 3er. nivel

FORMACION ANTERIOR:

- Ingeniero mecánico (termodinámica, transferencia de calor).
- Ingeniero químico (balances de energía, reactivos y catalizadores).

CARACTERISTICAS PERSONALES

- A) Capacidad creativa de inventiva y de iniciativa, mente abierta.
- B) Capacidad de interrelacionarse, trabajos en grupo, llevarse bien con todos.
- C) Espíritu de búsqueda, inquietud, tenacidad.
- D) Capacidad de trabajo práctico, en el campo, en la "Talacha", en laboratorio, en planta.
- E) Hábitos de orden, sistemático, metodología, capacidad analítica y de correlación.
- F) Motivación, deseo de participar en el programa de formación, ambición de logro, ausencia de ambiciones administrativas, definición en cuanto a desarrollo profesional, espíritu de servicio.
- G) Capacidad para comunicarse, convencer, vender ideas, etc.
- H) Espíritu de eficiencia.

VIII.- CONTENIDO DEL PROGRAMA DE ESPECIALISTAS EN ENERGÍA

F A S E I

ELIMINACION DE DESPERDICIOS

CONTENIDO

Áreas de conocimientos técnicos

- Sistemas de unidades
- Revisión de los principios generales de transferencia de calor, termodinámica, balances de materia, energía y combustión.
- Instrumentación
- Sistemas electrónicos
- Medición y análisis de fugas en aire comprimido, vapor, aire caliente, flush.
- Estadística
- Ingeniería Económica.

F A S E I

ELIMINACION DE DESPERDICIOS

CONTENIDO

Áreas de Técnicas y Habilidades Prácticas

- Responsabilidades del coordinador de un Programa de Ahorro de Energía (P.A.E.)
- Justificación y venta de un P.A.E.

- Organización e implementación de un P.A.E.
- Sistema de registro y reportes
- Técnicas de metodología de mediciones
- Técnicas para armar diagrama de flujo
- Auditorías térmicas para eliminación de desperdicios, qué es y qué no es y estrategia para realizarla.
- Auditoría térmica para ajuste de sistemas, qué es y qué no es y estrategias para realizarlo.

F A S E I

ELIMINACION DE DESPERDICIOS

CONTENIDO

Área de Información

- Seminario de energéticos
- Programa Nacional de Ahorro de Energía
- Costo de Energéticos
- Estándares de consumo de energía
- Obtención de información y documentación
- Proceso y difusión de la información

Área de Desarrollo Organizacional

- Manejo de Grupos
- Manejo de Juntas
- Comunicación efectiva
- Manejo de conflicto
- Manejo de campañas de concientización
- Administración del tiempo

F A S E I

AJUSTE DE SISTEMAS

CONTENIDO

Área de Técnicas y Habilidades Prácticas

- Procesamiento de datos
- Revisión de principios de auditorías térmicas
- Obtención, análisis, evaluación económica, selección de proyectos.
- Revisión de oportunidades de ahorro potencial en edificios, plantas, procesos.
- Auditorías térmicas para el ajuste y rediseño de sistemas.
- Administración de proyectos.
- Revisión y análisis de tendencias de los consumos energéticos.

Áreas de Conocimientos Técnicos

- Refuerzo de principios técnicos en termodinámica transferencia de calor, elementos de control de procesos, balances de materia y energía detallada.
- Técnicas y metodología de mediciones.
- Tecnología de la combustión, refractarios, aislantes, vidrio, recuperación de calor, plástico, procesos químicos, de extracción y proceso de minerales.

F A S E I

AJUSTE DE SISTEMAS

CONTENIDO

Áreas de Información

- Contenido de energía de materias primas, productos y los mismos energéticos.
- Refuerzo de análisis de costos de energéticos: Tarifas y reglamentos de combustibles y energía eléctrica.
- Seminario sobre análisis y explicación del presupuesto nacional y su impacto de la energía.

- Análisis y explicación del anuario de operaciones de PEMEX.

Areas de Desarrollo Organizacional

- Refuerzos de manejo de juntas, manejo del conflicto.
- Revisión de barreras identificadas en el proceso de implementación.
- Técnicas de solución de problemas y de toma de decisiones.
- Refuerzos de campañas de concientización.

F A S E III
RE-DISEÑO DE SISTEMAS
CONTENIDO

Areas de Técnicas y Habilidades Prácticas

- Procesamiento de datos
- Auditoría térmica detallada de hornos y procesos
- Técnica de ajuste económico
- Administración de proyectos
- Evaluación del total de energía por producto (directo e indirecto).
- Substitución de combustibles.

Areas de Conocimientos Técnicos

- Refuerzo de análisis de procesos térmicos (optimización).
- Refuerzo de principios de sistemas de aprovechamiento integral de energía.
- Fundamentos de diseño de hornos.
- Tecnología de sistemas de vapor.
- Revisión de ingeniería de instalaciones industriales.
- Refuerzo tecnológico de vidrio
- Instrumentación especializada.
- Principios de diseño de experimentos.

F A S E III
RE-DISEÑO DE SISTEMAS
CONTENIDO

Areas de Información

- Seminario sobre desarrollo de C.F.E.
- Seminario sobre legislación y reglamentos aplicables al uso de energéticos, contratación de servicios y sistemas de cogeneración y autogeneración.
- Seminario sobre legislación y reglamentación aplicable en la venta de energía excedente a C.F.E.

Area de Desarrollo Organizacional

- Refuerzo de relaciones interpersonales
- Seminario sobre técnicas de servicio y apoyo al cliente.

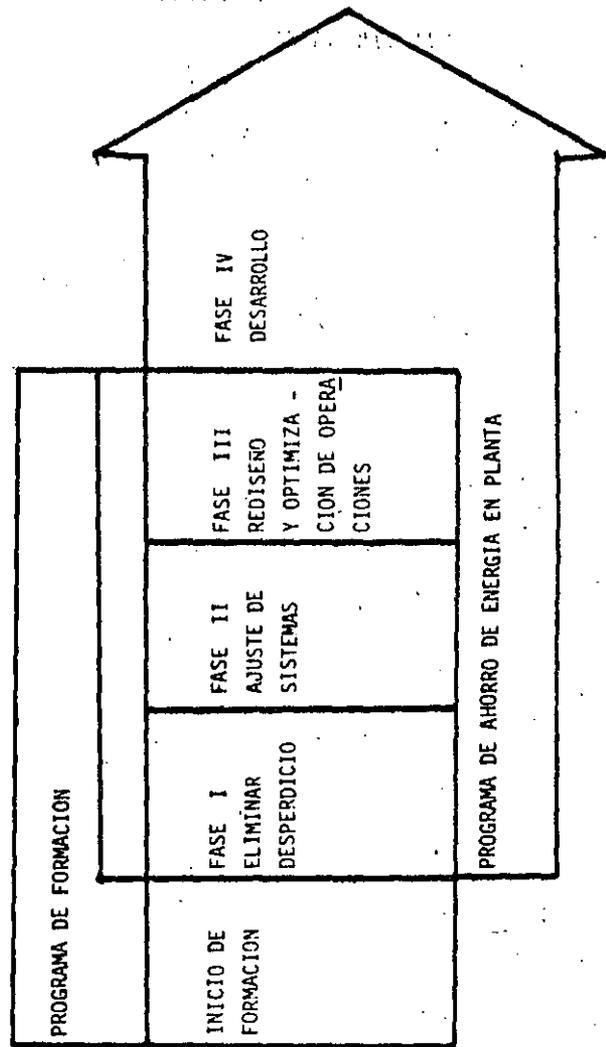
IX.- DURACION Y METODOLOGIA

La realización del Programa de Formación se llevará en 3 etapas o periodos que cubran las 3 fases mencionadas en el contenido.

La duración total del programa es de 14 meses, el 75% de este tiempo se dedicará a la práctica y el contacto con los problemas de planta. El 25% restante utilizará en 3 periodos intercalados de formación a tiempo completo en Vitro Tec, con la duración de 4 a 6 meses según la fase de desarrollo.

El programa cubrirá solo las 3 fases iniciales y la última fase de desarrollo de procesos, será realizada por el personal designado en cada planta.

DESARROLLO DE INTERRELACION DE PROGRAMAS DE FORMACION Y DE AHORROS DE ENERGIA



	INICIO FORMACION	DEL 2 MAY - 15 JUN/85
F A S E I	TRABAJO DE PLANTA	DEL 17 JUN - 17 Ago/85
	FORMACION	DEL 19 AGO - 14 SEP/85
F A S E II	TRABAJO EN PLANTA	DEL 17 SEP - 30 DIC/85
	FORMACION	DEL 6 ENE/85 - 31 ENE/86
F A S E III	TRABAJO	DEL 3 FEB - 27 JUN/86
	EVALUACION	DEL 11 JUN - 10 JUL/86
	CLAUSURA	11 DE JULIO '86

El programa se encuentra en pleno desarrollo: se ha tenido la participación de 14 Ingenieros de las principales plantas del grupo, actualmente se está en la fase de práctica en planta.

A la fecha se han integrado los grupos de trabajo en cada planta y se están elaborando las auditorías históricas de las plantas, así como las evaluaciones de primeras acciones a considerar, estas estimaciones hacen un total de 400 millones de ahorro al año lo cual es muy alentador, y confirma nuestras expectativas.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ORIGEN Y CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

DR. ALFREDO NAVARRO CRESPO
OCTUBRE DE 1985.

Introducción

El capacitor eléctrico o condensador, fue descubierto en el año 1745 por von Kleist, en Camin in Pommern y poco después e independientemente, por Cunaeus y Muschenbroek en Leyden. En su primera versión, consistió en un cilindro de vidrio recubierto en sus paredes interna y externa por una laminilla metálica y fue utilizado como "almacenador" o "condensador" de cargas eléctricas.

En 1746, Wilson enunció la Ley de que la cantidad de carga eléctrica almacenada es inversamente proporcional al espesor del medio aislante interpuesto entre las laminillas metálicas y más tarde, en el año 1830 aproximadamente, Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía también del medio aislante empleado, mostrando que la "capacidad de almacenamiento específica" de sustancias tales como el azufre, la laca y el vidrio, era considerablemente mayor que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, introdujo el concepto de "dieléctrico" y determinó las primeras constantes dieléctricas conocidas.

Sin embargo, no fue sino hasta principios del siglo veinte cuando empezó a fabricarse el capacitor en una forma industrial. De un primer periodo de demanda insignificante, el capacitor pasó rápidamente a representar un instrumento indispensable en la explosión tecnológica característica de nuestro siglo. Se utilizó inicialmente como supresor de la chispa eléctrica en la desconexión de bobinas de inducción y pronto se multiplicaron sus aplicaciones, especialmente hacia la técnica de los sistemas de comunicación.

El desarrollo acelerado de la telegrafía sin hilos y la radiodifusión, dio el impulso definitivo a la técnica del capacitor. Desde un principio se utilizaron dieléctricos de papel impregnado en laca, cera de abejas y parafina y poco más tarde, papel impregnado en aceite mineral, naftaleno, petróleo, aceite de siliconas y polibutano. Según las aplicaciones específicas, también se han venido utilizando dieléctricos de vidrio, cerámica, mica, óxidos de aluminio o tántalo, electrolitos (ácido bórico, ácido fosfórico . . . , etc.), plástico laminado e incluso aire; siempre en un esfuerzo constante de obtener un dieléctrico con las mejores características para cada aplicación concreta.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor ha sido la de corregir el factor de potencia en líneas de transmisión y distribución y en instalaciones industriales, aumentando de esta forma la capacidad de

transmitir energía de las líneas, la energía activa disponible en los generadores eléctricos, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores, la regulación del voltaje en los puntos de consumo y en general, la eficiencia de la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Todo esto, a un costo considerablemente más bajo que el que supondría la inversión en nuevas líneas de transmisión y distribución y equipo o maquinaria necesarios para producir el mismo efecto de regulación de voltaje o aumento de la energía activa disponible. El capacitor dedicado a estos fines, es el llamado capacitor de potencia.

El uso del capacitor de potencia se inició en el año 1914, aproximadamente. Durante los primeros años se fabricó con dieléctricos de papel impregnado en aceite mineral. En el año 1932, la introducción de los askareles (hidrocarburos aromáticos clorados) como impregnantes, produjo una verdadera revolución en la técnica de los capacitores de potencia: Bajaron brusca-mente los tamaños, pesos y costos de las unidades, lográndose además un gran avance en la seguridad de su uso, debido al hecho de ser incombustible el nuevo impregnante.

En el año 1937, se produjo otro avance considerable al aparecer el capacitor de potencia para uso en intemperie. Desde entonces, el uso de capacitores de potencia se ha venido incrementando año tras año, de una forma extraordinaria.

La calidad de las materias primas ha venido experimentando constantes mejoras, que han ido haciendo posible el logro de unidades cada vez más estables, más seguras y de una vida media más duradera.

Al uso de celulosa más pura y laminada con mayor precisión se ha venido agregando el uso de sustancias purificadoras y estabilizadoras: Óxidos de aluminio, ciertas resinas . . . , etc., que junto con una mejor purificación del impregnante, han venido incrementando paulatinamente la calidad de los dieléctricos.

Ultimamente, la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión, ha marcado un nuevo paso adelante en la tecnología del capacitor de potencia. El nuevo sistema dieléctrico, a base de papel-plástico-askarel, ha hecho posible la aparición de unidades significativamente más compactas, más resistentes a las descargas parciales, de mayor vida media y pérdidas dieléctricas considerablemente más bajas.

I. Fundamentos sobre la compensación de corrientes reactivas

A. Corrientes activas y corrientes reactivas

En las redes eléctricas de corriente alterna, pueden distinguirse dos tipos fundamentales de cargas: Cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas.

Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas. Debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica. Este tipo de corrientes se conocen como corrientes activas.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran defasadas 90° con respecto al voltaje aplicado y por consiguiente, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético, durante un corto periodo de tiempo (un cuarto de ciclo) y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite periódicamente, siguiendo las oscilaciones del voltaje aplicado a la carga. Las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal. En cargas tales como las ocasionadas por lámparas de incandescencia y aparatos de calefacción, la parte de carga reactiva puede considerarse como prácticamente nula, especialmente a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 ó 60 Hz.); son cargas eminentemente resistivas y por consiguiente, las corrientes que toman son prácticamente corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura eléctrica, hornos de inducción, bobinas de reactancia . . . , etc., la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga también toma una parte adicional de corriente reactiva, comparable en magnitud a la corriente activa. Esta corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para energizar los circuitos magnéticos

de los equipos mencionados anteriormente, representa una carga adicional de corriente para el cableado de las instalaciones industriales, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas e incluso los generadores.

En el caso particular de las instalaciones industriales, la corriente reactiva total, necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica de una planta, suele ser de carácter inductivo; es decir, esta corriente se encuentra defasada 90° en atraso con respecto al voltaje. En la figura 1 se representa, de una forma esquemática, la alimentación de energía eléctrica de una planta industrial, a partir de un generador G y una línea de transmisión que empieza y acaba en unos transformadores de potencia. La carga total de la planta se ha descompuesto en su parte resistiva R y su parte reactiva, de tipo inductivo X_L .

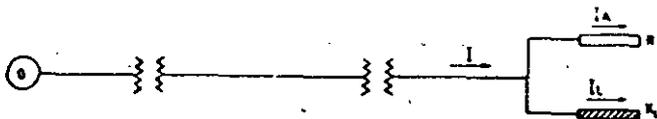


FIG. 1. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial

En dicha figura, I_A representa la corriente activa, I_L la corriente reactiva, de tipo inductivo e I (definida sin subíndice) la corriente total consumida por la planta. En la figura 2 se representan estas magnitudes, junto con el voltaje, tanto en forma vectorial como en forma de ondas sinusoidales.

B. Factor de potencia

Al coseno del ángulo φ , que forma la corriente activa I_A con la corriente total resultante I , se le llama factor de potencia, debido a que representa la relación existente entre la potencia real consumida $I_A V = W$, o potencia activa y la potencia aparente $I V = W_0$, que llega a la planta. Es decir:

$$W = W_0 \cos \varphi$$

En la práctica, suele multiplicarse por cien el factor $\cos \varphi$, quedando medido el factor de potencia en tanto por ciento: Porcentaje de potencia real consumida, con relación a la potencia aparente.

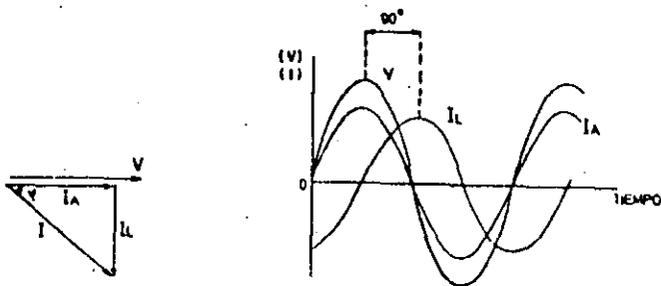


FIG. 2. Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente

En la figura 2 puede verse claramente que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L , mayor será el ángulo φ y por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Es decir, que un bajo factor de potencia en una instalación industrial, implica un consumo alto de corrientes reactivas y por tanto, un riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión y distribución. Bajo el punto de vista económico, esto puede traducirse en la necesidad de cables de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos ya existentes.

Existe además otro factor económico muy importante: Es la penalidad pagada mensualmente a las compañías eléctricas por causa de un bajo factor de potencia. En México, el Diario Oficial de la Federación, de fecha 19 de enero de 1962, en la parte referente a Disposiciones Complementarias especifica lo siguiente:

"Factor de potencia. El consumidor procurará mantener un factor de potencia tan aproximado a 100% como sea práctico; pero en caso de que su factor de potencia durante cualquier mes tenga un promedio menor que 85% atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Industria y Comercio, el suministrador tendrá derecho a cobrar al consumidor la cantidad que resulte de multiplicar el monto del recibo correspondiente por 85 y dividir el producto entre el factor de potencia medio atrasado, en por ciento, observado durante el mes."

Según esto, si un consumidor industrial necesita mensualmente una potencia real cuyo costo es de \$ 25,000.00, por ejemplo, y opera con un factor de potencia medio de 70%, deberá pagar:

$$\frac{25,000 \times 85}{70} = \$ 30,357.10 \text{ mensuales.}$$

Lo que supone un 21.4% de pago adicional, por penalidad.

C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores

Una forma sencilla y económica de resolver estos inconvenientes y de obtener un ahorro considerable, en la mayoría de los casos, es el instalar capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión.

Los capacitores de potencia conectados en paralelo a un equipo especial o a la carga que supone una instalación industrial completa, representan una carta reactiva de carácter capacitivo, que toma corrientes defasadas 90° , en adelante, respecto al voltaje. Estas corrientes, al hallarse en oposición de fase con respecto a las corrientes reactivas de tipo inductivo, tienen por efecto el reducir la corriente reactiva total que consume la instalación eléctrica en cuestión.

La figura 3 muestra la misma planta industrial representada en la figura 1, pero con un banco de capacitores de potencia, de reactancia X_C , instalado en paralelo con la carga global de la planta.

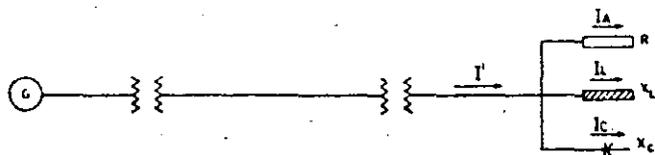


FIG. 3. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores de potencia instalados en la misma

En la figura 4 vuelve a representarse el voltaje y las corrientes en su forma vectorial y sinusoidal, mostrándose la corriente reactiva capacitiva I_C , la nueva corriente reactiva resultante I'_L , que en la figura sigue siendo de tipo inductivo y la nueva corriente total I' , resultante en la línea de alimentación. Puede verse como I_L y por tanto, también I , se han reducido considerablemente.

Fisicamente no se ha anulado la corriente capacitiva I_C , ni tampoco la parte equivalente $I_L - I'_L$ de corriente inductiva. Lo que ocurre es que ahora, la corriente $I_L - I'_L = I_C$ fluye del banco de capacitores, en lugar de provenir de la línea; es decir, existe un flujo local de corriente entre los capacitores y la carga X_L .

De la figura 4 se desprende que variando la carga capacitiva instalada X_C (o lo que es lo mismo, la potencia del banco de capacitores), el ángulo φ , convertido en φ' , puede reducirse tanto como se quiera y por consi-

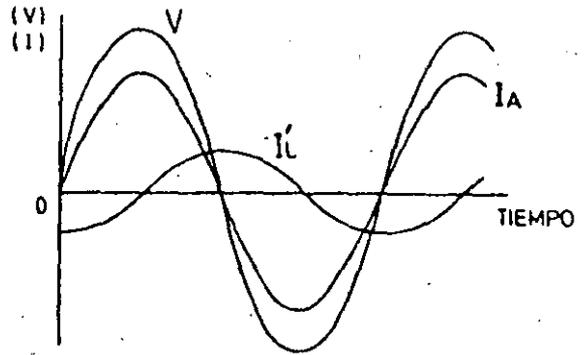
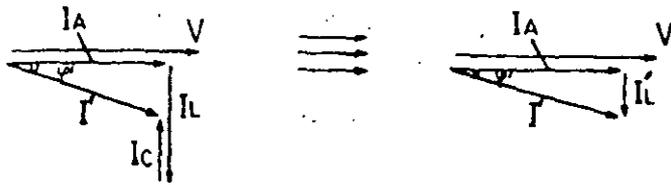


FIG. 4. Corriente reactiva y total de línea resultantes al instalar un banco de capacitores de potencia

guiente, el factor de potencia puede aproximarse al valor de 100%, tanto como sea conveniente.

En la práctica, cuando se resuelven casos de bajo factor de potencia, suele operarse con consumos de potencia más bien que de corrientes. El producto del voltaje de operación, medido en kilovolts, por las corrientes I_A e I , medidas en amperes, determina la potencia consumida en kilowatts y en KVA, respectivamente (incluyendo el factor $\sqrt{3}$, cuando se trata de corrientes

En la figura 6, puede verse cómo añadiendo potencia reactiva de tipo capacitivo (KVAR)_c, proporcionada por un banco de capacitores de potencia conectado en paralelo, el factor de potencia puede acercarse al valor de 100%, tanto como se quiera.

Conociendo la potencia activa KW (medida en kilowatts) que se consume en una instalación industrial y el $\cos \varphi$, (factor de potencia) a que se opera, es fácil determinar la potencia en KVAR, del banco de capa-

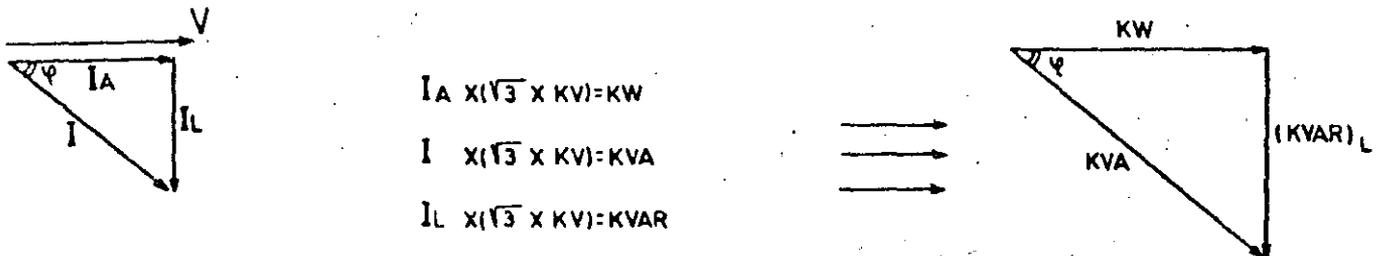


FIG. 5. Paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias, cuando se trata de corrientes trifásicas balanceadas

trifásicas). Por definición, el producto del voltaje de operación, en kilovolts, por la corriente reactiva, en amperes, determina la llamada potencia reactiva, medida en KVAR.

En la figura 5 se muestra el paso del triángulo de corrientes al conocido triángulo de potencias, más usado en la práctica. Ambos triángulos son semejantes, puesto que el segundo se obtiene de multiplicar por un mismo número las magnitudes que forman los tres lados del primero. El subíndice L que aparece en la magnitud KVAR, indica que se trata de una potencia reactiva de tipo inductivo.

citores que es necesario instalar para aumentar el factor de potencia a un nuevo valor $\cos \varphi_2$, deseado.

En efecto, de la figura 7 se deduce la relación:

$$KVAR = KW (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) \quad [1]$$

Los valores de $tg \varphi_1$ y $tg \varphi_2$, se determinan a partir de los valores de $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$, respectivamente, por medio de unas tablas trigonométricas o por medio de la expresión:

$$tg^2 \varphi = \frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1.$$

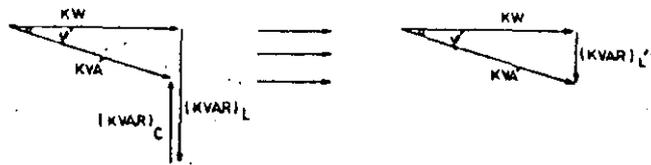


FIG. 6. Corrección del factor de potencia, añadiendo potencia reactiva proporcionada por un banco de capacitores de potencia

Cuando en lugar de conocerse el consumo medio KW, en kilowatts, se conoce la energía consumida durante un mes KWhr, en kilowatts-hora (este es el caso más frecuente), puede calcularse la magnitud KW dividiendo los KWhr por las horas trabajadas durante el mes.

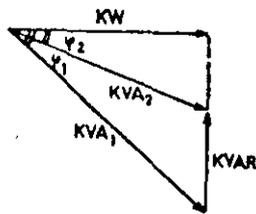


FIG. 7. Método práctico para corregir el factor de potencia

D: Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores

Cuando el banco, o los bancos de capacitores de potencia, se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento en capacidad de carga que se ha obtenido al pasarse de un factor de potencia $\cos \varphi_1$, a un nuevo valor $\cos \varphi_2$. Si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en kilovolts-ampers, el aumento en potencia activa disponible puede calcularse según la expresión:

$$KW_2 - KW_1 = KVA (\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1) \quad [2]$$

En caso de contar con un transformador de potencia de 500 KVA y operar a un factor $\cos \varphi_1 = 0.70$ (70%), disponemos de una potencia activa de $500 \times 0.70 = 350$ kilowatts. Mejorando el factor de poten-

cia a un valor de $\cos \varphi_2 = 0.85$ (85%), obtendríamos un aumento en capacidad de carga de:

$$KW_2 - KW_1 = 500 (0.85 - 0.70) = 75 \text{ kilowatts.}$$

Es decir, un aumento en capacidad de carga de más del 20%.

Con exactitud, el aumento obtenido es de:

$$\Delta KW = 100 \left(\frac{\cos \varphi_2}{\cos \varphi_1} - 1 \right) \% \quad [3]$$

En el caso de que los transformadores se encuentren ya sobrecargados y se intente corregir esta sobrecarga, a base de mejorar el factor de potencia, podemos proceder de la forma siguiente:

Supongamos que ΔKVA es el valor de la sobrecarga (diferencia entre el consumo actual de potencia aparente y la capacidad nominal de los transformadores de potencia), KVA es la capacidad nominal de los transformadores y KW representa el consumo actual (necesario) de potencia activa; con estos datos podemos calcular el factor de potencia actual

$$\cos \varphi_1 = \frac{KW}{KVA + \Delta KVA}$$

y el factor de potencia que es necesario alcanzar para operar sin sobrecarga.

$$\cos \varphi_2 = \frac{KW}{KVA}$$

Conocidos $\cos \varphi_1$, y $\cos \varphi_2$, podemos calcular, por medio de la expresión [1], la potencia reactiva, en KVAR, que es necesario instalar.

Estas mismas consideraciones son aplicables al caso de un generador eléctrico, con una capacidad generadora expresada por la magnitud KVA.

E. Reducción de pérdidas por efecto Joule

Además de los beneficios mencionados anteriormente, la instalación de bancos de capacitores de potencia produce otro beneficio adicional: Es la reducción de pérdidas por efecto Joule, en los tramos de línea que van desde los generadores a los puntos donde están instalados los capacitores.

En efecto, las pérdidas por calor producidas en las líneas provienen tanto de las corrientes activas como de las reactivas que circulan por las mismas y representan una energía perdida, que el consumidor paga como si la hubiese transformado en trabajo productivo. Llamando P a estas pérdidas y R a la resistencia óhmica total de una instalación industrial, se tiene:

$$P = R I_A^2 + R I_L^2$$

Teniendo en cuenta que $I^2 = I_A^2 + I_L^2$ esta expresión toma la forma:

$$P = R I^2$$

Vamos a llamar P_1 a las pérdidas correspondientes al factor de potencia $\cos \varphi_1$ y P_2 a las pérdidas correspondientes al nuevo factor $\cos \varphi_2$, obtenido al instalar capacitores de potencia junto a las cargas que consumen potencia reactiva. Suponiendo que tanto la demanda de potencia activa, como el voltaje, no cambian apreciablemente después de haberse instalado los capacitores, tendremos:

$$KW = \sqrt{3} (KV) I_1 \cos \varphi_1 = \sqrt{3} (KV) I_2 \cos \varphi_2$$

Expresión que nos relaciona las corrientes totales I_1 e I_2 , antes y después de la instalación del banco, con los factores de potencia respectivos.

Llamando

$$-\Delta P = 100 \times \frac{P_1 - P_2}{P_1}$$

Obtenemos finalmente

$$-\Delta P = 100 \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] \% \quad [4]$$

Expresión que nos da la disminución de pérdidas por efecto Joule, en tanto por ciento, obtenidas al mejorar el factor de potencia de un valor $\cos \varphi_1$, al nuevo valor $\cos \varphi_2$.

Puede comprobarse que el paso de un factor de potencia del 70% al 85%, por ejemplo, produce una disminución de pérdidas por valor de más de 30%.

Este efecto es particularmente importante en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por razones económicas, es conveniente que en éstas, se mantenga constante la relación $\frac{P}{KW}$, independientemente de la potencia activa transportada.

Según la expresión

$$\frac{P}{KW} = \frac{R}{3(KV)^2} \frac{KW}{\cos^2 \varphi}$$

(R: resistencia óhmica de la línea)

vemos que para que esto sea posible, es necesario que la relación $\frac{KW}{\cos^2 \varphi}$ se mantenga constante.

Llamando $KW_{m\acute{a}x.}$ a la potencia activa transmitida cuando $\cos \varphi = 1$ (máxima posible), se concluye que

$$KW = KW_{m\acute{a}x.} \cos^2 \varphi \quad [5]$$

Vemos pues, que siguiendo este criterio, la potencia activa transportable es proporcional al cuadrado del factor de potencia a que se efectúa la distribución. Para un factor $\cos \varphi = 0.70$, la potencia transportable sería el 49% de la máxima posible; de donde se deduce la importancia del control del factor de potencia para lograr una distribución más económica.

F. Regulación del voltaje

Por último, vamos a tratar otro efecto importante logrado al instalar bancos de capacitores en líneas eléctricas y plantas industriales: Es la posibilidad de regular el voltaje de operación.

En la figura 8, representamos esquemáticamente una línea de distribución, que partiendo de un generador G, alimenta una carga de impedancia Z.

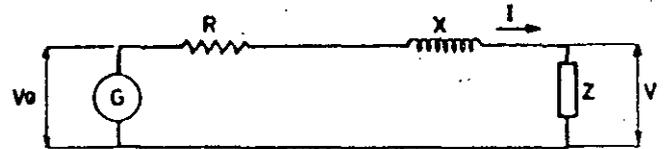


FIG. 8. Representación esquemática de una línea de distribución

Vamos a llamar V_G al voltaje de operación del generador (prácticamente constante), V al voltaje que llega a la carga Z, e I a la corriente que circula por cada fase de la línea. La resistencia y reactancia equivalentes, por fase, de la línea se representan por R y X, respectivamente, siendo esta última de carácter inductivo, en el caso más frecuente de líneas aéreas operando con una carga superior a su carga crítica.

La figura 9, muestra una representación vectorial de las caídas de tensión en la línea y en la carga.

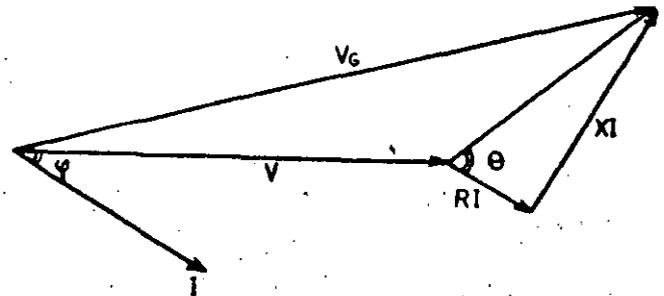


FIG. 9. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z, de la figura 8

Vemos en dicha figura, que la caída de tensión total en la línea (suma de los vectores RI y XI), depende de la corriente que circula por la misma y por consiguiente

te, de la potencia solicitada por la carga Z. Vemos pues, que la configuración del diagrama vectorial de la figura 9, va a variar según varíe la demanda de potencia en KW de la carga (la demanda de potencia reactiva de las instalaciones industriales suele experimentar variaciones mucho menores que las que experimenta la demanda de potencia activa). Al aumentar la demanda de potencia KW, aumentará la corriente I y por tanto la caída de tensión total en la línea; como V_G se mantiene constante (en módulo), esto implicará una disminución de V (en módulo), siempre que los ángulos θ y φ se mantengan constantes.

La disminución incontrolada del voltaje V, puede ocasionar graves perturbaciones en los centros de consumo de energía eléctrica, que es necesario evitar por medio de una regulación adecuada. Una forma económica y eficaz de lograr esta regulación consiste en controlar el ángulo θ , o bien el ángulo φ , por medio de la instalación de bancos de capacitores en las líneas o en los centros de consumo, respectivamente. Resultan así dos procedimientos posibles de regulación de voltaje:

- Compensación de la línea.* Disminuyendo el ángulo θ , o lo que es igual, la relación $\text{tg } \theta = \frac{X}{R}$, la caída de tensión total en la línea disminuye y por consiguiente, tiende a aumentar el voltaje V.
- Compensación de la carga.* Disminuyendo el ángulo φ , es decir, aumentando el $\cos \varphi$, los vectores V_G y V tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando el voltaje V. Por añadidura, este efecto resulta especialmente favorecido por la reducción de corriente que los capacitores ocasionan en las líneas.

Teniendo en cuenta que, en la práctica, las magnitudes V_G y V, son mucho mayores que la caída de tensión total en la línea, es posible sustituir, a efectos de cálculo, la caída de tensión real $|V_G - V|$, por el valor aproximado:

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi$$

Definiendo por $\mu = \frac{\Delta V}{V}$, la caída de tensión relativa y teniendo en cuenta que

$$KW = \sqrt{3} (KV) I \cos \varphi$$

obtenemos

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW + \frac{X}{10^3 (KV)^2} KW \text{ tg } \varphi \quad [6]$$

En la práctica, debe lograrse que μ no sobrepase un valor prefijado (normalmente bastante pequeño), manteniéndose V prácticamente constante.

La máxima potencia transportable por una línea dada, sin sobrepasar este valor de μ , la obtendremos cuando se anule la componente reactiva X de la línea y al mismo tiempo, se anule el ángulo φ . Esta potencia máxima viene dada por la expresión

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW \text{ máx.}$$

Eliminando el voltaje V, entre esta expresión y la anterior, e introduciendo la notación $\text{tg } \theta = \frac{X}{R}$, queda:

$$KW = \frac{KW \text{ máx.}}{1 + \text{tg } \theta \text{ tg } \varphi} \quad [7]$$

Esta expresión aproximada proporciona errores despreciables, siempre que se opere con valores de $\cos \varphi$ inferiores a 0.95, cosa que es normal en la práctica y valores de μ del orden del 5%. De lo contrario, puede recurrirse a la expresión exacta, bastante más complicada en su forma, pero también muy sencilla de deducir partiendo del valor exacto de la caída de tensión en la línea $|V_G - V|$, en lugar del aproximado ΔV y siguiendo el mismo razonamiento expuesto anteriormente.

La expresión [7], nos permite conocer la potencia activa que es posible transmitir sin llegar a producir una caída de voltaje que sobrepase el porcentaje μ (recuérdese que $KW_{\text{máx.}}$, depende de μ), en función del factor $\text{tg } \theta$ y del factor de potencia a que se efectúa el suministro de energía eléctrica.

A título de ejemplo, se proporcionan en la tabla siguiente, cuatro valores máximos de potencia activa que, según este criterio, es posible transmitir contando con las combinaciones de $\text{tg } \theta$ y $\cos \varphi$, que se indican a continuación:

$\text{tg } \theta$	$\cos \varphi$	KW/KW máx.
4	0.70	19.7%
4	0.85	28.9%
4	0.95	43.5%
1	0.85	61.9%

Inversamente, de la expresión [7] podemos deducir para cada valor de la potencia activa transmitida KW, el factor $\text{tg } \theta$ a que debe operar la línea (compensación de la línea), o el factor $\text{tg } \varphi$ y por consiguiente, el $\cos \varphi$, con que debe operar la carga (compensación de la carga). De dicha expresión se deduce que, cuando crece la demanda de potencia activa KW, debe disminuir el término $\text{tg } \theta$ (línea compensada), o bien el término $\text{tg } \varphi$ (carga compensada). Esto último implica el aumentar el $\cos \varphi$, es decir, mejorar el factor de

potencia de la carga en las horas de mayor demanda. Ambos efectos pueden lograrse controlando la potencia de los bancos de capacitores instalados en la línea o en la carga, respectivamente. En la práctica, este tipo de regulación se efectúa de una forma automática, por medio de controles adecuados.

De la expresión [6], se deduce fácilmente la elevación de voltaje lograda al conectar un banco de capacitores de potencia reactiva total Q , al final de una línea de distribución. Dicha elevación de voltaje puede calcularse según la expresión

$$\epsilon = \frac{X}{10 (KV)^2} Q \quad [8]$$

Donde ϵ es la elevación de voltaje, expresada en tanto por ciento:

Q es la potencia reactiva del banco de capacitores en KVAR.

X es la reactancia total, por fase, de la línea en óhms.

KV es el voltaje nominal de la línea, en kilovolts.

G. Resumen.

Resumiendo todo lo expuesto anteriormente, llegamos a la conclusión de que el uso de capacitores de potencia proporciona los beneficios siguientes:

- a) Aumentan la capacidad de carga de los generadores, líneas eléctricas y transformadores.
- b) Reducen las pérdidas de energía en forma de calor, mejorando notablemente el rendimiento económico de la transmisión y consumo de la energía eléctrica.
- c) Permiten elevar los niveles de voltaje y mejorar la regulación de voltaje en los centros de consumo de energía eléctrica.
- d) Corrigen el factor de potencia, evitando el pago de penalidades a las compañías eléctricas.

8



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ADMINISTRACION DE LA DEMANDA

ING. LUIS R. FIGUERCA NORIEGA
OCTUBRE DE 1985

ADMINISTRACION DE LA DEMANDA

Ing. Luis R. Figueroa Noriega

Comisión Federal de Electricidad
Tolstoi No.29 esq.Mariano Escobedo
México, D.F.,- Tel.531-16-60

RESUMEN: La mayoría de la gente sabe la influencia que en la planeación y operación del Sector Eléctrico tiene la demanda de energía eléctrica impuesta por el conjunto de usuarios; pero pocos conocen que son precisamente las características de demanda de cada grupo de usuarios, las que han tenido una influencia importante en la estructura tarifaria. El presente trabajo trata de familiarizar al lector con aspectos esenciales de las tarifas, llamándole la atención sobre las repercusiones que en el precio de la energía eléctrica tiene un adecuado control de la demanda.

1.- GENERALIDADES.

Para efectos prácticos puede aceptarse que las tarifas del servicio eléctrico son equivalentes a las etiquetas de precios que coloca el Sector Eléctrico por el servicio que suministra. Por esta razón, su objetivo fundamental consiste en proporcionar los ingresos suficientes que le permitan cubrir la totalidad de los costos. Las condiciones peculiares de que participa el suministro eléctrico, conducen a la necesidad de establecer métodos diferentes para fijar precios; por lo tanto, las tarifas eléctricas son de naturaleza diferente a los precios de los diversos artículos comerciales que el público está habituado a comprar.

Sería ideal que el servicio se pudiera vender en base a una simple cuota única. Los usuarios entenderían fácilmente dicha tarifa y los empleados la podrían aplicar también fácilmente; asimismo, la facturación se simplificaría y los costos se reducirían. Sin embargo, esta utopía tarifaria sería injusta para el usuario, pues a algunos se les cobraría más y a otros menos con respecto al costo del servicio correspondiente a cada grupo de usuarios. Esto es, no se tomarían en cuenta factores tan importantes del costo como son: suministros en alta o en baja tensión, ni volúmenes grandes, medianos y pequeños de entregas de energía, equivalentes al gran mayoreo, mayoreo, medio mayoreo y menudeo existentes en el medio industrial y comercial; tampoco sería considerada la forma como algunos servicios contribuyen en mayor grado que otros al aumento de costos.

2.- CARGA CONECTADA POR EL USUARIO.

El usuario puede solicitar servicio por cualquier cantidad, en cualquier tiempo y cualquier lugar y el Sector Eléctrico tiene la obligación de suministrárselo (bajo las condiciones que establece la legislación), debiendo reunir tal servicio características de calidad

y continuidad. Las cargas de los usuarios varían en tamaño, hora (diversidad), duración (factor de carga), tensión, factor de potencia, demanda máxima y localización.

La "cantidad" de servicio tomada por un usuario en determinado momento origina que el Sector disponga de las instalaciones necesarias para suministrar los requerimientos máximos de servicios, en virtud de que no es posible el almacenamiento; no se puede obligar al usuario a que espere su turno; el servicio debe suministrarse instantáneamente a toda su magnitud de acuerdo a lo que demanda el cliente. Debido a que la demanda del servicio de la mayoría de los usuarios coincide con un cierto horario, da lugar a los llamados "picos" en la curva de demanda del sistema eléctrico; es decir existe un período dentro del cual el equipo funciona a plena carga y otro en el que sólo funciona a una fracción de su capacidad. La necesidad de proporcionar servicio en el lugar en que el usuario lo requiera, determina la extensión de redes de distribución, las cuales también se encuentran afectadas por la necesidad de los usuarios. Obviamente, un servicio continuo sólo es posible instalando la capacidad de reserva adecuada.

3.- CARACTERISTICAS DE LA INDUSTRIA DE SERVICIOS PUBLICOS DE ENERGIA ELECTRICA.

Para suministrar un servicio eléctrico no es posible almacenar el producto, por el contrario, la energía debe ser producida en las plantas y liberada en el lugar requerido y en el momento deseado por el cliente; además esta industria está altamente mecanizada. Un sistema eléctrico se construye para servir a los usuarios que se encuentran en un área específica; por tanto, el mercado ya está prefijado. Dentro de ciertos límites, las instalaciones de generación y transmisión están disponibles en todo el territorio nacional y las redes de distribución se construyen para clientes y cargas específicas. De esta manera, el servicio es llevado al usuario en lugar de que éste vaya a obtenerlo a la fuente como ocurre en otros artículos; el Sector Eléctrico no puede seleccionar a sus clientes y sí, por el contrario, debe suministrar servicio a todo el que lo solicite. Todavía más, en países en donde subsiste el régimen concesional, la empresa suministradora no puede retirarse del negocio a menos que la autoridad reguladora se lo permita.

Todo lo anterior conduce a establecer una característica peculiar de la industria eléctrica: Ninguna industria, por más importante que sea, exige mayor capital en proporción a su producción que la industria eléctrica.

4.- COSTO DEL SERVICIO ELECTRICO.

Una parte mayoritaria del costo del servicio está determinada por el gran capital que se necesita invertir para atender a las cargas, cada vez más grandes, conectadas por los usuarios; en menor parte, el costo depende de los KWH o energía suministrada. Dentro de los elementos de costo, el más importante lo constituye el que se refiere a la demanda, pues ésta es la que impone la necesidad de invertir capital. Este costo se puede considerar fijo, ya que es independiente de la generación; la razón de que sea repercutido en las tarifas puede explicarse con el examen de dos usuarios con igual consumo pero diferente demanda. El usuario A tiene 25 KW que opera durante 200 horas al mes, lo que hace 5000 KWH de consumo mensual, mientras que el usuario B tiene una carga de 50 KW que opera 100 horas al mes, con lo cual consume también 5000 KWH mensual. Sin embargo, el costo de suministro para el usuario B es obviamente superior que para el usuario A, debido a que se necesita una cantidad mayor de equipo para satisfacer su demanda que es superior. Cabe observar que bajo ciertas condiciones la industria eléctrica tiene costos decrecientes; efectivamente, suponiendo que el incremento del consumo de energía eléctrica fuera hecho dentro del valle de la curva de carga, cuya muestra aparece en el anexo NO. 1, no habría necesidad de realizar nuevas inversiones en ampliaciones, ni algunas erogaciones aumentarían correlativamente. De ahí que algunas tarifas contengan precios menores conforme aumenta el factor de carga del servicio, pues esto favorece el uso uniforme del equipo de utilización del cliente, provocando que éste se preocupe por evitar la presencia de "picos" dentro de la operación del mismo.

De hecho, la responsabilidad que cada grupo de usuarios tiene dentro del "pico" del sistema del Sector Eléctrico, explica la existencia de diversas tarifas con diferentes cuotas. Los clientes a veces critican a la industria eléctrica debido a que consideran que se les discrimina con respecto a otros tipos de servicio, principalmente cuando se trata de servicios residenciales y de fuerza; su queja usualmente se debe a que el servicio residencial tiene cuotas más elevadas que las de otros servicios, sin embargo, se olvida que es la causante del "pico" del sistema y, por lo tanto, de la necesidad de hacer inversiones en obras de generación y transmisión; además la distribución y venta de energía a los clientes residenciales representa mayores costos por unidad que los de suministro a grandes usuarios industriales.

La carga de un usuario residencial es pequeña y, sin embargo, su costo de lectura, facturación y manejo de su cuenta es muy parecido al de los clientes industriales. Este cliente residencial utiliza servicio en baja tensión y, por lo tanto, requiere de una regulación de tensión de buena calidad para que funcione bien su alumbrado. Para efectos comparativos, se puede decir que el servicio resi-

dencial es por su naturaleza un negocio de detalle, mientras que el servicio de fuerza es un negocio de ventas al mayoreo.

5.- CARGOS DE LAS TARIFAS.

Teóricamente, todas las tarifas deberán contener tres cargos fundamentales; por costo comercial, por costo financiero (demanda) y por costo de energía (KWH). Sin embargo, no es práctico aplicar tarifas técnicamente correctas para todos los clientes, o lo que es lo mismo, no es práctico medir todo los elementos de costo. Una tarifa que es satisfactoria para un cliente grande, es demasiado complicada para un cliente residencial; la medición de demanda y factores de potencia para cargas pequeñas es frecuentemente costosa para que se justifique. Por este motivo, en algunas tarifas se incluye una parte o la totalidad del cargo por demanda dentro de la parte correspondiente a los cargos por energía. Debe reconocerse que las tarifas con cargos por demanda son relativamente complicadas.

6.- REGULACION.

La naturaleza de servicio público de la industria eléctrica, le da carácter monopólico obligado, pero es importante subrayar que para substituir a la falta de competencia, la industria se encuentra sujeta a una regulación por parte del Estado, lo que constituye un aspecto fundamental en las cuotas de las tarifas. Esta regulación ha sido encomendada a la Secretaría de Economía; Secretaría de Industria y Comercio y Secretaría de Comercio, con el auxilio de Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas; actualmente es la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mientras que la COTEG ha desaparecido.

El Sector Eléctrico no puede discriminar arbitrariamente a sus clientes, del mismo modo que otras empresas no sujetas a regulación y quienes pueden cobrar precios diferentes para un mismo producto. El Sector no puede cobrar cualquier precio derivado de un ajuste que considere procedente. Los precios individuales deberán ser razonables y los ingresos globales deben ajustarse a los márgenes que indique la autoridad reguladora.

7.- LA DEMANDA Y LAS TARIFAS.

Como se señaló anteriormente, el proceso básico de generación y distribución de energía eléctrica involucra altas inversiones en centrales y equipo; el costo financiero asociado con estas inversiones es elevado en comparación con el costo de producción de los KWH.

La industria eléctrica está altamente mecanizada; no es posible el almacenamiento del producto; el servicio debe ser suministrado al usuario en cualquier tiempo y en el instante que lo desee y, por lo tanto, la capacidad del sistema tiene que ser lo suficientemente grande para afrontar la demanda máxima de

todos los usuarios. Los costos de la planta y el equipo para afrontar esta demanda máxima, así como los gastos en la fuerza de trabajo y la administración, no varían apreciablemente en relación a la producción de KWH. De esta manera, una parte importante de los gastos de operación de un sistema eléctrico está referido más bien a su capacidad instalada que a la cantidad de KWH requeridos por los usuarios.

En el caso de la distribución de gas, por ejemplo, el almacenamiento del producto sí es posible y la capacidad de producción y de gasoductos no tiene que ser de la capacidad necesaria para suministrar el máximo de requerimiento por parte de los clientes, de manera que las instalaciones de almacenamiento dependen del aumento de suministro en el momento en que el servicio se desea. Así, la inversión en plantas y equipo no es tan elevado en relación con el costo de producción como sucede en el caso de la industria eléctrica. En otros negocios, como por ejemplo la industria de fabricación de automóviles, no sólo es posible el almacenamiento de los productos, sino que además la demanda de los clientes no tiene que satisfacerse en el instante en que se presenta.

Pueden presentarse todos los ejemplos que se deseen para mostrar la similitud que existe entre el cargo por demanda del servicio eléctrico y los cargos originados por otros servicios. Cuando un automovilista alquila un estacionamiento de los comúnmente llamados "pensiones", tiene que pagar una mensualidad independientemente de que lo use o salga de la ciudad y estacione su automóvil en otro lugar pagando lo correspondiente en ese sitio. Lo mismo sucede con el alquiler de casas, la renta debe pagarse independientemente de que se ocupe o no.

Es lamentable que el usuario del servicio eléctrico nunca comprenda la razón de ser de los cargos por demanda y de que éstos estén justificados desde el punto de vista económico. El cliente no entiende que estos cargos son en realidad cargos para cubrir el costo de la capacidad que se pondrá de inmediato a su disposición en el momento en que él lo desee. El usuario con frecuencia argumenta que al pagar un cargo fijo está pagando por algo que no se le da. En rigor no se le suministra KWH, pero él está en condiciones de obtener servicio, lo cual es precisamente el producto que vende la industria eléctrica, él no entiende que los cargos por demanda se deben a la demanda que toma el usuario del sistema eléctrico. El cliente crea la demanda y el Sector cobra un cargo adecuado por el equipo, instalaciones, etc., que destina para afrontar esa demanda.

8.- ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS

Es interesante observar la estructura de la tarifa N° 8, aplicable a servicios industriales, que persistió hasta diciembre de 1983 y la que entró en vigor a partir de enero de 1984, para comprobar, independientemente del incremento en los precios correspondientes, como se ha simplificado, situación que redundará en beneficio de los usuarios al poder aplicarla más fácilmente.

8.1 Estructura anterior.

Contenía dos cargos fijos en función de la demanda, más cinco cargos por la energía eléctrica consumida, cuyos precios disminuían a medida que aumentaba al consumo, no considerándose éste en términos absolutos sino en función también de la demanda, según se muestra a continuación:

CARGOS FIJOS

- \$ 220.3516 por c/u de los primeros 50 KW de demanda.
- \$ 244.3505 por cada KW adicional de demanda.

CARGOS POR ENERGIA

- \$ 2.4099 por c/u de los primeros 90 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 2.0700 por c/u de los siguientes 90 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 1.9638 por c/u de los siguientes 90 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 1.6134 por c/u de los siguientes 168 KWH por cada KW de demanda.
- \$ 1.3120 por cada KWH adicional a los anteriores.

Se dice que esta estructura es una combinación de las tarifas Hopkinson y Wright, llamada así porque aquel propuso una tarifa de dos partes consistentes en cargos separados para la demanda y la energía, tomando en cuenta así el factor de carga, mientras que éste diseñó una tarifa con un cierto número de bloques de energía, en función de la demanda, con precios decrecientes, quedando de este modo considerado también el factor de carga.

8.2 Estructura actual.

A partir de enero de 1984, se eliminó uno de los cargos fijos así como los bloques de energía, de manera que la tarifa N° 8 ahora contiene un sólo cargo fijo y un sólo cargo por energía, es decir, se ajusta a la forma de la tarifa Hopkinson que reconoce el factor de carga.

CARGO FIJO (Enero 1985.)

\$ 928.96 por cada KW de demanda.

CARGO POR ENERGIA (Enero 1985.)

\$ 4.64 por cada KWH

Como las tarifas previenen un incremento mensual acumulativo de 2.5%, las cuotas para junio de 1984 serán de \$ 1,051.03 de cargo fijo y \$ 5.25 de cargo por energía.

Esta estructura pretende proporcionar al usuario un mayor incentivo por aumentar el factor de carga de su servicio, ya que, como se verá más adelante, el precio medio decrece con mayor intensidad, al aumentar dicho factor, que con la estructura anterior.

9.- FACTOR DE CARGA.

Se define como el cociente que resulta - de dividir la demanda media entre la demanda - máxima. Disponiendo de los datos fundamentales de un servicio como son: consumo en KWH, demanda máxima en KW y período de consumo, se puede obtener fácilmente el valor del factor de carga pues bastará con hacer dos operaciones:

- Dividir el consumo en KWH entre el período expresado en horas, con lo cual se está obteniendo la demanda media.
- Dividir el resultado anterior entre la demanda máxima en KW.

Para ilustrar gráficamente lo que representa el factor de carga, obsérvese el Anexo No. 2 en donde se ha reproducido la misma curva del Anexo No. 1, pero agregando con línea punteada el valor de la demanda media. Se puede comprobar que el área tanto bajo la curva llena como bajo la línea punteada son idénticas, puesto que corresponde al mismo volumen de energía eléctrica. Esto es tan sencillo como obtener la superficie de un rectángulo: de un lado se tiene la demanda máxima en KW (ordenada) y del otro el período en horas (abscisa), de modo que al aplicar la fórmula lado por lado se obtiene $KW \times \text{horas} = KWH = \text{Energía Eléctrica}$.

Lo importante de esta similitud consiste en que, si se desea que la relación demanda media - entre demanda máxima, sea lo más cercano a la unidad y así obtener el mínimo precio medio, es necesario eliminar el pico y ubicar el área correspondiente (consumo de energía eléctrica) dentro del valle de la curva, de tal manera que se tenga una conformación tan parecida a un rectángulo como sea posible; a esto se le denomina administración de la demanda, cuyos beneficios económicos hacia el usuario explica que este tema sea de actualidad.

10.- DEMANDA MAXIMA MEDIDA.

Si bien en nuestro país, no había llamado - la atención administrar la demanda, esto se debía fundamentalmente a que las disposiciones tarifarias vigentes hasta el mes de julio de 1982, no favorecían la facturación de servicios conforme a valores de demandas máximas medidas por abajo de las demandas contratadas en vigor; durante poco más de 20 años funcionó en el sistema tarifario lo que se denominó "demanda base de facturación" y que no era otra cosa que facturar un servicio conforme a la demanda que resultara mayor entre la contratada y la medida. Se comprende entonces por qué carecía de interés para el usuario tomar medidas tendientes a controlar su demanda si, de cualquier manera, el valor de la demanda contratada era la base de facturación.

En la actualidad se ha superado esta limitación, pues las tarifas vigentes establecen el cobro tanto de cargo fijo como de cargo por energía, exclusivamente en función de la demanda máxima medida. Esta circunstancia, aunada al incremento - deslizante en el precio de la energía eléctrica, -

seguramente originará inquietudes en el público usuario, tendientes a una mejor administración de la demanda.

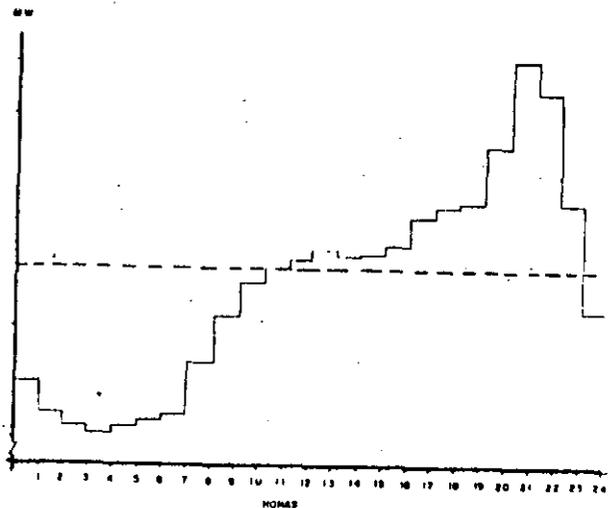
II.- COMPORTAMIENTO DEL PRECIO MEDIO EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CARGA.

Volviendo a la estructura anterior de la tarifa N° 8 descrita en el punto 8.1., ésta se debe interpretar, si se suponen meses de 720 - horas, en el sentido de que el precio de \$2.4099 por KWH era aplicable hasta 12.5 % de factor de carga (90 KWH); el siguiente precio (\$2.07 por KWH) sería aplicable de 12.5% a 25% de factor de carga; el tercer precio se aplicaba desde 25% hasta 37.5% de f.c.; el cuarto de 37.5% hasta 60.8% de f.c. y el último precio era de 60.8% hasta 100 % de f.c. Así el precio medio se comportaba siguiendo una serie de patrones - hiperbólicos conforme aumentaba el consumo referido a la demanda (factor de carga).

En cambio, con la estructura nueva el comportamiento del precio medio con respecto al factor de carga es idéntico a una sola hipérbola, es decir, el precio de \$ 5.25 por KWH - (Junio de 1985) se aplica a cualquier rango de consumo.

Para tener un panorama objetivo de lo anterior es indispensable disponer de una gráfica (ver Anexo No. 3) que nos muestre cual es realmente el precio medio para cualquier valor del factor de carga y de esta manera poder evaluar los beneficios económicos que se obtendrían de incrementar el factor de carga consecuencia de una administración de la demanda.

Si en lugar de usar ejes comunes rectangulares, se utiliza una escala semihiperbólica la curva convencional se convierte en línea - recta, como se puede observar en las gráficas de los anexos Nos. 4 y 5.



Gráfica de demanda horaria.- La línea punteada indica la demanda media (ver Anexo 2).

La ventaja de esta curva consiste en que se puede trazar en la misma gráfica otra curva correspondiente a cualquier otro mes. Así, en el repetido Anexo No. 4 se han dibujado las curvas de la tarifa No. 8 para diciembre de 1983 y enero, junio y diciembre de 1984, de cuya observación se deduce lo siguiente:

- La curva para enero de 1984 tiene más pendiente que la correspondiente a diciembre de 1983, lo cual significa que para un mismo incremento de factor de carga, la diferencia en el precio medio ahora es mayor que antes, obviamente, se trata de motivar al usuario para que administre la demanda de su servicio.

- Un usuario que en junio de 1984 este operando con un factor de carga muy pobre, 10% por ejemplo, pagara a razón de \$ 12.80 el KWH, pero si llegara a 100%, condición hipotética por difícil de alcanzar, entonces el KWH lo estaría pagando a \$ 4.30 que representa el 64% aproximadamente de disminución.

- Un usuario podría absorber el incremento tarifario, con el sólo hecho de aumentar el factor de carga. Por ejemplo, el precio medio para junio de 1984, considerando un factor de carga de 40%, es similar al precio medio que supuestamente habrá en diciembre del mismo año con un factor de carga de 60% aproximadamente.

- La brecha entre las dos curvas es menor conforme aumenta el factor de carga; esto significa que a medida que sea mayor el factor de carga de un servicio, el incremento tarifario será menor.

12.- IMPORTANCIA DEL PERFIL DE CARGA.

Se recordará que una condición que debe reunir un servicio eléctrico para tener un factor de carga cercano a la unidad, consiste en tener, asimismo, una curva de duración de carga tan parecida a un rectángulo como sea posible. Consecuentemente, el primer paso deberá ser la obtención de un perfil de la carga a lo largo de las 24 horas de un día que se considere representativo. Sólo así se podría estar en condiciones de hacer un diagnóstico lo más acertado posible con base en lo siguiente:

- Existencia o no de picos.
- Duración de los picos.
- Magnitud de los picos.
- Horario de los picos.
- Origen de los picos.
- Posibilidades de abatir los picos.

Debe observarse que cualquier intento que se haga, sin considerar el perfil de carga, resultará infructuoso, ya que el factor de carga proveniente, por ejemplo, de una facturación mensual, será un valor promedio que estará influenciado por los días de descanso o baja producción. Así, se pueden encontrar servicios con factores de carga relativamente bajos y, sin embargo, con perfiles de carga diaria cercanos a la condición óptima y en los cuales no se podrían hacer mejoras. Esto se comprueba en industrias pequeñas que sólo operan un turno, pero que durante las 8 horas correspondientes tienen una deman-

da casi uniforme cuando sus factores de carga mensual oscilan en 20%.

En el Anexo No. 6 se presenta la curva de carga de una industria grande, observándose que es casi constante, pues sólo presenta picos entre la 1 y 3 de la mañana, obviamente este servicio no ofrece posibilidades de mejorar.

En cambio, el servicio cuya curva se observa en el Anexo No. 7 presenta oscilaciones constantes a lo largo de las 24 horas, lo que indica la existencia de circunstancias peculiares. La posibilidad de que esta curva pudiera modificarse, ya dependerá de un análisis que sobre el terreno se haga.

Cabe mencionar que estas curvas se pueden obtener fácilmente en casi todos los servicios que por la tensión de suministro, dispongan de equipos de medición comúnmente llamados de "pulsos", los usuarios pueden solicitar de Comisión Federal de Electricidad la información respectiva, misma que se satisfará de inmediato. Si algún usuario no dispone en su servicio de este tipo de equipo de medición, tendría que instalar por algún período corto un "graficador"

13.- UN EJEMPLO

En el ejemplo del Anexo No. 6, se observó que la demanda oscilaba entre valores máximos y mínimos seis veces al día; una investigación al respecto hubiera comprobado que debido a las condiciones del proceso, difícilmente podrían haberse eliminado tales oscilaciones; sin embargo, también se pudo haber comprobado que el aumento paulatino de la demanda se debía al proceso de encendido de un horno con un período de aproximadamente 30 minutos, pero con un sólo pico al día de 15 minutos y precisamente de 7:15 a 7:30 de la mañana. Esto se podría deber a que a esa hora todos los operarios inician su turno haciendo funcionar al mismo tiempo el equipo a su cargo. Tomando en cuenta que dicho pico era de aproximadamente 500 KW, se podría concluir que era factible reducir tal valor con tan sólo diferir 15 minutos las labores acostumbradas en un Departamento, como Taller Mecánico, por ejemplo, que no afecta a la producción. Así, la demanda máxima que era del orden de 16 912 KW, podría disminuir a 16,400 KW con el mismo volumen de energía eléctrica consumida; el resultado económico sería el siguiente:

a)- Factor de carga original:

$$F.C. = \frac{\text{Dem. media}}{\text{Dem. máxima}} = \frac{9\ 618\ 831}{16\ 912} = 744$$

$$F.C. = \frac{12928}{16912} = 76.4\%$$

b)- Precio medio original:

Consultando en la curva para junio de 1985, o bien haciendo el siguiente cálculo para fines de ilustración:

$$F.C. = 76.4\% = 550\ \text{KWH/KW}$$

Cargo Fijo \$ 1,051.03
 Cargo por energía
 550 x 5.25 2,887.50
 \$ 3,938.53

El precio medio sería:
 $\frac{3\ 938.53}{550} = \7.161 por KWH

c)- Factor de carga modificado:
 F.C. $\frac{12928}{16400} = 78.8\%$

d)- Precio medio modificado:
 F.C. 78.8% = 568 KWH/KW
 Cargo fijo \$ 1,051.03
 Cargo por energía.
 568 x 5.25 2,982.00
 \$ 4,033.03

Precio medio = $\frac{4\ 033.03}{568} = \7.100 por KWH

e)- Disminución en la facturación mensual:

Diferencia de P M = \$ 7.161 - \$ 7.100
 " " " = \$ 0.061 por KWH
 Consumo mensual = 9 618 831 KWH
 Disminución = 0.061 x 9 618 831
 " = \$ 586 749/ mes

Se observa que mediante un análisis adecuado de las condiciones de operación, pudo haber sido posible diferir en 15 minutos los labores de un Departamento con lo cual obtendría una ganancia mensual de \$ 586,749 a Junio de 1985 que, desde luego, se incrementará en la misma proporción que aumenten las tarifas.

14.- CONCLUSIONES.

La administración de la demanda consiste en eliminar los picos de la curva de carga de cualquier servicio de energía eléctrica, de tal manera que el mismo volumen de consumo se haga dentro de las horas de los valles de la misma curva. Esto es así porque la finalidad consiste en aumentar el factor de carga para obtener el menor precio según la estructura tarifaria. Es obvio que si se elimina algún consumo sin reponerse en otro horario no será administración de demanda, porque al disminuir también la demanda el factor de carga se conserva en el mismo valor, aunque haya una disminución en la factura global.

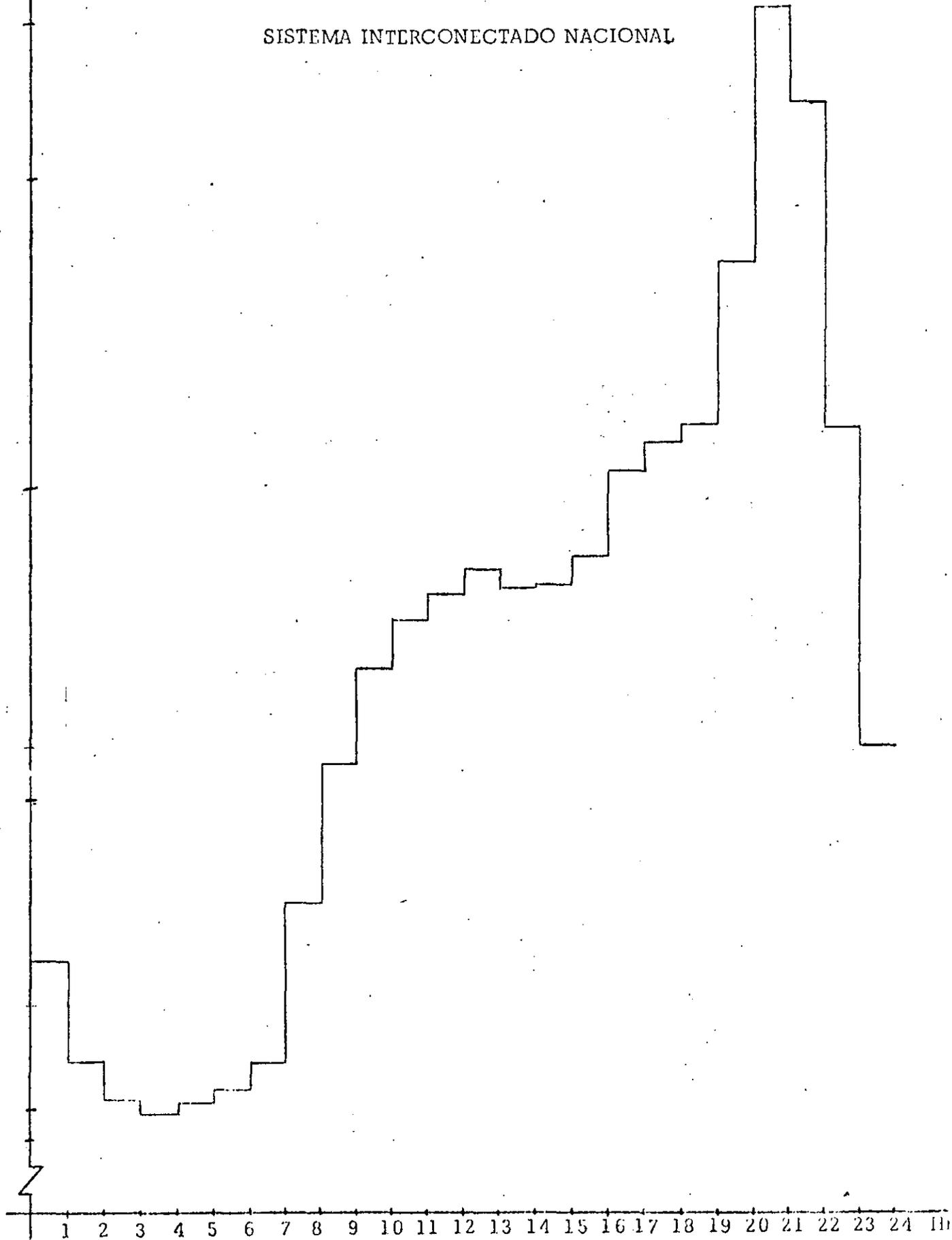
Como consecuencia de las modificaciones tarifarias habidas a partir de agosto de 1982, las ventajas económicas que obtiene el usuario son importantes; por ejemplo, en un caso se pudo haber diferido la operación de tan sólo el 3% de la demanda, con lo cual se hubiera logrado un incremento de 2.4 puntos en el factor de carga y una disminución en la facturación de 1% aproximadamente, sin realizar inversión alguna. Desde luego, habrá casos en que el valor de la demanda por diferir sea mayor, obteniendo mayores beneficios.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Figueroa Noriega Luis Rolando.- Análisis Técnico Económico de los Principios Básicos para la Estructura de Tarifas Eléctricas en Nuestro País (1973).
- 2.- Asociación Industrial Vallejo y Universidad Autónoma Metropolitana .
 Memorias del Tercero y Cuarto Seminario sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria (1982 y 1983).

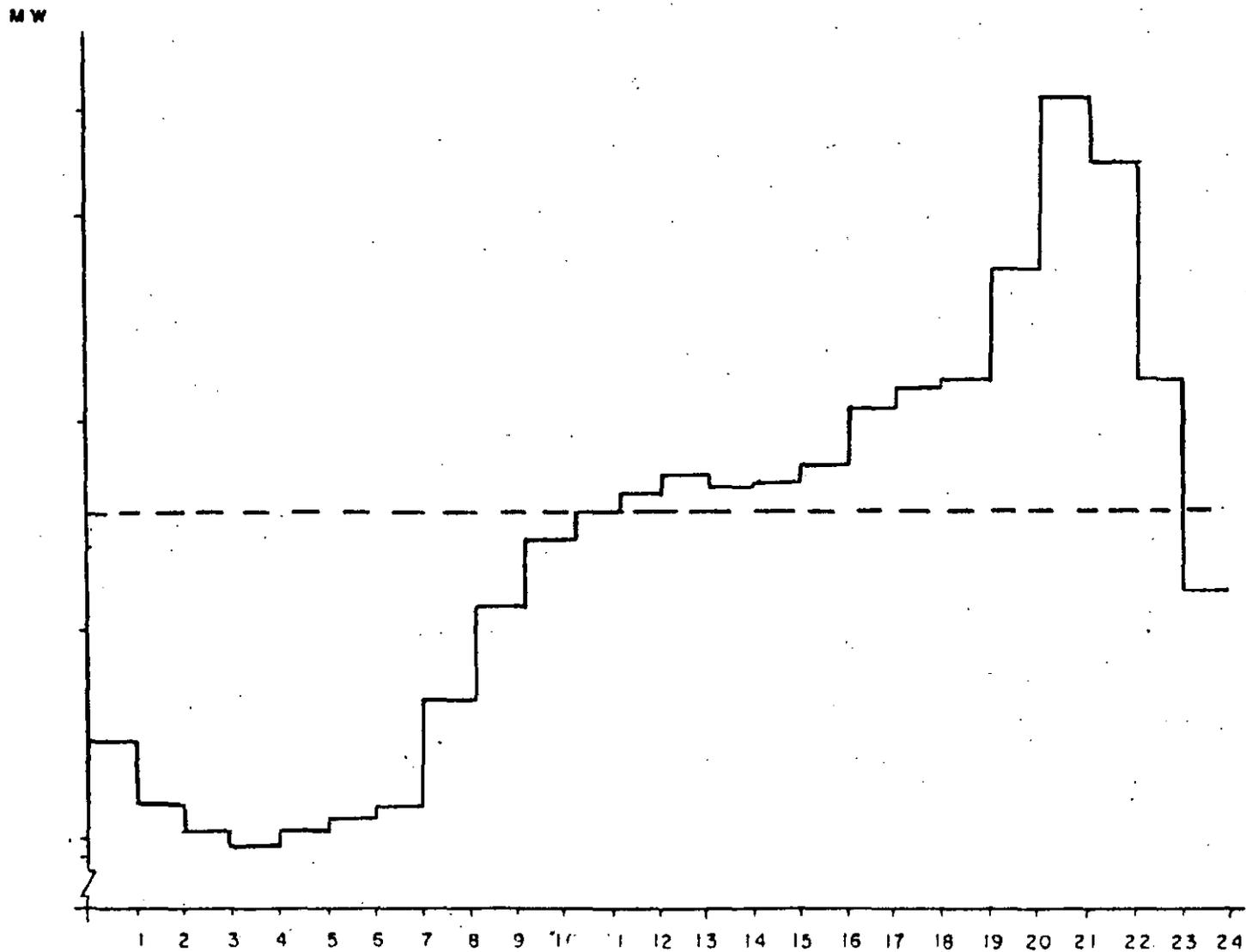
CURVA DE CARGA HORARIA TIPICA VERANO, DIA HABIL.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



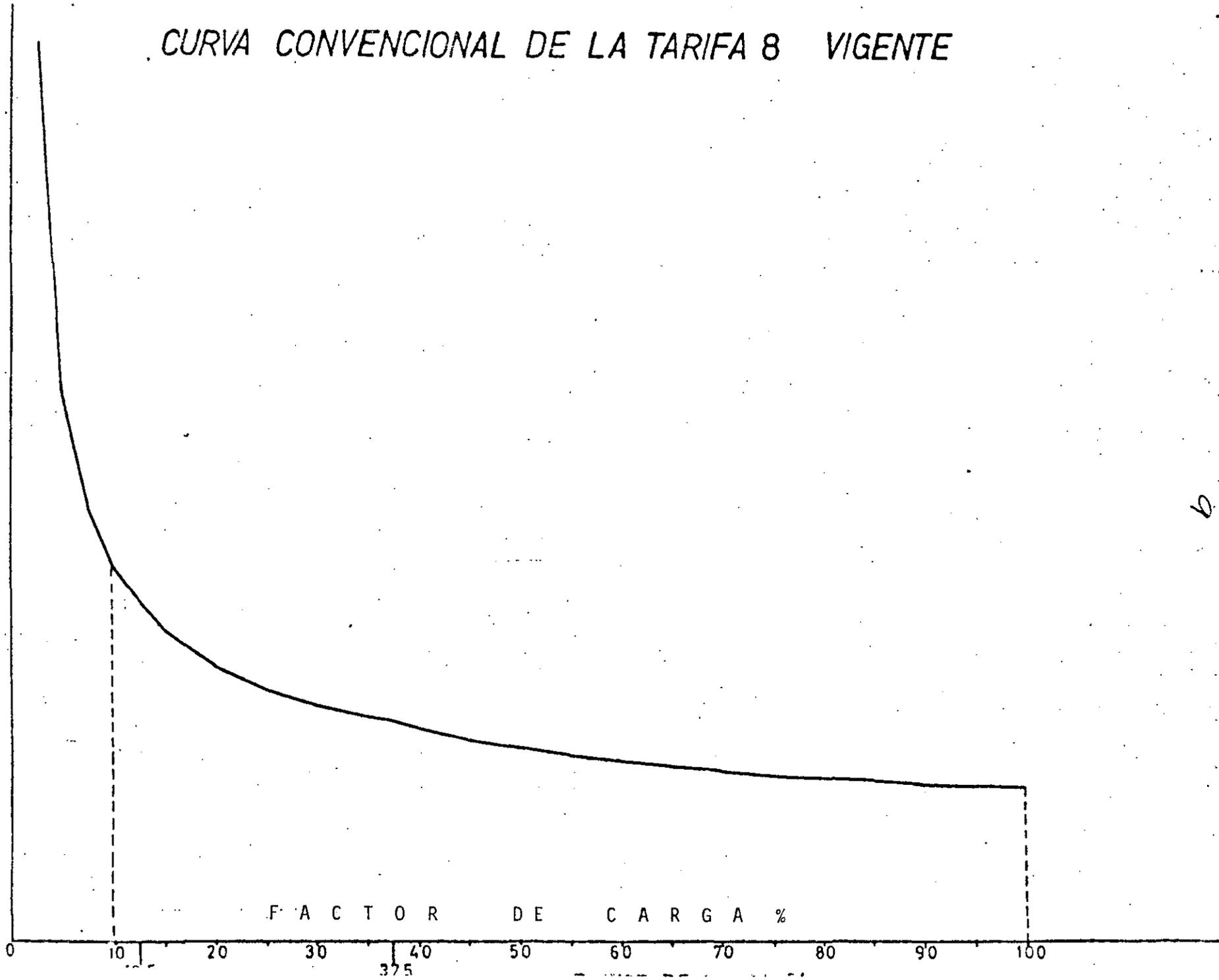
CURVA DE CARGA HORARIA TIPICA PARA EL VERANO DIA HABIL

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



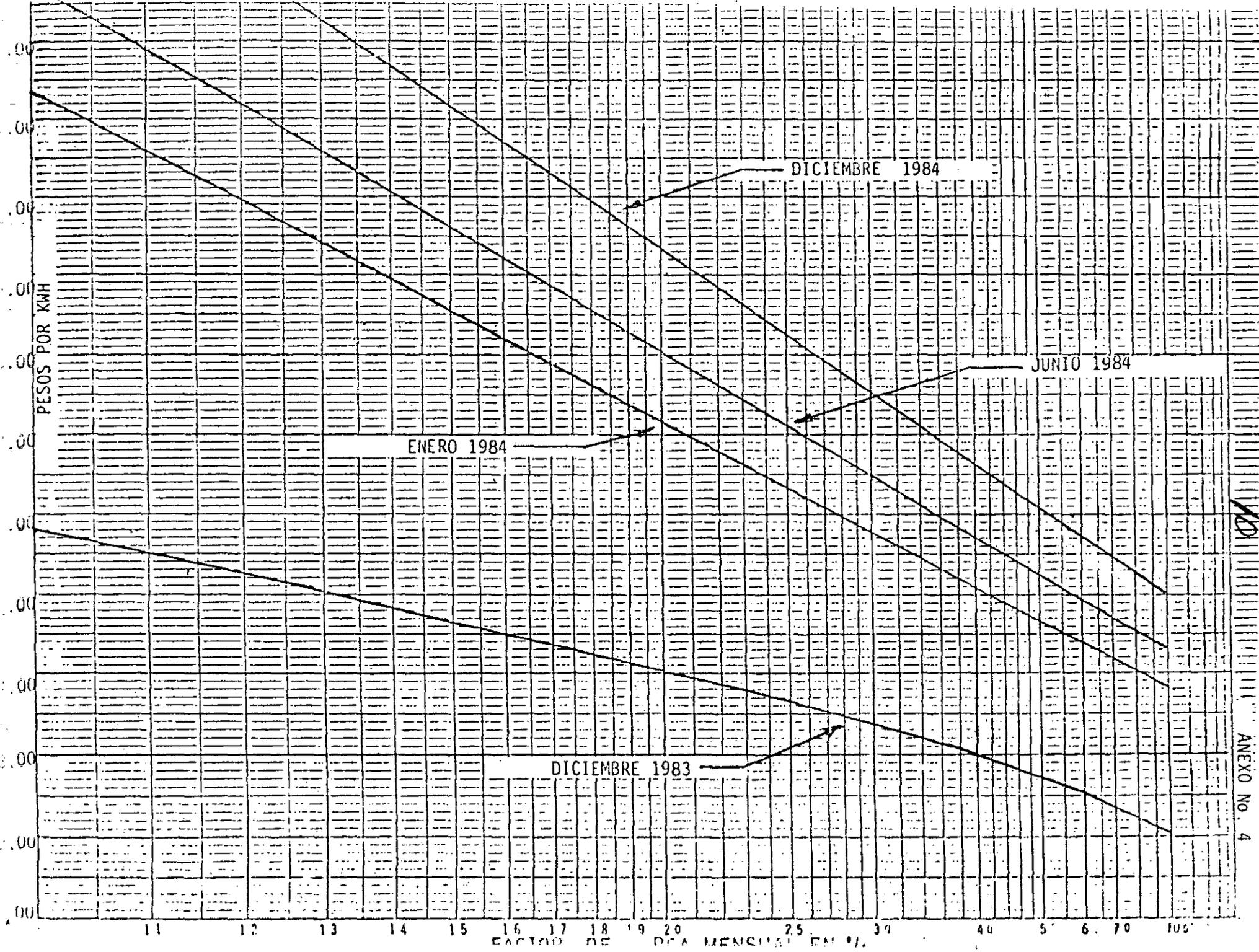
CURVA CONVENCIONAL DE LA TARIFA 8 VIGENTE

PRECIO MEDIO \$/KWH



FACTOR DE CARGA %

6



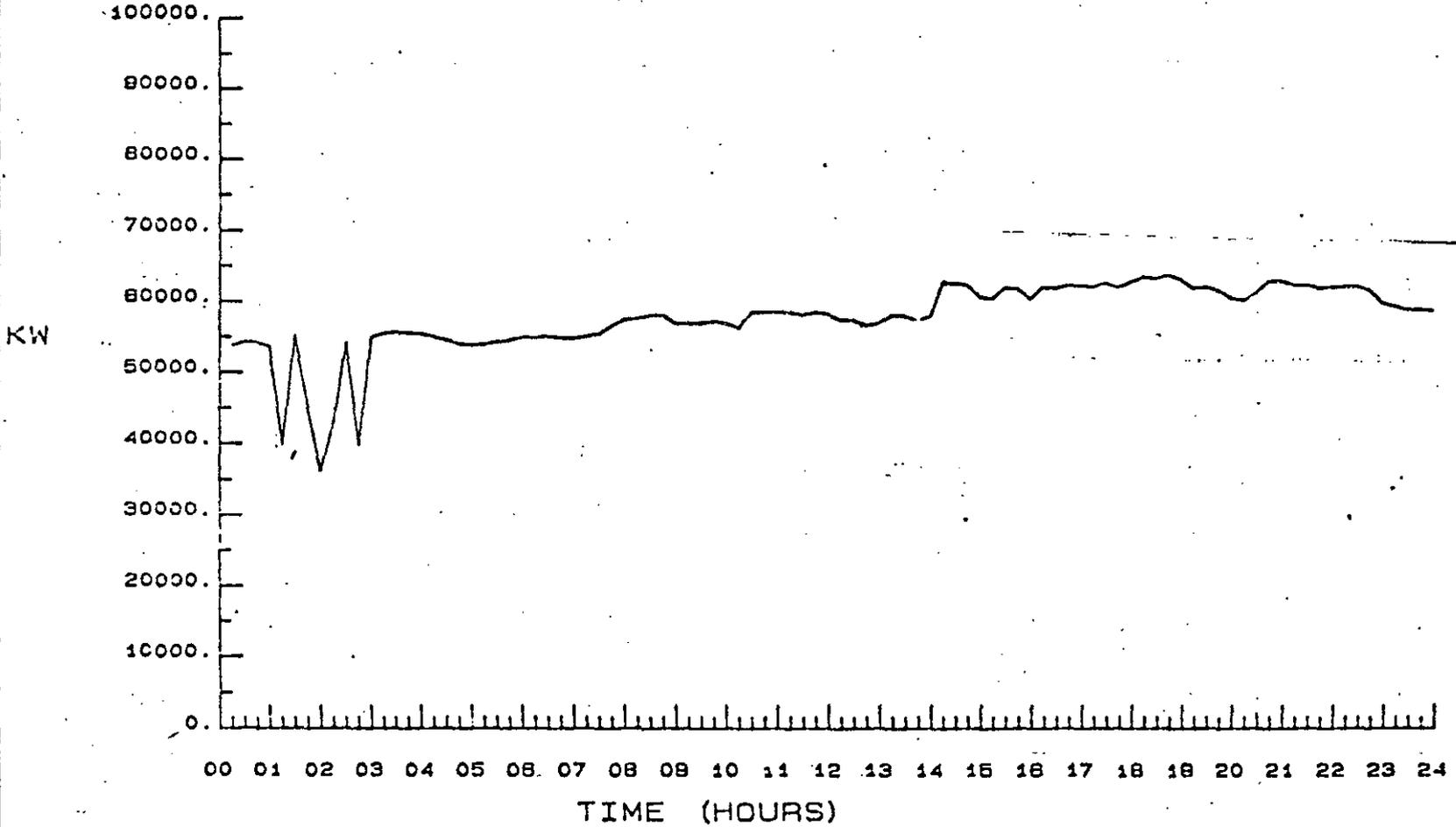
NAME: MET RGA PENDEL
ADDRESS: TORREON COAH
ACCT CL: KCOO MIST
PLOT#5

DAILY LOAD ANALYSIS PLOT

15 MINUTE INTERVALS
PROGRAM NAME: T4741P
SUB TYPE: DL

MAX- 83800.00 KW

MIN- 38200.00 KW



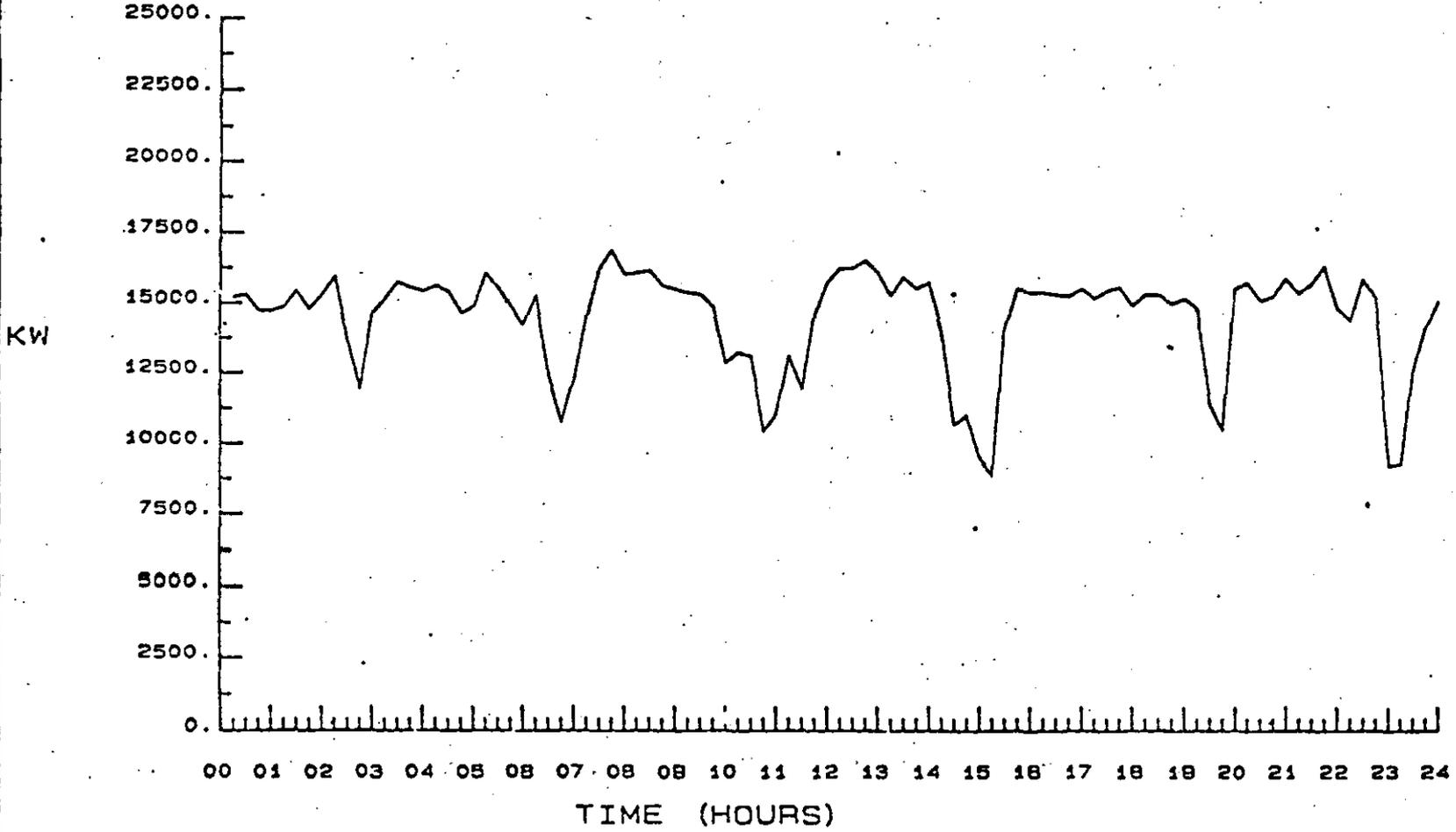
NAME: FERROALEACIONES
ADDRESS: GOMEZ PALACIO D00
ACCT CL: R000 HIST
PLOT#5

FROM 12/22/81 00:01 TO 12/22/81 24:00
15 MINUTE INTERVALS
PROGRAM NAME: T4741P
SUB TYPE: DL

DAILY LOAD ANALYSIS PLOT

MAX= 16912.80 KW

MIN= 8942.40 KW





**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ACONDICIONAMIENTO AMBIENTAL

(ADAPTACIONES)

ING. MANUEL DE DIEGO MUÑOZ

OCTUBRE DE 1985

ACONDICIONAMIENTO AMBIENTAL (ADAPTACIONES)

Ing. Manuel de Diego Muñoz.
Comisión Federal de Electricidad. - SDO - PRONUREE.
León Tolstoi No. 29-1er. Piso Esq. Mariano Escobedo.
Colonia Anzures.
11590 México, D. F.

RESUMEN

El presente trabajo analiza algunos factores que deben ser tomados en cuenta para el diseño de las casas-habitación en regiones de clima cálido, con objeto de establecer o revisar criterios y medidas tendientes a procurar, para sus ocupantes, las mejores condiciones posibles del ambiente interior acordes con sus posibilidades económicas, considerando para ésto que a corto y mediano plazo el pago que haga el usuario por la electricidad necesaria para su acondicionamiento ambiental, se verá afectado obviamente por la cantidad de energía consumida y por el costo unitario de la misma, en el que a su vez se reflejan los crecientes costos del combustible, resultantes del agotamiento paulatino de las reservas nacionales y mundiales de hidro-carburos, así como los costos financieros de las inversiones requeridas para reforzar el sistema de suministro de energía, a fin de satisfacer los incrementos que registre su demanda.

Se muestra entonces cómo ciertas mejoras en la construcción y algunas alternativas en el equipamiento de las viviendas permiten reducir considerablemente los consumos de energía eléctrica, con el consiguiente beneficio para el propio usuario y para el país, pues aunque dichas mejoras implican un incremento en los costos de construcción, el costo total de éstas más el equipo adecuado resulta ya inferior al costo del equipo que tendría que instalarse sin ellas, obteniéndose además los beneficios tangibles que para la nación representa la disponibilidad de los recursos económicos y energéticos así liberados, con su consecuente repercusión en las divisas necesarias para impulsar nuestro desarrollo.

Los resultados muestran así mismo que aún en los casos en los cuales ya se tenga hecha la inversión en equipo, se paga el costo de las mejoras en muy poco tiempo con el ahorro en la facturación de energía eléctrica; siendo éste también el caso de sustituir alumbrado incandescente por fluorescente; analizado aquí como complemento del tema.

Finalmente, se sugieren algunas acciones para propiciar estos resultados teniendo en cuenta las diferencias y similitudes entre los intereses particulares de los constructores, de los ocupantes de las viviendas y del

sector energético.

Es conveniente aclarar que la limitación de tiempo para preparar el trabajo y la propia de los conocimientos sobre todos los aspectos involucrados, obliga a insistir doblemente en recibir puntos de vista, datos, objeciones y críticas que permitan enfocar y desarrollar las acciones subsecuentes con la mayor objetividad posible.

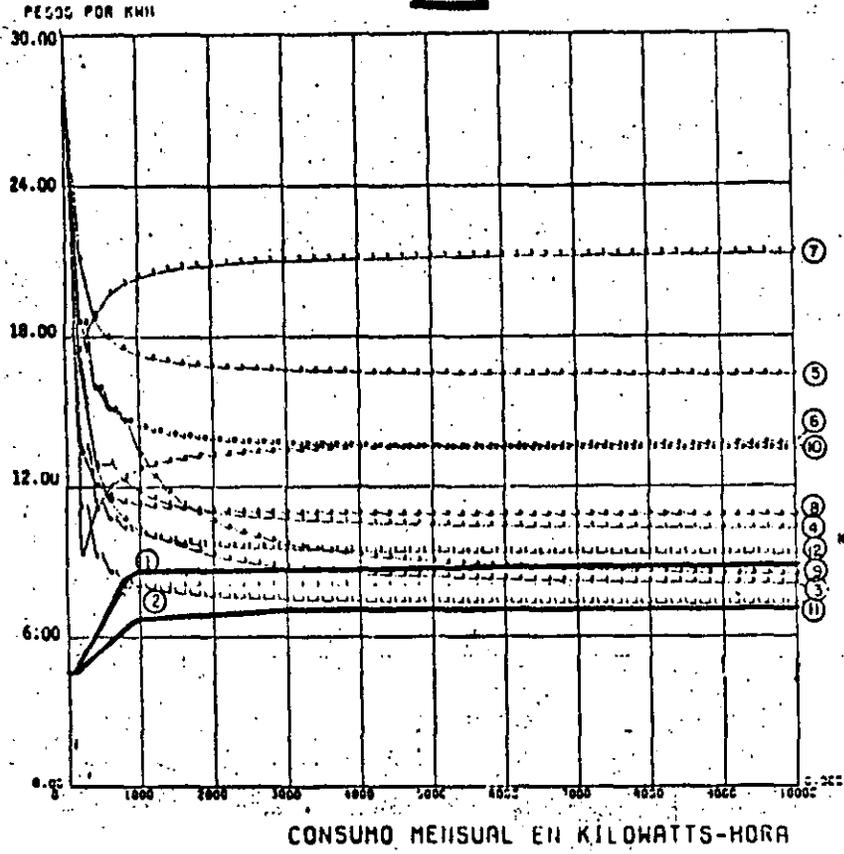
INTRODUCCION.

La adecuación de los precios de la energía, para que reflejen sus costos reales y eliminan subsidios por los que pagan los más por un pretendido beneficio de los menos, ha hecho evidentes las consecuencias negativas de dichos subsidios que en el pasado llevaron a la adopción de patrones antieconómicos en la construcción, el equipamiento y la utilización de la energía eléctrica para el acondicionamiento ambiental en las regiones de clima cálido, pues ni los constructores ni los habitantes de las viviendas tenían idea de la repercusión inmediata de dichos patrones sobre la economía del país, así como tampoco de las que éstas tendrían a su vez sobre la de los usuarios del servicio eléctrico.

Estas distorsiones de los precios y la ineficiencia energética que originaron en la construcción de viviendas, en el equipo de acondicionamiento y en hábitos de consumo excesivo, han venido a representar para el usuario pagos muy elevados por su energía eléctrica, a pesar de que ésta no refleja todavía sus costos básicos, debiéndose además tener en cuenta que si bien los precios de la electricidad en México son inferiores a los de las compañías eléctricas norteamericanas, el consumo en nuestras poblaciones fronterizas es a tal grado ineficiente, que causa facturaciones más elevadas que las de casas aparentemente similares de las poblaciones vecinas, con lo que el usuario se siente tratado injustamente, habiendo esto ya dado lugar a problemas sociales y políticos en varias ciudades.

GRAFICA No. 1.

COMPARACION DE PRECIOS UNITARIOS (PESOS MEXICANOS/KWH) PARA SERVICIO RESIDENCIAL DE MEXICO Y ALGUNAS EMPRESAS DEL SUR DE LOS ESTADOS UNIDOS TIPO DE CAMBIO \$ 150.53 PESOS MEXICANOS POR DOLAR



- 1 CFE MEXICO
- 2 CFE MEXICO
- 3 APSC EEUU-ARIZONA
- 4 APSC EEUU-ARIZONA
- 5 CUC EEUU-ARIZONA
- 6 SCEC EEUU-CALIFORNIA
- 7 SODEC EEUU-CALIFORNIA
- 8 IIO EEUU-CALIFORNIA
- 9 EPEC EEUU-TEXAS
- 10 EPEC EEUU-TEXAS
- 11 BPUB EEUU-TEXAS
- 12 CPLC EEUU-TEXAS

NOTA: Para las empresas de Estados Unidos se han considerado sus tarifas vigentes en junio de 1983, mientras que para la Comisión Federal de Electricidad se consideraron los precios de junio de 1984; es de suponer que los precios de aquellas deben ser algo más elevados. La curva N°1 de C.F.E. se refiere a la tarifa para temporada fuera de verano y la N°2 a la que se aplica en temporada de verano.

Es pues importante señalar la interrelación existente entre los costos de la construcción, incluidos los del equipo de acondicionamiento y de alumbrado, con los costos de la electricidad que consumen, a fin de identificar las condiciones para las cuales resulta un costo mínimo de ambos conceptos con el consiguiente beneficio tanto para el usuario de la vivienda como para el país.

Para mejor comprender la importancia de lo anterior, es menester mencionar que el mayor de los costos directos de la electricidad en México corresponde al combustible para su generación, la cual depende en sus 2/3 partes de hidrocarburos cuyos precios actuales si bien aún no reflejan su valor real, dadas las perspectivas de agotamiento a nivel mundial, representan ellos sólo los costos en ocasiones superiores al actual precio de venta de la electricidad para los usuarios domésticos cuyo precio máximo es de \$7.15/kWh mientras que el costo del combustible utilizado en las centrales turbo-eléctricas es de \$11.27/kWh.

Todavía más importante que los costos de los energéticos resultan ahora los costos financieros de las inversiones para la expansión requerida por el sistema a fin de asegurar el suministro de electricidad en el momento de su máxima demanda coincidente, ya que este tipo de energía no puede almacenarse y es por lo tanto indispensable que la capacidad del sistema, en cada una de sus etapas de generación, transmisión y distribución, sea mayor

que dicha demanda máxima. Para ilustrar lo anterior, considérense que el costo unitario de construcción para una central termoeléctrica de dos unidades de 300 MW es actualmente de \$125,000/kW, sin incluir capacidad de reserva necesaria ni la parte proporcional de los sistemas de transmisión y distribución.

En otras palabras, para optimizar los costos es esencial no sólo considerar la reducción que puede hacerse de la cantidad de energía eléctrica consumida (en kWh) para climatizar la vivienda, sino también y con mayor cuidado aún, debe considerarse la contribución (en kW) que se haga al incremento de la demanda máxima coincidente, ya que los aparatos de acondicionamiento ambiental, y sobre todo los del tipo de refrigeración, son los principales contribuyentes a dicha demanda en los lugares de clima cálido.

1.- SISTEMAS PARA ACONDICIONAMIENTO AMBIENTAL.

Teniendo en cuenta las condiciones generales del clima de la región junto con las de los posibles ocupantes de la vivienda y dadas su orientación, distribución y diseño volumétrico, procede elegir el sistema de acondicionamiento; considerando además que las soluciones que implican ventilación requieren facilitar el movimiento del aire, mientras que, las del tipo refrigeración determinan volúmenes reducidos y el seccionamiento de sus áreas interiores, más una envolvente hermética

ca con control de la entrada y salida de aire para su renovación; cualquiera que sea el caso, es necesaria la optimización del aislamiento exterior para cada volumen acondicionado.

Cabe mencionar que no pretende este trabajo abordar los aspectos de orientación, distribución y diseño volumétrico de la vivienda, centrándose en cambio sobre el sistema de acondicionamiento y las mejoras al diseño o construcción ya realizados.

Se exponen entonces suscintamente las características y particularidades de los sistemas de acondicionamiento, con sus correspondientes ventajas y limitaciones, para poder después analizar económicamente algunas alternativas tendientes a minimizar los costos globales de construcción y equipamiento de viviendas, conjuntamente con los de consumo y suministro de electricidad.

1.1.- Ventilación natural y forzada.

El sistema de ventilación tiene por objeto obtener una mejor temperatura interior, aunque no necesariamente óptima, con una inversión y un consumo de electricidad nulos o mínimos.

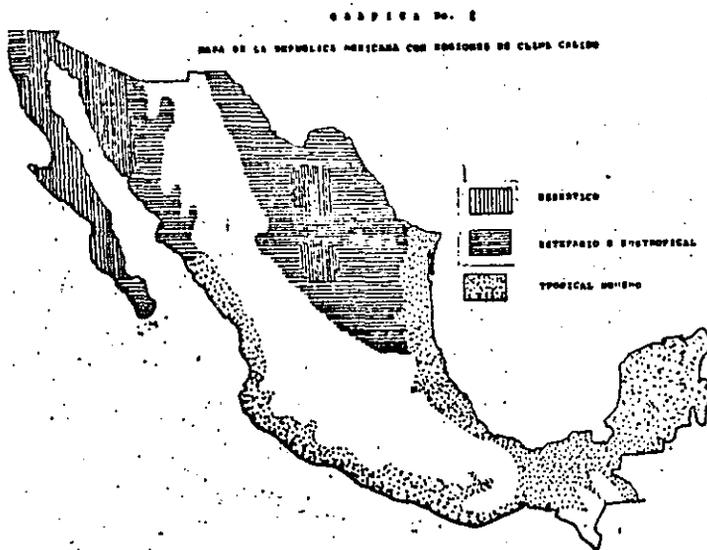
Una buena ventilación natural se logra a base de diseños que en su mayoría eran de uso común antes y durante la época colonial y que a pesar de su comprobada eficacia están ahora prácticamente olvidados en el medio urbano; la ventilación forzada es en cierto modo un complemento de la natural, cuando las condiciones de la construcción son tales que no provocan una circulación de aire suficiente. Un tipo de ventilación mixta, que resulta interesante promover para su aplicación doméstica, son las turbinas-ventiladores que aprovechan el viento para extraer el aire interior, sin consumir entonces electricidad.

En todos estos casos, la circulación de aire impide que el ambiente interior se sobrecaliente, produciendo además una sensación de frescura al tomar el aire consigo el calor de la piel. El uso de ventiladores en ambientes refrigerados aumenta también la sensación de bienestar y permite por lo tanto operar con temperaturas más altas, propiciando un efecto ahorro de energía. Sin embargo, si la temperatura interior es excesiva, esta sensación agradable desaparece, pues se expone al cuerpo así a una cantidad de calor mayor que la que tendría sin la ventilación.

El mejor aislamiento térmico de la vivienda contribuye sensiblemente a mejorar los efectos de la ventilación, pues ayuda a mantener un mayor diferencial de temperatura entre el exterior y el interior; en algunos casos conviene "operar" la vivienda dejándola abierta cuando la temperatura exterior es la más baja del día y tratando luego de impedir la entrada de aire por algún tiempo a fin de guardar la temperatura interior, aumentando después la ventilación paulatinamente hasta llegar a su máximo cuando la temperatura interior sea aproximada o superior a la exterior.

1.2.- Enfriadores evaporativos (Humidificadores).

Son estos aparatos en su esencia unos ventiladores que hacen pasar el aire por una cortina de agua con la cual lo enfrían y aumentan su humedad relativa, dando así una triple contribución al bienestar por la circulación del aire, por el abatimiento de su temperatura y por el aumento de su humedad; sin embargo, esto último no es recomendable si se llega a valores de 60-65% de humedad relativa, por lo que estos aparatos deben contar con interruptor para la bomba de agua en aquellos lugares donde ocasionalmente la humedad se aproxima o rebasa el valor mencionado y no son recomendables sólo en climas extremadamente húmedos donde permanentemente existe esta situación.



Cabe aclarar que aún a temperaturas ambientes más o menos elevadas, el aire es enfriado al ceder calor para evaporar el agua, transformándose el calor sensible del ambiente en calor latente por un proceso adiabático el diferencial de temperatura obtenido por estos aparatos suele ser de unos 5 a 9°C. Aunque no hay unanimidad en este criterio y siendo entonces deseable se hagan los cálculos y pruebas que determinen sus condiciones de validez, la eficacia de estos equipos puede mejorarse si el ciclo de aire es cerrado, o sea que toma del enfriador y el aparato mismo que dan dentro de la casa, o del volumen a acondicionar, debiendo en estos casos contarse con el interruptor de la bomba de agua para desconectarla al saturarse de humedad el ambiente.

Dado su muy reducido consumo de electricidad (1/5 a 1/4 del de los aparatos de refrigeración), la instalación de estos equipos es recomendable aún cuando se tengan ya instalados equipos de refrigeración, pues la operación de éstos puede reservarse para los momentos críticos de máxima temperatura y/o humedad, mientras que el enfriador opera el resto del tiempo, con ahorros muy considerables en la energía eléctrica consumida; al igual que se

indicó para los ventiladores, pueden también utilizarse pequeños enfriadores simultáneamente con el aire refrigerado, facilitando así que éste opere a temperaturas mayores, con un menor gasto de electricidad.

El aislamiento de la vivienda contribuye también a optimizar la aplicación de este sistema, siendo válidas las mismas recomendaciones hechas en el inciso anterior para "operar" la vivienda.

En resumen, puede decirse que estos aparatos son una solución aceptable y atractiva en muchos casos por su bajo costo de adquisición y de operación y sus necesidades mínimas de mantenimiento. Con relación a los ventiladores, presentan una eventual limitación en cuanto a ubicar mejor el movimiento del aire y en lo relativo a la humedad ambiente, aunque esto último puede solventarse desconectando la bomba si la humedad alta no es demasiado frecuente. Tienen en cambio la ventaja de poder acondicionar el ambiente con temperaturas exteriores e interiores mayores, si la humedad relativa puede incrementarse.

1.3.- Sistemas de refrigeración.

Hoy en día es éste el sistema de mayor aceptación en cuanto al bienestar proporcionado, pero sus limitaciones económicas por el costo de adquisición y de operación lo ponen fuera del alcance de la mayoría de los usuarios.

Es sin embargo conveniente señalar que en muchos casos este sistema podría ser asequible a un mayor número de personas, por lo menos en lo que respecta a su costo de operación, si el diseño de las viviendas es adecuado y si en la utilización de ésta y del sistema se observan algunos cuidados esenciales (ver inciso 3.1 para ambos aspectos).

Los dos tipos de aparatos para instalaciones residenciales son el central y el de ventana; las capacidades usuales de los primeros son de 2 a 5 toneladas de refrigeración (1 Ton. = 3,000 Kcal/h) y de los segundos de 1/2 a 2 toneladas. Un sistema central bien instalado, operado y mantenido es más eficiente que uno de ventana, pero la adopción de unidades de ventana presenta mejores posibilidades de economía no sólo en su adquisición e instalación sino incluso en su utilización al poder ser usados en áreas confinadas sólo el o los aparatos necesarios, teniendo así una mayor facilidad para controlarse a más de no haber pérdidas en ductos ni rejillas.

Una alternativa que puede resultar conveniente estudiar para algunas regiones es la utilización de aparatos de refrigeración accionados por gas.

1.4.- Bombas de calor.

Su utilización es prácticamente desconocida en México, debido entre otras causas a que hasta ahora parece justificarse únicamente para regiones de climas cálidos en verano, con inviernos muy crudos o prolongados; sin embargo, el atractivo de ser de hecho un aparato de refrigeración trabajando en forma reversible para enfriar o calentar la casa y que adi-

cionalmente puede utilizarse para calentar agua, hace conveniente seguir de cerca las investigaciones que se están realizando para mejorar su diseño y prestaciones, a fin de promover su fabricación y uso en México cuando éste represente ventajas tangibles.

1.5.- Sistemas pasivos.

Se engloban en este término aquellos elementos que contribuyen a una mejor climatización de la vivienda mediante el aprovechamiento energético directo del medio ambiente.

Sus aplicaciones resultan por lo tanto interesantes desde el punto de vista económico, aunque en la mayoría de los casos se refieren a sistemas solares aplicables más bien a climas fríos.

Con relación a los climas cálidos, además de los árboles y plantas para sombreado y protección térmica, por su efectividad y su muy escasa difusión en nuestro medio vale la pena mencionar dos eficaces complementos para la ventilación: los tiros inducidos por torres de ventilación u otros medios y la toma subterránea de aire, los cuales pueden o no utilizarse en forma combinada; por su altura, forma y orientación, la primera favorece la circulación del aire, mientras que la segunda enfría el admitido del exterior, por ser la temperatura del subsuelo inferior a la del ambiente externo durante toda la mañana y en las primeras horas de la tarde.

2.- ANALISIS ECONOMICO DE ALTERNATIVAS.

Se analizan a continuación comparativamente algunas alternativas del acondicionamiento ambiental, a fin de tener una idea aproximada de la relación entre los costos para mejorar la construcción y equipar las viviendas contra los beneficios conjuntos que esto puede representar. No es éste por lo tanto un trabajo exhaustivo sino que tendrá que actualizarse y complementarse al estudiar casos específicos; aun los resultados que aquí se obtienen deben ser revisados, principalmente en cuanto a los datos utilizados y a las hipótesis formuladas.

Con objeto de no distraer la atención con un sinnúmero de datos y operaciones, en el cuerpo principal del trabajo se exponen sólo las consideraciones y las conclusiones relevantes; los cálculos realizados, así como los datos en los que se basan, están a disposición de quien los solicite.

Los Cuadros 1 y 2 resumen los datos de hipótesis sobre la localidad y la casa-tipo considerada; los cuadros 5 y 6 presentan el resumen de las evaluaciones; para facilitar las comparaciones, se parte de considerar la casa sin ninguna de las medidas que pueden favorecer la disminución de su carga térmica y se equipa consecuentemente con un aparato de refrigeración central, de capacidad tal que pueda climatizarla con condiciones satisfactorias de bienestar.

HIPOTESIS SOBRE LA LOCALIDAD DONDE SE UBICA LA VIVIENDA

LATITUD	30° N
ALTITUD SOBRE EL NIVEL DEL MAR	1 m.
PRESION BAROMETRICA	760 mm Hg
TEMPERATURA MAXIMA EXTREMA	48° C (be)
TEMPERATURA MINIMA EN VERANO	40° C (be)
TEMPERATURA RECOMENDABLE PARA CALCULO	43° C (bb)
HUMEDAD RELATIVA-MEDIA EN VERANO	35 %
INSOLACION (24AGOSTO-16:00 HS).	SW 339 Kcal/h SE 29 - NW 367 - SW 20 - HORIZONTAL 386 -

CUADRO No. 2

DATOS SOBRE VIVIENDA

Superficie construida	96.9 m ²
No. de plantas	3
Orientación y superficies fachadas y techo.	
Frente al suroeste	
Muro	50 m ²
Puertas y ventanas	3 m ²
Posterior noroeste	
Muro	40 m ²
Puertas y ventanas	4 m ²
Lateral noroeste	
Muro	37 m ²
Puerta y Ventana	1 m ²
Lateral sureste (colinda con construcción)	
Muro	37 m ²
Puerta y Ventana	0 m ²
Techo	48 m ²
Materiales	
Techo: Losa de concreto 100 mm enladrillado de 20mm y lechada; placa aplanado 20mm-	
Muros: Tabique ligero 140mm aplanado de arena, del. cemento (llado) de 20mm.	
Ventanas: Vidrio claro 1mm.	
No. de habitantes: 5	
Aparatos electrodomésticos: 1000 w	
Notas: 1 HP	

MUROS, TECHO Y SU COMBINACION CON AISLAMIENTO.	S I S T E M A S					
	METRICO		INGLES		INTERNAC.	
	U Kcal m ² °C h	R m ² °C h Kcal	U BTU ft ² °F h	R ft ² °F h BTU	U W m ² °C	R m ² °C W
MUROS TIPO						
Block hueco 140 mm. Aplonado mezcla 10 mm. Idem con tabique ligero	2.160	0.462	0.4424	2.286	2.512	0.398
Tabique recocido 140 mm. Aplonado de mezcla de 10 mm. en dos lados.	2.480	0.403	0.5079	1.960	2.884	0.346
TECHO TIPO.						
Losa de concreto 100 mm. Enladrillado 20 mm. Lechada 10 mm. Yeso 20 mm.	1.820	0.546	0.37	2.700	2.128	0.459
COMBINACIONES.						
Muro de block más 50 mm. de Poliestireno	0.432	2.314	0.068	11.360	0.502	1.920
Muro de tabique ligero más 50 mm. de Poliest.	0.443	2.255	0.090	11.110	0.515	1.911
Techo más 100 mm. de Poliestireno.	0.246	4.057	0.030	20.000	0.266	3.426

CUADRO 4

VALORES DE RESISTENCIA TERMICA (R)

POR CENTIMETRO CUADRADO DE ALGUNOS MATERIALES (APROXIMADAMENTE).

MATERIAL	R	
	°f/pulg ²	°C/CM ²
FIBRA DE CELULOSA	3	15.71
FIBRA DE VIDRIO SOPLADA	2	10.47
LAMA MINERAL	3	15.71
VERMICULITA	2	10.47
POLIURETANO (TABLEADO)	5	26.19
POLIESTIRENO (TABLEADO)	3	15.75
POLISOCIANURATO (TABLEADO)	8	41.90

FUENTE: Tabla de valores de Southern California Training Center.

Bajo criterios tentativos se procede entonces, a aislar la casa y sombrear las ventanas, para pasar después a considerar los posibles efectos del sellado de éstas y de las puertas. Se analiza también la utilización de un enfriador humidificador para el caso supuesto, ya que la humedad relativa del ambiente hace aconsejable esta solución y por separado se considera la sustitución de alumbrado incandescente por fluorescente. En cada caso, se ajusta sucesivamente la capacidad del aparato de aire refrigerado y se valúan los costos de las mejoras de la casa y sus efectos sobre las inversiones en equipo, así como las economías que la reducción del consumo de energía representa tanto para el usuario como para el sector eléctrico.

Los resultados que consignan los cuadros-resumen 5 y 6 muestran sin lugar a duda la importancia del tema abordado y la alta rentabilidad de las medidas analizadas. A continuación se comentan cada una de éstas y sus resultados particulares, insistiéndose de antemano en que los precios realistas de la energía eléctrica propiciarán las mejoras necesarias en la construcción al hacerlas rentables para el usuario, a más de asegurar el interés de éste por evitar los dispendios, pues sin su cuidado resulta inútil cualquier mejora realizada.

INVERSIONES Y COSTOS POR MEJORAS Y EQUIPO EN CASA-TIPO DE UNA REGION DE CLIMA CALIDO

REFERENCIA	CONCEPTO	UNIDAD	EQUIPO DE REFRIGERACION					ENFRIADOR EVAPORATIVO		
			A \$/MEJORAS	B AISLAM. Y SOMBREADO	C DIFERENCIA "B" - "A"	D AISLAM. SOMBREADO SELLADO	E DIFERENCIA "D" - "A"	F AISLAM. Y SOMBREADO	G DIFERENCIA "F" - "B"	H DIFERENCIA "F" - "A"
1	TEMPERATURA INTERIOR	°C	26 a 30	26 a 30	0.0	26 a 30	0.0	30 a 34	+ 4.0	+ 4.0
2	HUMEDAD RELATIVA INTERIOR	%	40	40	0.0	40	0.0	35	+ 15.0	+ 15.0
3	CARGA DE CALOR SENSIBLE	Kcal/h	15,022	5,267	- 9,755	5,267	- 9,755	5,267	0.0	- 9,755
4	CAPAC. DE ACONDIC. REQUERIDA	Por 6 MCM*	5.0	1.7	- 3.3	1.5	- 3.5	184*	MP	MP
5	INCREM. DEM. MAX. COINCIDENTE	KW	7.8	3.5	- 4.3	3.0	- 4.8	0.8	- 2.7	- 7.0
6	INCREM. ANUAL ELECTR. CONSUM.	kWh	20,498	9,202	-11,296	7,858	-12,614	2,060	- 7,142	- 18,438
7	INCREM. PAGO ANUAL P/USUARIO	\$/Mx1000	168.4	75.7	- 92.7	64.8	- 103.6	16.9	- 58.6	- 151.5
8	INVERSION EN MEJORAS	\$/Mx1000	0.0	179.4	+ 179.4	194.5	+ 194.5	179.5	0.0	- 179.5
9	INVER. EN EQUIPO E INSTALAC.	\$/Mx1000	883.6	309.1	- 574.5	232.2	- 651.4	75.3	- 233.8	- 808.3
10	SUMA INVERSION EN VIVIENDA	\$/Mx1000	883.6	488.5	- 395.1	426.7	- 456.9	254.7	- 233.8	- 628.9
11	COSTO ANUAL COMBUST. GENERAC	\$/Mx1000	153.7	69.0	- 84.7	59.1	- 94.6	15.4	- 53.6	- 138.3
12	INVER. REQ. EN SEC. ELECTE.	\$/Mx1000	975.0	437.5	- 537.5	757.4	- 217.6	100.0	- 337.5	- 875.0
13	SUMA INVER. VIVIENDA Y S.E.	\$/Mx100	1,858.6	926.0	- 932.6	801.7	-1,056.0	354.7	- 571.3	- 1503.8

OBSERVACIONES:

(7) = (6) x \$ 7.14 + IVA

(11) = (6) x \$ 6.49 + 15% (Pérdidas en el sistema).

(12) = (3) x \$ 125,000.00 (no considera capacidad de reserva ni parte proporcional de los sistemas de transmisión y distribución).

(13) = (10) + (12)

MP: No procede comparación.

MCM: m²/min.

2.1.- Aislamiento y sombreado.

De entre las muy variadas posibilidades para realizar el aislamiento de techo y muros, se eligió a priori el poliestireno expandido de alta densidad, mientras que para el sombreado se optó por una malla exterior frente a las ventanas; en el Cuadro 3 puede apreciarse cómo la adición de 50 mm. de poliestireno a los muros aumenta su resistencia térmica (R) de 5 a 6 veces; así como 100 mm. del mismo material aumenta la del techo en casi 10 veces, por lo que la carga térmica de la vivienda se verá reducida sensiblemente en una proporción comprendida entre estos valores. En el Cuadro 4 se ilustran los valores de la resistencia térmica por cada centímetro de espesor (R/cm.) para distintos materiales.

Los resultados estimados de estas medidas manteniendo la opción del equipo de refrigeración, se muestran en la columna C del Cuadro 5 y son por demás interesantes sus beneficios económicos, pues al lograr las condiciones necesarias para reducir en 2/3 la capacidad de refrigeración permiten una considerable reducción de la inversión conjunta en mejoras y equipo (\$395,100) y una disminución del pago anual de electricidad por parte del usuario de \$92,700, siendo la consecuente liberación de inversiones del sector eléctrico de \$537,500.

Es interesante señalar que estas mejoras permiten también, bajo condiciones de humedad ambiente no excesiva, la adopción de enfriadores evaporativos en lugar de aparatos de refrigeración y que el ahorro de combustible que propician, aunado al mayor grado de integración nacional de los materiales empleados, con relación al equipo que en cualquiera de los casos

desplazan, les otorgan un interés complementario en cuanto a la salvaguarda de nuestras divisas.

2.2.- Seccionamiento y sellado.

La evaluación de la primera de estas medidas resulta bastante laboriosa e incierta por la variabilidad de sus condiciones en una casa habitada; esto, junto con la evidencia económica sobre la necesidad de procurar divisiones adecuadas para no acondicionar más que las habitaciones que lo requieren, induce a sólo señalar aquí este requerimiento obviando su análisis cuantitativo.

Con relación al sellado, la estimación de su costo y resultados puede hacerse empíricamente con posibilidades aceptables de verosimilitud; lo reducido de su inversión y los ahorros obtenidos representan un fuerte atractivo para los moradores de la vivienda con aire refrigerado, pues se estima que con una inversión del orden de \$17,500 se tiene una reducción de un (12%) en los requerimientos de refrigeración, lo que significaría a su vez reducciones de \$76,700 en la inversión de equipo para refrigeración y de \$10,000 anuales en la facturación de electricidad. Con relación al sector energéxico estas mejoras representan unos \$9,900 anuales de combustible y el diferimiento de inversiones por valor de \$62,500.

En las comunas B y D del Cuadro 5 se tienen estos valores integrados con los de las mejoras de aislamiento y sombreado, dándose en la columna E la diferencia total del conjunto de otras medidas contra la situación original de la vivienda sin mejoras, teniéndose en este caso economías del orden de \$456,900 y \$103,600

respectivamente por el costo de mejoras más compra e instalación de equipo y por el pago de la electricidad del usuario, así como \$94,600 y \$600,000 por concepto de combustibles salvaguardado y de inversión diferida de sector eléctrico.

Procede aquí sin embargo aclarar que toda precaución para seccionalizar y sellar resulta inútil si los ocupantes de la casa no tienen cuidado en mantener cerradas puertas, ventanas, rejillas, etc. y controlar la salida de aire refrigerado de acuerdo a las estrictas necesidades de renovación; en cuanto a las construcciones, se sugiere exigir a los fabricantes de puertas y ventanas destinadas a regiones cálidas, normalizar sus diseños en forma tal que resulten herméticas.

Con relación a las viviendas con acondicionamiento por ventilación o por enfriadores evaporativos, no se requiere el sellado a menos que eventualmente se desee tener la casa bien cerrada para mantener la temperatura interior, pues normalmente las puertas y ventanas se dejan abiertas para permitir el aire circular en la cantidad y trayectoria que se desee.

2.3.- Equipo.

Como se señaló ya en el inciso 1.2., para localidades donde la humedad relativa no es de continuo elevada el enfriador evaporativo es una magnífica solución desde el punto de vista económico según se aprecia en las columnas F y H del Cuadro 5 donde aparecen las condiciones y resultados al adoptar este equipo, con la casa ya aislada y sombreada, comparándose entonces contra dos de las alternativas con equipo de refrigeración: la primera columna G compara propiamente los dos tipos de equipo pues la casa está en las mismas condiciones, mientras que la segunda columna H compara contra las condiciones originales a fin de dar una idea de los beneficios totales al introducir mejoras en la casa y adoptar un equipo de menor consumo energético.

Aunque el uso de este equipo implica una temperatura ligeramente superior a las de aire refrigerado (34 vs. 30°C respectivamente), la molestia que para el usuario representa esta diferencia de temperaturas es mínima dado el efecto de la brisa producida, pudiendo quedar definitivamente compensada por el ahorro anual de \$58,600 ó \$151,500 en sus pagos de electricidad; es también muy atractiva la diferencia en la inversión de equipo acondicionador (\$233,800 - \$628,800) así como la liberación de capacidad requerida en el Sector Eléctrico (\$337,500 - \$875,000) y el valor del combustible anualmente salvaguardado (\$53,500 - \$138,300).

Es importante hacer ver aquí que con tales diferencias de costos puede preverse una favorable aceptación de estos aparatos en las regiones donde su uso no es aún generalizado, siempre que fabricantes y distribuidores hagan la adecuada promoción la cual podría ser apoyada por el sector energético, incluso otorgando algún incentivo; adicionalmente hay que considerar que la instalación del enfriador se justifica también aún cuando exista ya o vaya a instalarse un aparato de refrigeración que opere con las condiciones de temperatura-hume-

dad sean críticas, mientras que el resto del tiempo funcionaría el enfriador.

2.4.- Iluminación.

La sustitución de alumbrado incandescente por fluorescente es una modalidad muy conocida pero generalmente se limita a ser considerada exclusivamente bajo el aspecto de su mejoría en eficiencia luminosa e indebidamente se le descarta como de posible interés en cuanto a su contribución para reducir la carga térmica y con ella el consumo de electricidad en viviendas con ambientes refrigerados.

Para visualizar dicha contribución consideremos que siendo la eficiencia del foco incandescente del orden de sólo un 10%, se tiene que por cada 100 watts de potencia, 90 se convierten en calor y éste requiere de unos 270 watts del sistema de refrigeración para disiparse, mientras que el alumbrado fluorescente con 25 watts de lámpara y reactor se obtiene una iluminación similar a la proporcionada por el foco anterior; siendo su disipación de calor de sólo 15 watts, para extraerlos basta con unos 45 watts del aparato de refrigeración.

En otras palabras, se tiene que por cada foco de 100 watts sustituido resulta una reducción de 75 watts en el consumo directo y un total de 300 watts (o sea 300% de ahorro) si el ambiente está refrigerado.

Lo anterior fundamenta los datos del Cuadro 6 en el que se ilustran los resultados para usuarios sin y con refrigeración; como se observa, el plazo aparente de recuperación para la inversión hecha por el usuario es de 9 ó 23 meses y en caso de que el sector energético absorbiera el total del costo de las lámparas fluorescentes, su plazo de recuperación aparente resulta ligeramente superior o sea de 10 ó 25 meses, mientras que si la inversión la realizan entre ambos, los plazos de recuperación se reducen a 5 ó 12 meses.

C U A D R O 6

DIFERENCIAS EN INVERSIONES Y COSTOS POR

CAMBIO DE ALUMBRADO INCANDESCENTE A FLUORESCENTE

EN CASA-TIPO DE UNA REGION DE CLIMA CALIDO

CONCEPTO	UNIDAD	DIFERENCIAS	
		S/EQUIPO DE REFRIGERAC.	C/EQUIPO DE REFRIGERAC.
CARGA DE CALOR SENSIBLE	Kcal/h	- 344	- 344
INVERSION EN LAMPARAS E INSTALAC.	\$/W x 1000	+ 11.5 #	+ 11.5 #
PAGO ANUAL ENERGIA ELECTRICA (USUARIO)	\$/W x 1000	- 5.9	- 15.2
COSTO ANUAL COMBUSTIBLE-GENERACION (SECTOR ENERGETICO)	\$/W x 1000	- 5.4	- 13.8
RECUPERACION INVERSION, HECHA POR:			
USUARIO	Meses	23.3	9.1
SECTOR ENERGETICO	Meses	25.5	10.0
AMBOS	Meses	12.2	4.8

OBSERVACIONES:

Inversión en base a 8 lámparas fluorescentes de tubos rectos, de las cuales se suponen 4 encendidas durante las 4 horas en que se requiere alumbrado.

Conviene hacer notar aquí que los datos obtenidos responden a una hipótesis de sustituir 8 lámparas, de las cuales haya 4 encendidas en cualquier momento durante 4 horas diarias en que se requiere el alumbrado durante verano y 5 horas durante el invierno. Mediante una adecuada selección de las lámparas a sustituir, pueden éstas tener mayores tiempos de utilización, con lo cual los plazos de recuperación se reducen proporcionalmente, siendo en muchos casos factible lograr plazos de recuperación aparente hasta de la mitad de los mencionados, por tener las lámparas fluorescentes unas 10,000 horas de vida útil, no hay necesidad de tomar ésta en cuenta para estimaciones aproximadas como la presente.

Debe señalarse que no se considera aquí ninguna contribución de la reducción del consumo a la liberación de capacidad instalada, ya que en regiones de clima cálido la demanda máxima coincidente ocurre en las primeras horas de la tarde; sin embargo, en otras regiones sí es el alumbrado uno de los componentes de dicha demanda por lo que, si bien la economía energética no tiene el efecto multiplicador considerado para los sistemas de refrigeración, sí tiene para el Sector Eléctrico el atractivo de contribuir a diferir inversiones para la expansión del sistema.

3.- ACCIONES PROPUESTAS.

Una vez planteadas y evaluadas económicamente las que se consideraran principales alternativas tendientes a lograr una optimización en el empleo de los recursos particulares y nacionales destinados a procurar mayor bienestar en las viviendas de regiones cálidas, procede señalar las vías de acción que propicien la adopción de las medidas estudiadas según su factibilidad e interés, teniendo en cuenta las condiciones existentes que pueden favorecerlas u obstaculizarlas.

3.1.- Recomendaciones generales.

3.1.1.- Construcción.

Entre los aspectos que vale la pena destacar sobre el diseño de la vivienda, conviene señalar, conforme los resultados antes vistos, la optimización del aislamiento, el sombreado de ventanas y la climatización por enfriamiento evaporativo o por ventilación, donde sean estos sistemas aplicables; para los casos en que se utilice el aire refrigerado, resulta esencial la seccionalización de áreas y el sellado, principalmente con respecto al exterior.

La adopción de alumbrado fluorescente en escaleras, vestíbulos, cocina, estancia y recámaras es también recomendable.

En todos estos casos, la normalización y reglamentación son caminos necesarios para evitar ahorros mal entendidos en la construcción de las viviendas, pues estos lesionan seriamente a su usuario y a la economía del país, por lo que se precisa obligar a los constructores a garantizar las condiciones mínimas para una utilización eficiente de la energía requerida en el acondicionamiento ambiental; cabe aclarar que se estima conveniente sean las mismas

instituciones de la vivienda las que complementen y enriquezcan con normas y reglamentos propios las que existan a nivel nacional o local.

3.1.- Remodelación.

Debe señalarse que si bien los sistemas y medidas se han analizado para el momento de la construcción, su adopción posterior suele ser factible y rentable aunque los costos sean en estos casos superiores.

La aplicación de normas y reglamentos resulta aquí de un menor interés relativo, ya que su utilidad es en cuanto a la orientación que proporcionan más que como elemento coercitivo, pues al ser el propio usuario quien suele tomar a su cargo este reacondicionamiento, es él quien tiene interés en lograr los mejores resultados de la inversión que realice, por lo que los incentivos que puedan ofrecerse son entonces los que jugarán un papel esencial al hacer más atractiva, y en muchos casos factible, la inversión requerida. En los países donde se cuenta con ellos, estos incentivos abarcan desde financiamientos blandos para un reacondicionamiento general hasta bonos de descuento por artículos como cierra-puertas, cintas para sellado, controles, etc.

3.1.3.- Utilización.

Entre las precauciones que deben tener los moradores de una vivienda para reducir el pago de la electricidad al mínimo posible, está en primer lugar la de evitar dejar funcionando los aparatos que no sean necesarios y regular la entrada de calor radiante por las ventanas con cortinas o toldos.

Si la casa cuenta con refrigeración, los termostatos deben ajustarse siempre a una temperatura real de 26°C o más para lo cual, según se vió en el Capítulo I ayuda el tener ventilación y humidificación complementarias. Debe además evitarse dejar abiertos los accesos al exterior y las áreas adyacentes no acondicionadas, las cuales se ventilarán a fin de evitar su sobre calentamiento así como se ventilarán también, antes de refrigerarse, las áreas por acondicionar que tengan temperatura excesiva.

Como se ha dicho ya, el cuidado de quienes habitan la casa pongan en el buen uso del equipo y de las facilidades con que cuenta es determinante para lograr o no una cierta eficiencia energética; sin este cuidado, de nada sirve el mejor de los diseños ni de las construcciones; es por este motivo muy importante que las tarifas de energía eléctrica reflejen sus costos en forma tal que sea el usuario quien tenga interés en adoptar las medidas requeridas y la actitud necesaria para consumir la energía eléctrica en la cantidad y forma más convenientes.

3.2.- Políticas e instrumentación.

3.2.1.- Es evidente la importancia que representa el apoyo de la legislación para las acciones que aquí se vienen delineando; la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica proporciona ya una base en que pueden sustentarse las políticas e instrumentos para su implementación y desarrollo, contando con la previsión

mínima necesaria para reglamentar sobre la materia; sin embargo, se considera conveniente se expida una ley específica sobre el uso eficiente de la energía, en cuyo articulado se establezcan las obligaciones y facultades al respecto para los usuarios de la energía así como para las instituciones de la vivienda, las compañías constructoras, los gobiernos municipales y las propias entidades del sector energético.

Algunos de los aspectos en que una legislación más explícita es necesaria, se refieren a:

- a).- Obligatoriedad de considerar criterios de optimización energética en los planes urbanísticos, los desarrollos habitacionales y la construcción de casas habitación aisladas.
- b).- Otorgamiento de facultades precisas al Sector Energético para administrar incentivos fiscales, financieros o económicos que favorezcan la racionalización en el uso de la energía.
- c).- Condicionamiento de la autorización para venta de aparatos y materiales a cumplir con un rendimiento mínimo e informar de manera muy clara al posible comprador sobre el rendimiento real de los mismos.

Como complemento e instrumento de la legislación, los reglamentos y las normas deben establecer la forma, criterios y valores para aplicarla; así, sobre la obligatoriedad de considerar criterios energéticos en las construcciones, debe establecer cuáles son dichos criterios, cómo se traducen en elementos tangibles para su aplicación, quiénes están facultados para establecerlos y para exigirlos y de qué manera deben actuar para ello; al respecto, y como ejemplo, podía señalarse que se otorgue a Comisión Federal de Electricidad la facultad de aplicar la tarifa preferencial en servicios domésticos a 220 v., sólo si la casa cumple con un mínimo de requisitos en cuanto a aislamiento, sombreado y sellado o bien de cobrar una cooperación elevada (entre medio y un millón de pesos) si no los cumple ya que de conectarse el servicio a esta tensión, es factible y muy probable que se instalen aparatos de tipo refrigerante que obliguen entonces al Sector a realizar erogaciones de esta magnitud para reforzar el sistema.

Con relación a la reglamentación vigente sobre construcciones, puede señalarse que, hasta donde sabemos, no han sido considerados en ningún caso los criterios de eficiencia energética antes mencionados, por lo que conviene insistir en que sean las mismas instituciones oficiales promotoras de la vivienda las que tomen a su cargo, primero a nivel interno, la tarea de crear y aplicar las normas y reglamentos conductores; a este respecto en el Cuadro 7 se sugiere un esquema básico sobre la posible normalización para viviendas de zonas cálidas, el cual se somete, como todo este trabajo, a la consideración de dichas entidades y de las autoridades en la materia.

CUADRO 7.
ESQUEMA NORMATIVO PROPUESTA
PARA VIVIENDAS DE CLIMA CÁLIDO.

1.- AISLAMIENTO.		
1.1. Techos		R=3.5 (18) mfn.
1.2. Muros exteriores S/E/W	N/vecinos	R=2.0 (10) mfn. R=1.0 (5) mfn. *R=1.0 (3) mfn.
1.3. Muros interiores		*R=1.0 (3) mfn.
1.4. Ductos refrigeración		*R=2.0 (10) mfn.
2.- SOMBRADO.		
2.1. Aleros S/E/W		60 cm. mín.
2.2. Ventanas S/E/W		Refracc. de 60% mín. vs. vidrio claro 3 mm. Superrf. Máx. vs. muro: 81 Superrf. Máx. vs. muro: 125 *Techo c/R= 2.0 (10).
Ventanas N		
2.3. Equipo		
3.- PINTURA.		
3.1. Techos		Muy clara o reflejante.
3.2. Muros exteriores		Clara.
4.- SELLADO.		
4.1. Ventanas		*St.
4.2. Puertas		*St, más cierre puerta y compuerta.
4.3. Rajillas y compuertas		*Hermeticidad (aún las de chimenea y otras).
5.- SECCIONALIZACION		
		*St.
6.- EQUIPO.		
6.1. Ventilador central.		
6.2. Enfriador evaporativo		Con control de bomba para lugares con alta humedad relativa.
6.3. Refrigeración de ventana		REE= 8.2 mín.
6.4. Refrigeración central		REE= 8.0 mín.
7.- ALUMBRADO.		
		*Fluorescente en escalera, vestibulo(s) y cocina. (más estancia y/o recibiera principal).

* Si se cuenta con equipo de refrigeración o conexión a 220 V.

R: Coeficiente de resistencia térmica dado en unidades de Sistema Internacional=

*C.M²/W. (Entre paréntesis en Sistema Inglés).

REE: Relación de eficiencia energética.

NOTA: Por su influencia en la carga térmica durante las horas de mayor demanda máxima coincidente, conviene en las fachadas al poniente incrementar el aislamiento de muros y el sombreado de ventanas y reducir al máximo posible su superficie.

3.2.2.- Tarifas e incentivos.

Se ha señalado ya la necesidad de que, mediante las tarifas eléctricas aplicables, el usuario tenga interés en utilizar racionalmente la energía eléctrica por el beneficio económico que le representa; se ha mencionado además, que dicho uso racional se refiere no sólo a la cantidad de energía que consuma, sino también a evitar hacerlo en los momentos en que dicho consumo pueda contribuir a incrementar la demanda máxima coincidente.

Para lograr lo anterior existen algunas modalidades tarifarias que compiten entre sí respecto a sus costos y resultados; así por ejemplo, además de recordar aquí las llamadas tarifas horarias, resulta interesante señalar la posibilidad de aplicar precios reducidos o bonificaciones a usuarios que tengan aparatos de refrigeración equipados con un interruptor a control remoto operado por la compañía eléctrica con ciclos de conexión/desconexión pre-establecidos, reduciendo así la demanda máxima coincidente cuando la capacidad de su sistema no sea suficiente; en esta forma, se transfiere al usuario el beneficio de diferir inversiones del sector eléctrico al aliviar la fuerte contribución que estos equipos representan para dicha demanda.

Como ejemplo de incentivos a otorgar, además de los posibles financiamientos a tasa de interés reducida, podría sugerirse el libramiento de bonos de descuento en la compra de materiales aislantes, toldos, mallas o películas para sombrear ventanas, etc., e incluso de enfria-

dores evaporativos cuando existan aparatos de refrigeración en la casa y sin pretender que sean éstos retirados.

3.3.- Programas específicos.

Las acciones para dar a conocer e interesar al público en las medidas que le permitan lograr una mayor eficiencia energética, se agrupan en los siguientes programas:

3.3.1.- Centros de Orientación y Asistencia.

Con las indispensables facilidades para su función, estos centros, reciben solicitudes y promueven acciones para difundir entre el público la conveniencia y necesidad de lograr un mejor aprovechamiento de su presupuesto en lo que a energía se refiere.

Para ello deben contar con materiales auxiliares como folletos, carteles, audiovisuales y películas, con cuyo apoyo puedan promover pláticas, cursos y otros eventos, además de procurar su difusión en medios masivos con costo mínimo o nulo.

3.3.2.- Visitas domiciliarias.

Tienen por objeto proporcionar una orientación concreta en la propia casa del usuario sobre qué puede hacer y esperar para mejorar la eficiencia de sus consumos; estas visitas pueden ser realizadas por estudiantes en el marco de planes escuela-usuario que se instituyan y tienen como utilidad adicional el recabar información para conocer mejor las formas y hábitos de consumo de diferentes sectores de la población.

3.3.3.- Investigaciones y pruebas.

Más que la promoción y realización de investigaciones, básicas para asegurar la continua mejora de materiales, equipos y viviendas, es necesario promover la validación de dichas investigaciones mediante su aplicación y prueba práctica en las propias viviendas.

Dentro de estas investigaciones y pruebas, son especialmente importantes aquéllas que permiten establecer criterios y métodos de evaluación económica, a fin de servir con ellos de apoyo a la normalización nacional y al fomento de la producción de bienes y servicios que el país requiere.

3.3.4.- Acuerdos de colaboración.

No puede pretenderse buscar una optimización en el uso de la energía si no lo hacemos procurando a su vez una optimización en el uso de los recursos materiales y humanos que pueden aportar distintas entidades e instituciones cuyos intereses sean coincidentes con los nuestros en algunos aspectos. Así por ejemplo, además de las instituciones dedicadas a la promoción de la vivienda y las del sector energético, hay un interés recíproco con las instituciones de investigación, universidades y escuelas superiores para desarrollar programas de investigación o para participar en programas escuela-usuario; con diversas secretarías de estado y otras entidades, en cuanto a la planeación de nuevas unidades habitacionales o al

acondicionamiento de mejoras en las existentes; con fabricantes de materiales y equipo, para procurar una mejor relación precio-rendimiento y una mayor promoción.

Es pues muy importante tratar de no disipar estos esfuerzos, sino conjuntarlos y coordinarlos, a fin de lograr los mejores resultados posibles con los recursos de que se disponga; para este objeto, los acuerdos de colaboración son una excelente herramienta que permite definir objetivos y alcances, asignar recursos, programar y coordinar actividades y evaluar los resultados.

CONCLUSION:-

A pesar de las deficiencias que pueda presentar este trabajo, espero sin embargo logre su objetivo en cuanto a plantear la importancia de considerar para la planeación y diseño de las viviendas los costos (y no los precios) de la energía, junto con los de su infraestructura.

Para quienes ven la necesidad de actuar de inmediato y a fondo para lograr resultados a la brevedad posible, me permití preparar la última parte del trabajo a fin de plantear algunas posibilidades concretas en este sentido.

Para quienes no se impresionen con los resultados económicos estimados en el ejemplo, es conveniente hacer saber o recordar que en la República Mexicana hay no uno, sino tres millones setecientos veinticinco mil usuarios de energía eléctrica en regiones de clima cálido y aún suponiendo que únicamente uno de cada veinte de ellos estando en condiciones similares y las descritas se limitará sólo a aislar su casa, a sellar puertas y ventanas y a sombrear éstas, se tendría entonces un diferimiento de inversiones del sector eléctrico de más de 100,000 millones de pesos y una economía energética valuada en aproximadamente 15,000 millones de pesos anuales, con las consecuentes repercusiones favorables de ambas en la balanza de pagos del país.

RECONOCIMIENTO.

El Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica de Comisión Federal de Electricidad hace público su reconocimiento a las personas e instituciones cuya valiosa asistencia hizo posible el acopio de datos necesarios para la elaboración de esta ponencia: Ing. Pablo Méndez - Banco Nacional de México; Ing. Rodolfo Cervantes - Pumex, S. A.; Ing. Ricardo Barrenechea - York, S. A.; Ing. Alberto Maldonado - Carrier, S. A.; Ing. Francisco Mojica - Arctic Circle, S. A.; Ing. Félix Velez García - Garvel, S. A.; Ing. Emilio Olaya - Cejo, S. A. y al Sr. José de la Viña de Plásticos Nacionales de México, S. A.

El autor agradece también la orientación y apoyo proporcionados por el Ing. Maurilio Moncada de la División Golfo Norte de CFE, así como la colaboración de los Ings. Luis R. Figueroa Noriega, Francisco Machuca Olvera y Antonio Martínez Mendoza.

BIBLIOGRAFIA.

Fundamentos de Aire Acondicionado y Refrigeración, Edmundo Hernández Goribar; Programa de Desarrollo Técnico, Carrier; El sistema Internacional de Unidades (SI) en el Aire Acondicionado, Ing. Manuel A. de Anda.



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

COGENERACION

ING. EDUARDO OLMEDO BADIA
OCTUBRE DE 1985

COGENERACION

ING. EDUARDO OLMEDO BADIA.

RESUMEN:

Métodos y posibilidades de Generación de Energía en las Industrias Químicas y de Proceso, como complemento del uso de Energía Térmica en los procesos de generación de vapor, secado y otros procesos.

Se estudian de una manera general las ventajas e inconvenientes de los posibles sistemas, el aprovechamiento del calor residual y sus aspectos económicos.

1.- INTRODUCCION.-

En la Industria Química y en la mayoría de las Industrias de Proceso se emplean cantidades considerables de energía térmica en los procesos de fabricación y secado.

Muy comúnmente, este calor es utilizado en forma de vapor. Esto representa una oportunidad de obtener energía eléctrica o mecánica en condiciones económicas muy convenientes.

En otros casos se generan grandes volúmenes de gases a alta temperatura, que pueden utilizarse fácilmente para la obtención de vapor utilizable en otros procesos ó para generar energía.

Por último, en algunas industrias, como las de celulosa, se obtienen grandes cantidades de materiales ó licores con alto contenido de materia orgánica, que pueden usarse como combustible en hornos ó calderas especiales.- Este es un caso especial que merece capítulo aparte y no se tratará en este trabajo.

2.- USOS PRINCIPALES DE LA ENERGIA TERMICA.-

En las industrias químicas en general, los usos principales de calor pueden subdividirse como sigue:

- a).- Generación de Vapor.- Utilizado en múltiples operaciones de secado, calentamiento, destilación, evaporación, extracción, humidificación y como aditivo directo en algunos procesos.
- b).- Calentamiento de líquidos térmicos utilizados para varios de los procesos anteriores, sobre todo cuando se requieren temperaturas superiores a 150°C.
- c).- Calentamiento de aire para procesos de secado.
- d).- Procesos con llama directa.- Calcínación, oxidación ó reducción, incineración y eliminación de ciertos productos.
- e).- Fusión o calentamiento de metales.
- f).- Calentamiento de materiales ó metales para su posterior elaboración o procesamiento.
- g).- Acondicionamiento de aire o producción de atmósferas especiales.
- h).- Procesos de destrucción de contaminantes y productos nocivos.
- i).- Como elemento de reacción directa en procesos de síntesis pirólisis.

De los anteriores, el uso del vapor es el más extendido en la industria química y a la mayoría de las industrias de proceso; debido a las múltiples ventajas que presenta en cuando a seguridad, facilidad de control y posibilidad de transmitir grandes cantidades de calor en forma económica y a distancias relativamente grandes.

A) En el primer caso, el ahorro de energía puede ser de alrededor de un 20%. Este es el caso más frecuente en la industria química y de él nos ocuparemos en detalle.

B) El segundo caso (ciclo bajo) puede llegar a tener ahorros de energía muy elevados, - hasta de 30%. Su aplicación es más limitada, ya que sólo es aplicable a procesos que requieren temperaturas relativamente altas. Este caso se encuentran principalmente en - las industrias del acero y metalúrgicas en general, así como en el proceso de algunos minerales y representa un caso especial.

C) El último, o sea la regeneración, puede - tener eficiencias medianas o bajas, pero rara vez mayores de 10-15% de ahorro de energía. Sin embargo, como es el que menor inversión requiere en muchos casos, - puede ser muy atractivo desde el punto de vista económico.

Su aplicación se limita a unas cuantas industrias.

5.- SISTEMAS CON BASE EN VAPOR.-

En toda la industria química se utilizan - grandes cantidades de energía térmica en - los diferentes procesos; en la mayoría de los casos el vehículo para la aplicación del calor es el vapor de agua, por lo cual nos ocuparemos de estos sistemas, asociándolos a sus posibilidades para la obtención simultánea de energía mecánica o eléctrica, con las consecuentes ventajas económicas por la eficiencia energética obtenida y en algunos casos por el aseguramiento de la - continuidad del servicio para el proceso. Por limitaciones lógicas de tiempo, no se - trata aquí el tema del aprovechamiento del calor residual de los procesos para la generación de vapor o para precalentamiento de aire de combustión, así como tampoco, según ya se dijo, el tema del aprovechamiento de materias residuales con alto contenido - orgánico.

Los usos principales del vapor en los procesos de la fabricación, son:

- 1.- Secado.
- 2.- Preparación de Pastas y Soluciones.
- 3.- Calentamiento de aire para Secado.
- 4.- Procesos de Reacción, Extracción o Separación.
- 5.- Evaporación o Destilación.

El principal consumo de vapor es, normalmente, en los sistemas de secado propiamente. Las presiones usuales varían entre 1 y 4 Kg/cm² siendo excepcional en México el uso de más de 8Kg/cm², (de 30 a 35 PSIG) de vapor - saturado.

En lo procesos de calentamiento de pastas, soluciones, regaderas de vapor, etc.; y en el calentamiento de aire, se requieren presiones bajas, del orden de 1 a 2 Kg/cm².

Para el cocimiento de celulosas, reactores, digestores, etc., en cambio, se necesitan presiones de hasta 10Kg/cm². (150PSIG).

En resumen puede decirse que una industria química típica necesitará una fuente de - vapor saturado de alrededor de 3 Kg/cm²; y debe disponer además de vapor a unos 10 Kg/cm², por lo general. (aunque algunos tipos de productos requieren presiones mayores).

Los sistemas posibles para la utilización de la energía térmica y mecánica simultáneamente pueden ser de dos tipos:

- A).- Producción de vapor de presión y temperaturas elevadas, aprovechando la caída de presión para obtener energía. (Turbinas de vapor).
- B).- Producción de energía en un motor térmico utilizando los gases calientes de escape para generar vapor (turbinas de gas y motores Diesel).

El primer método es el más comúnmente - empleado, ya que puede aplicarse prácticamente en todos los casos y es más adaptable a variables en el diseño y operación.

Para escoger el sistema más adecuado, deben estudiarse los siguientes puntos:

- 1.- Tipo y costo de combustibles disponibles.
- 2.- Cantidad de energía necesaria.
- 3.- Inversión posible. (costo del dinero).
- 4.- Variación de las demandas de energía y vapor.
- 5.- Tipo de operación y mano de obra disponible.
- 6.- Costo de la energía comprada.

Todos estos factores están ligados íntimamente y deben tomarse en consideración con su tendencia, al decidir la instalación de un equipo.

Además es indispensable prever y anticipar las demandas futuras sobre un equipo y las posibles ampliaciones de la planta.

TURBINAS Y TURBOGENERADORES.

En los sistemas de producción de vapor a presión elevada, puede elegirse entre el uso de turbogeneradores para la producción de energía eléctrica (que subsecuentemente se usa en los distintos puntos de la fábrica donde sea conveniente) y la aplicación directa de la energía mecánica de la turbina, por lo general hecha al movimiento de una máquina de gran tamaño.

Hablamos de turbinas, porque en la actualidad el empleo de los motores de vapor de cilindros en estas aplicaciones está limitado a instalaciones de menos de 1,200 KW. Por otra parte, las turbinas modernas tienen eficiencias muy altas; pueden regularse con suma exactitud, y proporcionan vapor exento de aceite. Su mantenimiento es además muy bajo, y ocupan poco espacio. El consumo de lubricantes es también menor.

La mayoría de las turbinas usan el ciclo Rankine; y pueden encontrarse en una enorme variedad de tipos y capacidades.

Por lo general, las turbinas pequeñas trabajan con el sistema de toberas de impulso o Curtis; las turbinas de varios pasos tienen uno o más escalones de impulso y el resto a

reacción.

Las turbinas aumentan de precio casi a razón directa al número de escalones; por lo que es poco frecuente encontrar turbinas pequeñas de más de 7 a 8 pasos.

La aplicación de turbinas de contrapresión al movimiento directo de una máquina se acostumbra en máquinas de tamaño mediano y grande. (desde 200 a 2,500 HP.) Por lo general no requieren una eficiencia muy alta, y pueden ser de un número de escalones reducido, (1 a 6 pasos) y de precio relativamente bajo. El vapor de salida de la turbina entra en los equipos de proceso directamente.

Las presiones que se requieren en esta aplicación son relativamente bajas, de 15 a 30 Kg/cm² por lo general, debido a que la relación entre la energía mecánica requerida y el volumen de vapor utilizado por la máquina es baja.

En la gráfica No. 1 se ve la curva de potencia obtenible a diferentes velocidades en una turbina Curtis de 4 pasos. Como puede verse, la potencia disminuye rápidamente a baja velocidad por lo que es necesario en ciertos casos poner un motor eléctrico auxiliar para mover la máquina a velocidades muy bajas.

Para la generación de energía eléctrica pueden emplearse turbinas de contrapresión, donde todo el vapor de salida se utiliza en la máquina y procesos auxiliares; o turbinas de extracción y condensación, donde se extrae de un paso intermedio el vapor necesario y el resto se condensa al salir del último paso. A veces se utilizan 2 ó más pasos de extracción a diferentes presiones.

En teoría, la instalación más económica es la de contrapresión ya que produciría la energía en las condiciones precisas para que el vapor de salida se aproveche totalmente en la fábrica; la inversión es menor que en otros sistemas.

En la práctica, es muchas veces preferible una instalación de extracción y condensación.

ción, debido a las condiciones de operación de cada caso particular.

Para calcular el tipo de instalación más conveniente, deben conocerse los siguientes datos:

- 1.- Demanda de energía y sus variaciones.
- 2.- Consumo de vapor y sus variaciones.

Una vez obtenidos estos valores, se obtiene un promedio que representa el punto más adecuado de operación.

Este punto puede ser el de máximo aprovechamiento de calor, o bien el de operación con determinadas condiciones de trabajo que representen el mayor porcentaje de la producción.

En la gráfica número 2 se puede ver la potencia absorbida por dos máquinas diferentes, a distintas velocidades.

Es de hacerse notar que no siempre corresponde el consumo máximo de vapor a la demanda máxima de energía; especialmente en plantas que producen diferentes compuestos o productos.

En la gráfica número 3 vemos la relación teórica entre el consumo de vapor y las presiones inicial y final del vapor para producir 1 kilowatt-hora.

Sabiendo el consumo de vapor de la instalación o máquina, en kilogramos por hora, "Q" y el consumo efectivo en kilowatts de potencia simultáneo, se obtiene la relación entre los dos.

El valor de la energía en KW-Hora debe dividirse entre la eficiencia "η", que se espera obtener de la turbina, y multiplicarse por un factor "f" dependiente del sobrecalentamiento que se dé al vapor.

Por lo tanto, la relación efectiva de producción de vapor a energía producida es :

$$Re = \frac{Q}{Kw} \cdot \frac{\eta}{f}$$

El factor "η" de la eficiencia de la turbina varía desde 50% (0.50) para turbinas de 200 a 300 KW, hasta 75% en turbogeneradores de 5,000 Kw. Generalmente los fabricantes de turbinas pueden proporcionar estos datos para diversos tamaños, tipos y precios de turbinas.

El factor de sobrecalentamiento del vapor, "f" varía desde 0.9 con 50°C. hasta 0.75 para 150°C de sobrecalentamiento; por lo general, es conveniente usar un factor de 0.85 que se corrige más tarde al valor exacto de operación.

Por ejemplo si en una planta hipotética, el consumo promedio de vapor es de 2,800 Kg/hora a 2.8 Kg/cm², y la energía consumida (sin incluir el equipo auxiliar) es de 220 Kw; tenemos con una eficiencia de 60% en la turbina: $R = \frac{2800}{220} = 12.75$ Kgs./Kw-Hr teórica; que en la curva corresponde a una presión de 18 Kg/cm² de vapor saturado.

Y si se utiliza un factor "f" de sobrecalentamiento de 0.85,

$$Re = \frac{2800}{220} \times \frac{0.60}{0.85} = 9 \text{ Kg/Kw-Hora}$$

Correspondientes a 28 Kg/cm² de vapor con un sobrecalentamiento de 90°C o sea vapor a 28 Kg/cm² y 320° C, (Aproximadamente 400 PSIG y 610° F)

Por lo anterior puede verse que es conveniente emplear el vapor a la mayor temperatura posible para obtener una buena relación. En general, no debe operarse nunca una turbina con vapor saturado o húmedo.

Los valores obtenidos en la forma anterior pueden servir como un punto de partida para un cálculo inicial sobre la conveniencia de instalar una turbina o turbogenerador en un caso determinado y también sobre la probable inversión.

En general si se desea aumentar el rendimiento del vapor, es necesario ir a presiones más altas. El aumentar el grado de sobrecalentamiento es ventajoso ya que aumenta el coeficiente de eficiencia de las turbinas. En general, nunca debe usarse vapor con menos de 50°C de sobrecalentamiento para una turbina.

No es posible sin embargo subir arriba de 500°C debido a posibles fallas en los tubos de sobrecalentamiento de las calderas. Por encima de 400°C es indispensable usar tubos de aleaciones especiales de cromo para resistir la presión y temperatura sin peligro de continuas fallas.

El buscar un tipo de turbina más eficiente es recomendable a veces. Por ejemplo en el rango de 1,000 Kilowatts las eficiencias varían desde 60 a 72% según aumenta el número de escalones. (Aunque el precio de la máquina también va en aumento

En este punto es necesario prever los futuros aumentos. Las turbinas por lo general vienen diseñadas para soportar sobrecargas de 10 a 20% continuas, pero esto puede causar graves problemas de mantenimiento en algunos casos.

Por otra parte, en México, es conveniente ajustar las presiones y temperaturas a ciertos niveles, debido a la disponibilidad de equipos y partes.

Los problemas de tratamiento de aguas van en aumento rápidamente al subir la presión. Un tratamiento tipo Cal-Soda-Zeolita es adecuado para presiones hasta de 35 Kg/cm², pero a presiones mayores conviene usar cambiadores de iones, cuya operación es más cara.

A presiones superiores a los 70Kg/cm² el agua debe ser casi equivalente a la destilada.

Por otra parte, el costo inicial del equipo sube extraordinariamente al aumentar la presión de diseño. En el país es difícil obtener ciertas válvulas y partes para presiones de más de 56Kg/cm² (800 PSIG). La supervisión y control del agua y el equipo requieren personal muy experto.

La instrumentación se hace más complicada y los límites de operación correcta son muy estrechos.

Por esta razón se prefiere muchas veces tratar de obtener solamente la energía necesaria para el movimiento los equipos básicos y

de operación normal.

Las presiones de diseño más generalizadas entre los fabricantes de calderas en México son de 300, 475, 550 y 800 PSIG. (21, 33, 40 y 56 Kg/cm².) y las temperaturas de salida de vapor van desde 210 a 480°C (400 a 900°F); en los tamaños de 5 a 150 ton. por hora.

Sin embargo, se han llegado a usar algunas fábricas presiones de 140 Kg. y temperaturas de 540°C con buen éxito. (2000 PSIG y - 1000 °F).

Una posibilidad es obtener la energía necesaria para mover las máquinas básicas y sus accesorios, o sea, bombas, compresoras, etc. y usar energía comprada para los procesos intermitentes.

Este sistema tiene la ventaja de equilibrar hasta cierto punto las variaciones en el consumo de vapor y de energía, y de poner a salvo la operación de las máquinas propiamente dichas de interrupciones cortas en el suministro eléctrico externo.

Para muchas plantas, la pérdida de producción es tan grave con una interrupción de un minuto como de una hora y en cambio en un sistema intermitente no suele ser un problema serio este tipo de falla.

Desde el punto de vista del rendimiento económico, es conveniente calcular que este tipo de instalaciones se pague a sí misma en un plazo máximo de tres años aunque en muchos casos han llegado a amortizarse prácticamente en un año o menos.

Esto depende en gran parte del precio de la energía eléctrica y del costo del combustible.

Prácticamente los únicos combustibles que pueden usarse en este tipo de plantas son el gas natural y el petróleo combustible o cha popote.

Entre ellos el gas tiene ciertas ventajas de limpieza y facilidad de operación que lo hacen preferible para instalaciones de más de 5 toneladas por hora de vapor generado.

En cambio, requiere ciertos dispositivos de seguridad para evitar explosiones y en algunas localidades el costo de tendido de tuberías es alto.

MOTORES DIESEL

La producción de energía mecánica primero, con un motor Diesel y el aprovechamiento de los gases de escape para generar vapor, puede utilizarse con ventaja en ciertos casos.

El motor Diesel puede tener aplicación en algunos casos muy especiales, dadas sus características de alto rendimiento. Aclaramos que el término DIESEL se aplica al ciclo de energía y no implica necesariamente el uso del combustible Diesel comercial.

En efecto, la eficiencia térmica de este tipo de motor es muy alta lo cual hace que el calor aprovechable de los gases de escape sea relativamente poco en comparación con la energía mecánica producida.

Los gases de escape de un motor se conducen a una caldera del tipo de recuperación de calor (Waste-Heat-Boiler) en donde generan vapor a baja presión para consumo de la máquina.

En la gráfica Núm. 4 vemos las curvas de temperatura de un motor Diesel de dos tiempos, del tipo supercargado.

Como puede verse, la temperatura de gases de escape disminuye considerablemente a cargas bajas y el punto de máxima eficiencia es de unos 570°C.

Esto significa que:

- 1.- El calor aprovechable es relativamente bajo.
- 2.- La superficie de la caldera de recuperación de calor debe ser muy grande.
- 3.- Cualquier disminución en la demanda de energía producirá una disminución mayor aún en la producción de vapor.
- 4.- No será factible generar vapor a más de

unos 5 a 7 Kg/cm² económicamente, a menos de utilizar quemadores auxiliares en la caldera de recuperación.

En instalaciones industriales probablemente sería el motor de dos tiempos el adecuado debido a su capacidad de usar combustibles de bajo precio y con cierto contenido de azufre e impurezas. De lo contrario y en el caso de México, podría ser usado con gas natural, con eficiencias de 30 a 33%.

Como ejemplo, podemos decir que con el motor anterior se produce en teoría alrededor de unas 4.5 ton. /hora de vapor a 5.5Kg/cm², con una superficie en el cambiador de calor de 49m², suponiendo una carga continua de 1200 Kilowatts, a máxima eficiencia.

Por lo tanto, para este tipo de motor la instalación deberá consumir alrededor de 270 Kw por tonelada de vapor utilizado.

Este consumo de energía, aunado a una producción de vapor tan pequeña, sólo podría encontrarse posiblemente en una fábrica con gran consumo base de energía mecánica, como papel periódico, molienda de minerales, etc.

Por otra parte, para aplicaciones de trabajo continuo es necesario comprar motores Diesel de muy baja velocidad y alto precio; de lo contrario, los costos de mantenimiento serían prohibitivos.

La aplicación de este sistema puede ampliarse con el uso de quemadores auxiliares en las calderas de recuperación, con lo que puede obtenerse presiones hasta de 15 Kg/cm² (210 PSIG) en forma económica.

Para instalaciones muy pequeñas (menos de 100 Kw) no puede utilizarse ya el motor Diesel de baja velocidad, con combustible pesado y es preferible utilizar motores de gas, que tienen ventajas de economía y vida útil más larga.

En general, el motor de gas tiene un costo de mantenimiento 2 ó 3 veces menos que un motor Diesel convencional en operación continua.

TURBINAS DE GAS

Las Turbinas de Gas son máquinas que aprovechan directamente la caída de temperatura de los gases de combustión para transformarla en energía.

Generalmente trabajan siguiendo el ciclo de Brayton; se requiere un compresor de aire, que toma el aire atmosférico y lo comprime hasta el nivel deseado en la cámara de combustión en donde se inyecta el combustible y se enciende. Los gases calientes pasan por la turbina, produciendo energía mecánica, y el escape se introduce a una caldera de recuperación de calor.

El compresor (axial) puede ir en el mismo eje de la turbina, o bien ser movido por un paso inicial y separado del eje de salida; por lo que estas máquinas se llaman "de un eje" o "dos ejes".

La eficiencia de estos aparatos depende de la relación de compresión entre el aire de entrada y la presión en la cámara de combustión.

Por razones de construcción y diseño, es difícil pasar a la práctica de una relación de 5 ó 6 sin aumentar el costo inicial y los problemas mecánicos; por lo cual la mayoría de las turbinas de uso industrial tienen relaciones entre 4 y 6. Sólo en las turbinas de aviación se llega a 9-

En la gráfica número 5 vemos la eficiencia obtenible con diversas relaciones.

Es necesario hacer observar que las relaciones de más de 5 a 1 producen temperaturas muy elevadas en el cámara de combustión, que acortan la vida útil de la turbina.

A temperaturas y presiones altas no pueden usarse combustibles líquidos de baja calidad (chapotote) debido a la probable contaminación de vanadio que a más de 800°C tiene un efecto corrosivo sobre los álabes.

Una turbina que trabaja con gases de 760°C a la entrada, tiene una vida útil de los álabes de 8 a 10 años en servicio. En cambio a

800°C la vida útil en las mismas condiciones será de 3 u 4 años.

La eficiencia de estas máquinas no varía apreciablemente con la presión o temperatura del aire de entrada pero sí su capacidad, por lo cual, si se van a trabajar en lugares altos o climas tropicales, es necesario tomar en cuenta la diferente densidad del aire y sobre dimensionar la turbina de acuerdo con ello.

Las características de operación suelen darse referidas a 15°C de temperatura de aire de entrada y 760 mm.Hg de presión atmosférica.

La eficiencia, en cambio, tiene poca variación con estos factores pero baja rápidamente cuando la carga es menos del 50% de la carga normal.

Dado esto, es conveniente diseñar un sistema de turbina de gas para trabajar continuamente de 75% a 90% de la carga, según se deduce de la gráfica No. 5. En general, no es necesario usar cambiadores de calor para este tipo de instalaciones; la eficiencia térmica que se puede esperar en este caso es de 14 a 16% y es baja comparada con un 30% para motores Diesel y 35% para una planta termoeléctrica de tamaño mediano. Pero en cambio la temperatura de los gases de salida es alta (de 500 a 600°C) y su volumen considerable; por lo cual se pueden generar grandes cantidades de vapor a presiones y temperaturas regulares.

En la gráfica No. 6 vemos el calor recuperable de la turbina antedicha a diferentes condiciones de vapor producido; con lo cual se ve que, al contrario del motor Diesel, la relación de vapor a energía es alta e inclusive puede sobrar vapor en muchos casos. Por ejemplo, con una eficiencia de 75% en la caldera de recuperación de calor y una producción de energía de 2,400 Kilowatts, pueden obtenerse alrededor de 18 toneladas de vapor saturado de 3.2Kg/cm² (45 PSIG).

Así mismo, la caldera o cambiador de calor no requieren tener grandes dimensiones como en el caso de un motor Diesel, por lo que su costo es menor y por lo general no requieren

quemadores auxiliares.

Los equipos de control e instrumentos son más sencillos y fáciles de manejar que los de una planta de vapor. (ver Table 1); por otra parte el costo de mantenimiento de las turbinas de gas es bajo, la atención que requieren es poca, y no se necesita personal experto de planta.

Las turbinas de gas pueden arrancarse y tomar carga en un tiempo muy corto; las de dos ejes toman las sobrecargas fácilmente mientras que de un eje requieren una regulación más cuidadosa.

Puede normalmente predecirse que la eficiencia conjunta de una planta de Turbina de Gas-Caldera de Recuperación será de alrededor del 40 al 50%, dependiendo principalmente del equilibrio térmico del sistema y de la relación entre energía y vapor producido.

En algunos casos se ha utilizado los ciclos Brayton-Rankine combinados o sea:

Turbina de Gas-Caldera de Recuperación-Turbogenerador-Vapor al Proceso.

Este caso permite eficiencias muy altas, hasta de 70-80%, pero por lo general sólo puede aplicarse en instalaciones mayores de 15 ó 20,000 Kw o en casos especiales.

En resumen, puede decirse que una turbina de gas puede en muchos casos utilizarse como fuente de energía y calor para plantas químicas y puede ser particularmente interesante en fábricas de papel y celulosa, siempre que se disponga de gas natural a un precio normal y que se requieren instalaciones de tamaño mediano o grande para justificar este tipo de plantas o sea, de 2,000 Kw o mayores. Pueden ser particularmente recomendables en sitios donde no se disponga de mano de obra experta. En algunos casos puede usarse aceite Diesel como combustible con buenos resultados, o una combinación de Gas-Diesel.

CONCLUSIONES

Hay múltiples sistemas para aumentar la eficiencia de aprovechamiento de la energía térmica en las industrias de proceso, que pueden permitir ahorros en el uso de energía eléctrica o combustibles a niveles que van desde el 10% hasta el 50% en algunos casos.

Es necesario sin embargo, efectuar en cada planta un estudio muy completo y comprensivo para poder decidir qué sistemas y equipos pueden aplicarse, qué combustibles conviene usar, y qué provisiones hay que hacer para el futuro.

En general, la mayor parte de las industrias pueden utilizar el ciclo Alto con ventaja, debido a sus características de consumo de vapor a baja o media presión. Pero cada caso particular es distinto y puede tener diferentes limitaciones.

En la práctica, la gran mayoría de las industrias tienen que usar gas natural o combustóleo. La tendencia en el futuro próximo será de usar más combustóleo que gas, por razones de economía y disponibilidad.

Las limitaciones más importantes al proyectar este tipo de plantas son:

- Tiempo de Recuperación de la Inversión.
- Balances Térmicos y la Energía de la Planta.
- Nivel Técnico del Personal de Operación.
- Facilidad de Mantenimiento disponible.
- Confiabilidad Requerida.

Un punto decisivo en estos proyectos es la tendencia en los aumentos de precios de combustibles y de la energía eléctrica, ya que éstos factores influyen decisivamente sobre la rentabilidad del sistema y por tanto en la rapidez con que se puede recuperar la inversión.

Insistimos por último en la necesidad de efectuar estudios muy completos del balance energético de cada caso individualmente, y de evaluar los consumos reales de energía en cada área. Hay muchas plantas en que simplemente con ajustar, reparar o cambiar equipos antiguos o en mal estado y reemplazar algunos de los motores existentes sobredimensionados, se podría obtener ahorros considerables con mínima inversión.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

CONVERSION FOTCVOLTAICA

J.A. URBANO CASTELAN

OCTUBRE DE 1985.

CONVERSION FOTOVOLTAICA

J.A. Urbano Castelán
Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del I.P.N.
Departamento de Ingeniería Eléctrica. Sección de Electrónica
del Estado Sólido.
A.P. 14740 - México 14, D.F.

Resúmen

La presente ponencia pretende dar una visión general del desarrollo fotovoltaico en México y a nivel mundial, tanto en aplicaciones de baja potencia, residenciales a industriales, como en las Centrales fotovoltaicas terrestres y espaciales.

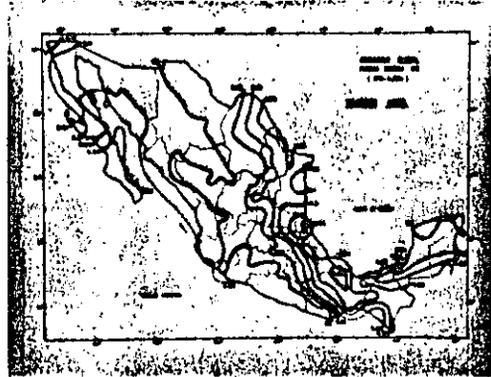
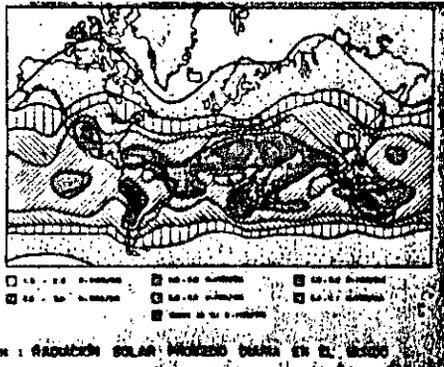
Abstract

This paper pretends to give a general view of the photovoltaic development in México and World-wide concerning both low power residential and industrial applications and also terrestrial and spatial high power centrals.

1. Introducción

1.1. La Radiación Solar.

La máxima radiación solar recibida sobre la superficie de la tierra en el área ecuatorial a nivel del mar a las 12 del día y con el sol perpendicular a la superficie terrestre es de 1000 watts/m^2 instantáneos. Este valor de radiación normalizado durante una hora se denomina Hora-Pico como valor nominal, la Figura 1 muestra el recurso solar mundial. Como se puede observar México es uno de los países más favorecidos del mundo por este recurso. La Figura 2 muestra la República Mexicana donde se indica la radiación global (media diaria) a lo largo del año, encontrándose un valor promedio de 5.5 hors-pico/día de recurso solar. Sabemos de antemano que existirán microclimas y condiciones geográficas que hagan variar este valor apreciablemente



1.2. La Conversión Fotovoltaica.

La característica más significativa de cualquier sistema solar fotovoltaico es convertir la luz solar en electricidad. Todas las celdas que se usan comercialmente hoy día, tanto en satélites como en la tierra son de silicio. Cada Celda Solar individual produce potencia con C.D. del Orden de 0.5 volts a una corriente del orden de 25mAmperes por cm^2 . Las Celdas Solares individuales se pueden interconectar en serie o en paralelo para formar un módulo con características de voltaje y corriente apropiada para cargar baterías de 12 volts, o bien la capacidad de conectar módulos en serie para grandes voltajes de salida.

La eficiencia de conversión de luz solar a electricidad de un dispositivo fotovoltaico esta limitada por su inhabilitación de responder a todas las frecuencias electromagnéticas contenidas en el Espectro Solar (3). Las celdas solares típicas en los procesos de producción tienen una eficiencia del orden del 12%. Una vez encapsulada con módulo su eficiencia decrece al 10% por pérdidas de interconexión, resinas, vidrio, etc. El módulo terminal tiene una gran durabilidad hoy día (mayor de 30 años con fallas de 1 en 10,000 (5)). Las celdas y módulos son un poco sofisticados en su manufactura, pero extremadamente simple la instalación y mantenimiento por personal no calificado.

Las aplicaciones fotovoltaicas más comunes son en sistemas autónomos energeticamente, para áreas remotas. Un sistema fotovoltaico de este tipo está integrado por arreglos de módulos solares, sistema de almacenamiento (Banco de Baterías), carga eléctrica a energizar más la electrónica de control para la sobre carga de las baterías o bien la descarga de éstas, así como una sobrecorriente de las baterías a la carga. La figura 3 muestra un sistema típico. Algunos sistemas F.V. (fotovoltaicos) no utilizan almacenamiento.

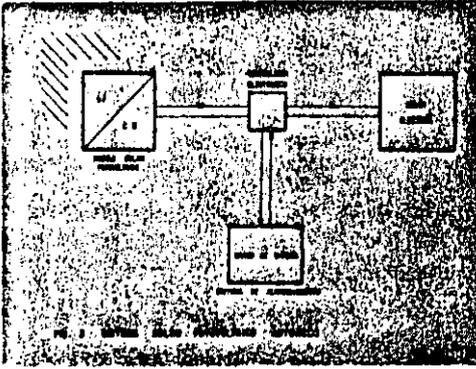


FIG. 3

1.3. Los precios de los Módulos solares y sus tendencias.

Los precios han sufrido cambios impresionantes, de 500 dólares el Watt-pico en los 70's a 8-10 dólares el Watt-pico hoy día (pesos corrientes de cada año). Estos cambios han obedecido a las políticas gubernamentales que contemplan la promoción, aplicaciones de baja y mediana potencia, en Industrialización y en incentivos fiscales. La figura 4 muestra esta tendencia.

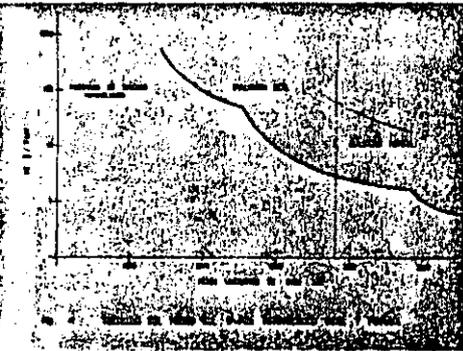


FIG. 4

Para aplicaciones terrestres todos los esfuerzos de investigación y desarrollo en el campo fotovoltaico están encaminados hacia la reducción del costo por Watt-pico mediante sistemas de concentración, altas eficiencias en celdas solares, nuevas estructuras, nuevos procesos y técnicas de producción que abaraten el costo y el mercado crezca gradualmente.

2. Antecedentes Nacionales y Mundiales

2.1. Antecedentes Nacionales.

En varias Universidades del país así como en institutos, escuelas, dependencias, compañías y centros de investigación, trabajan en el campo de la energía solar.

En la conversión fotovoltaica se han obtenido lo gros significativos, ya que actualmente el CINVESTAV IPN (Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional) cuenta con una planta piloto que fabrica celdas y módulos solares con tecnología 100% mexicana. La figura 5 muestra una vista general de dicha planta y la figura 6 muestra el producto elaborado.

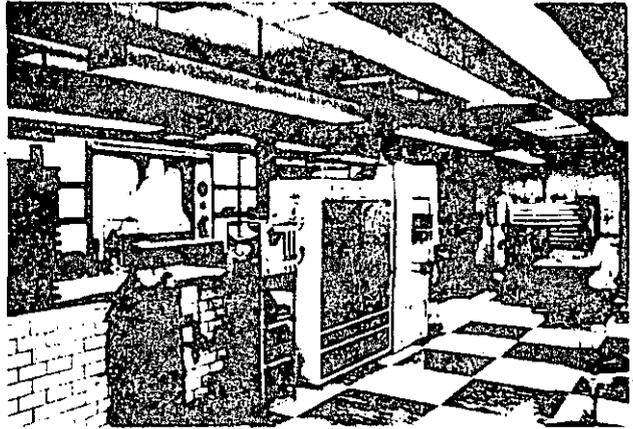


FIG. 5

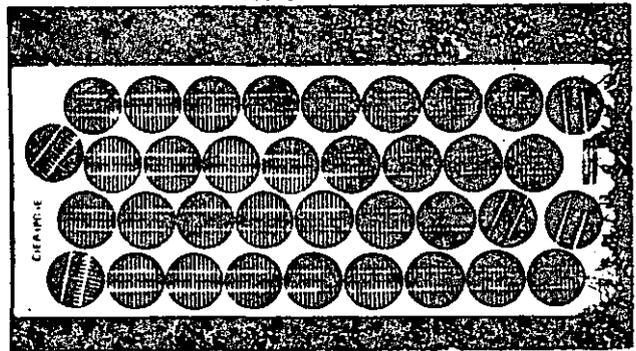


FIG. 6

La Planta Piloto tiene una capacidad de 50Kw-pico/año con dos turnos de trabajo y con obleas de 7.62 cm de diámetro, lo que implica manufacturar del orden de 3000 Módulos/año.

2.1. Antecedentes Internacionales.

La actividad fotovoltaica ha tenido impresionante desarrollo debido a la versatilidad en potencia, desde miliwatts en relojes y calculadores, hasta megawatts en plantas. Centrales de Generación.

La tabla 1 muestra la producción exportada de sistemas fotovoltaicos, medida en watts/pico de generación para los años 1982 y 1983. La razón de crecimiento es mayor del 100% por año, esperándose que se mantenga esa tendencia. De ser así, en los próximos años, la generación fotovoltaica tendrá un impacto muy significativo en ciertas partes del mundo al contribuir al balance energético de cada país.

Tabla 1.
Módulos Fotovoltaicos Exportados en el Mundo

	1 9 8 2		1 9 8 3	
	MW- Exportado	Porcentaje	MW-Exportado	Porcentaje
EE.UU.	5.7	61.3	13.1	60.4
Japón	1.8	19.3	5.0	23.0
Europa	1.6	17.2	3.3	15.2
Otros	0.2	2.2	0.3	1.4
	9.3 MW	100.0%	21.7 MW	100.0%

3. Aplicaciones Fotovoltaicas Nacionales

Son ya varias las Dependencias Federales y Particulares que han utilizado sistemas fotovoltaicos en áreas remotas. La Secretaría de Comunicaciones y Transportes las ha implementado en sistemas de radiotelefonía rural, señalamiento marítimo y repetidoras; bufetes y compañías particulares han instalado equipo fotovoltaico, la Universidad ha utilizado módulos en sistemas sismológicos y estaciones meteorológicas. El Infonavit energizó una casa de Ciudad Cuauhtémoc Chihuahua. Ferrocarriles Nacionales en Sistemas de señalamiento, PEMEX en equipos de protección catódica, CFE en sistemas sismológicos, el IMSS en Unidades Médicas Rurales. El proyecto SONTLAN en las barrancas en Baja California Sur (Proyecto conjunto México-Alemania), para alimentar una aldea de pescadores.

En el campo de las aplicaciones fotovoltaicas en sistemas autónomos (stand alone Systems) el CINVESTAV-IPN cuenta con una tradición de más de 15 años, ya que en 1968 se iniciaron los primeros esfuerzos para suministrar energía a globos meteorológicos de la hoy desaparecida Comisión Nacional del Espacio Exterior.

En 1977 se instaló la primer telesecundaria alimentada con energía solar en Bienvenido de Galeana, Sierra Norte de Puebla. Tres años después una comunidad vecina solicitó el mismo servicio. La Figura 7 muestra un conjunto de fotografías de la segunda telesecundaria en 1980, en Tlamaya el Grande, Puebla.

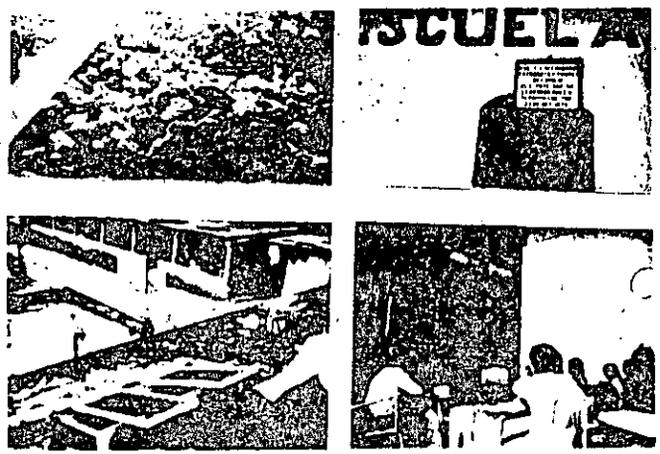


FIG. 7

En 1981-1982 se realizó el proyecto de electrificar 122 albergues infantiles en 9 estados de la República Mexicana para alumbrado nocturno mediante un convenio entre SEP-INI-IPN-CINVESTAV-IPN. Actualmente se han incrementado 40 instalaciones del mismo tipo. Las figura 8 y 9 muestran algunos aspectos de dichas aplicaciones.

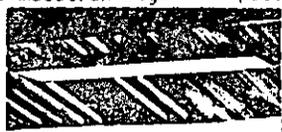


FIG. 9

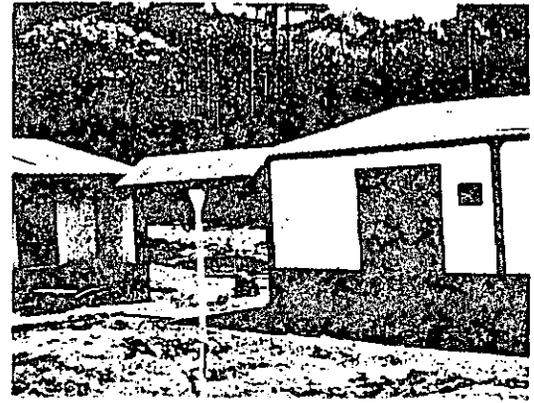


FIG. 8

En 1977 mediante un convenio con la S.C.T. y la D.G. T.R. se suministraron módulos solares para radiotelefonía rural. La fig. 10 muestra la primer instalación alimentada con módulos solares de fabricación nacional para radiotelefonía rural en el Estado de Puebla.



FIG. 10

En bombeo de agua contamos con 2 sistemas, uno de 3/4 HP para pozo poco profundo (25 mts.) en el que se tienen instalados del orden de 722 watt/pico con 42 módulos conectados 6 en paralelo y 7 series de módulos, y otro sistema de 7 1/2 HP para pozo profundo de 80 mts. de profundidad. La figura 11 muestra una vista de estas instalaciones.

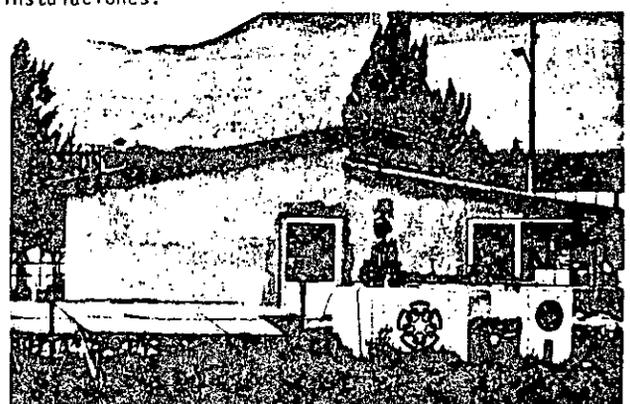


FIG. 11

Mediante un convenio con el Gobierno del Estado de Oaxaca, se instaló por primera vez alumbrado en el Palacio Municipal, 2 módulos con 4 lámparas, 2 en el ayuntamiento y 2 en los portales. Así como 2 telese-
cundarias alimentadas también con energía solar. Las figuras 12, 13 y 14 muestran estas aplicaciones.

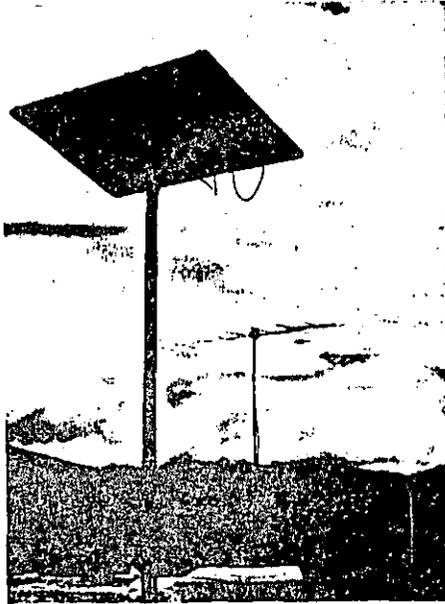


FIG. 12



FIG. 13



FIG. 14

Las comunidades beneficiadas por este servicio fueron Santa Cruz Tacahua; Tlaxiaco, Oaxaca y San Juan Temazotla, Nochistlán.

Como podrá observarse existen infinidad de aplicaciones en áreas remotas donde se pueden utilizar sistemas fotovoltaicos. Siendo en estos lugares económicamente rentable y técnicamente factibles con tecnología local, tanto en módulos solares como en el diseño de interfa-

ses del sistema.

Una de las aplicaciones que se logran amortizar en en períodos tan cortos como una semana (según sea le caso) es el que se muestra en la fig. 15, siendo esta una baliza luminosa de un pozo petrolero en el Golfo.

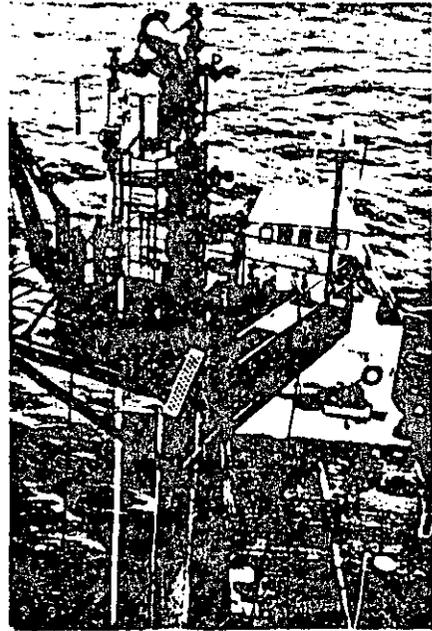


FIG. 15

4. Aplicaciones Residenciales e Industriales en el Mundo.

Existen a nivel mundial diversas aplicaciones fotovoltaicas que cubren todos los continentes. Por ejemplo en España hay más de 6,000 sistemas fotovoltaicos en lugares remotos, pero dada la cantidad de watts/pico utilizado en sistemas de mediana potencia mencionaré los más significativos.

4.1. Aplicaciones Residenciales.

En primer término tenemos la casa Carlisle, en Massachusetts, U.S.A., con una potencia instalada de 7.3 Kw. (Fig. 16).

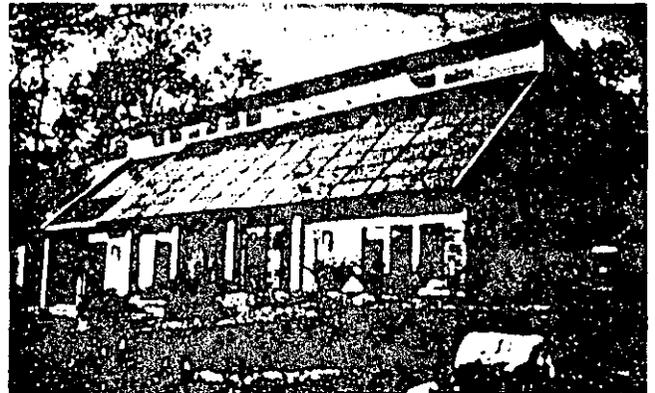


Fig. 16

La casa Hilton en Massachusetts con 4.5 Kw/pico (Fig. 17).



FIG. 17

Conjunto Las Cruces en Nuevo México U.S.A. con diferentes fabricantes de módulos solares (Fig. 18).

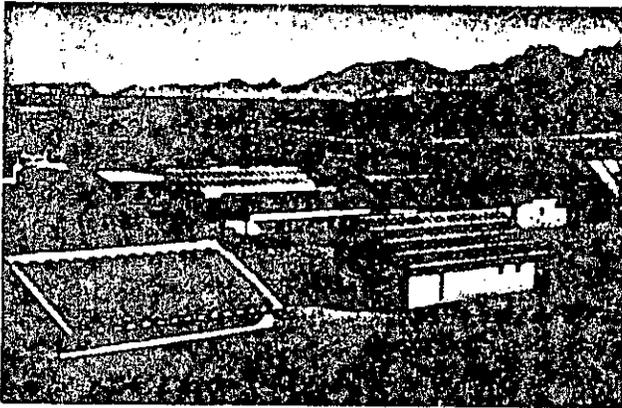


FIG. 18

La casa de Santa Fé, Nuevo México con 3.5 Kw/pico (Fig. 19).

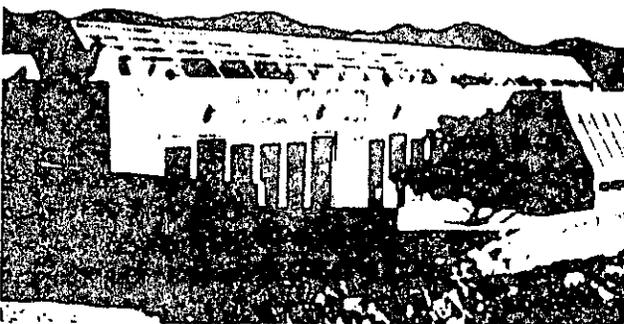


FIG. 19

La casa de Phoenix Arizona en U.S.A. con 6Kw/pico (Fig. 20).

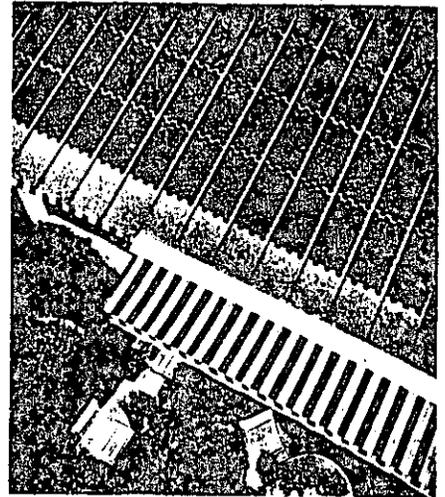


FIG. 20

La casa de campo en Santa Barbara, California, U.S.A. con 5 Kw/pico. (Fig. 21).

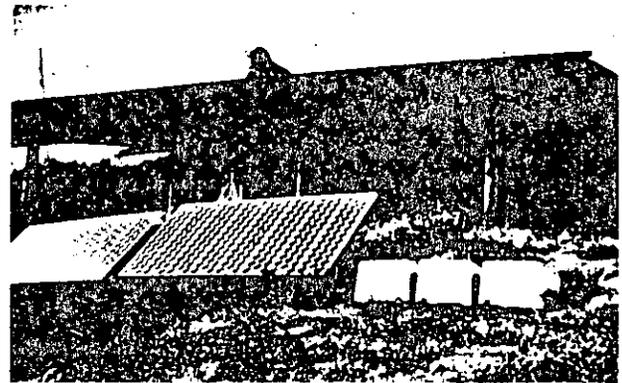


FIG. 21

Estación experimental de 34 Kw/pico, en U.S.A. (Fig. 22).

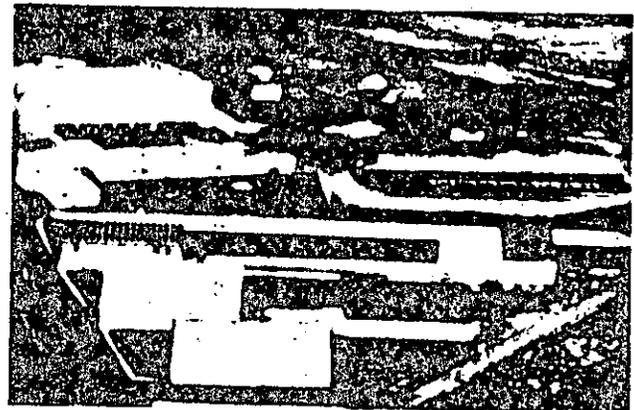


FIG. 22

Dentro del concepto de comunidad alimentada con energía solar tenemos una concepción artística de lo que podría ser un pueblo autosuficiente energéticamente con procesos foto-térmicos y foto-voltaicos, la fig. 23

muestra aspectos de este concepto.

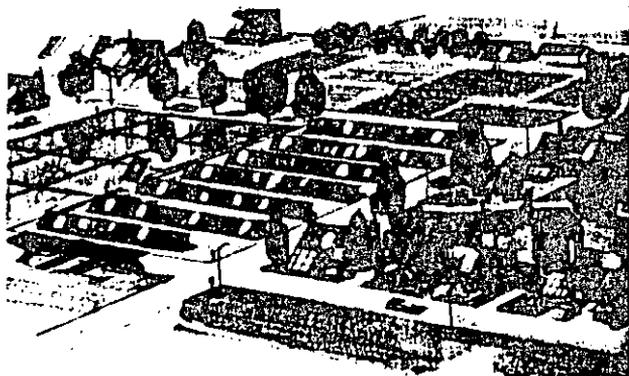


FIG. 23

Las barrancas en México mediante un proyecto conjunto México-República Federal Alemana en ejecuciones, se con templa tener 250 Kw/pico fotovoltaicos, incluye también aplicación industrial (Fig. 24).

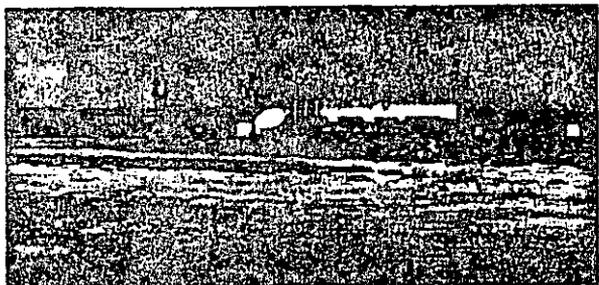


FIG. 24

4.2. Aplicaciones Industriales.

En lo referente a aplicaciones industriales tenemos la concepción artística de lo que serán las fabricas (Fig. 25) y las realizaciones que se han consumado (Fig. 26). En esta figura se muestra una fabrica de celdas solares que produce celdas y módulos solares con una capacidad instalada de 200 Kw/pico en Frederick Maryland, Washington, D.C.

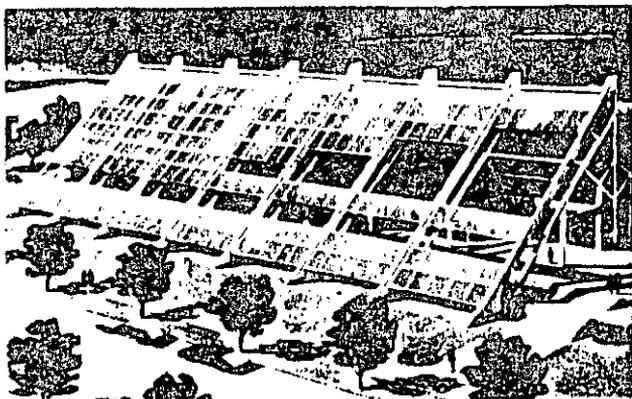


FIG. 25

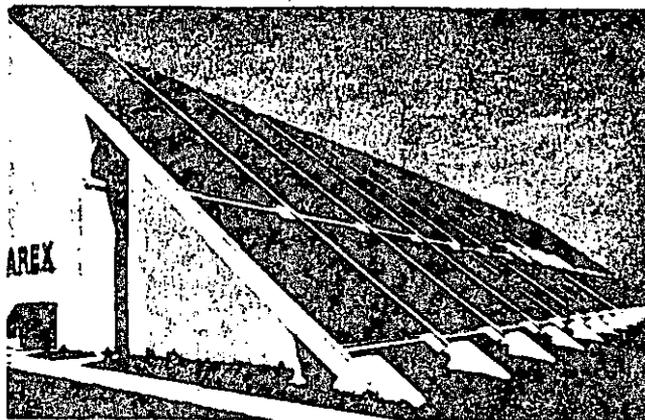


FIG. 26

El Centro de Ciencias y Arte de Oklahoma en U.S.A con 150 Kw/pico instalado. (Fig. 27).

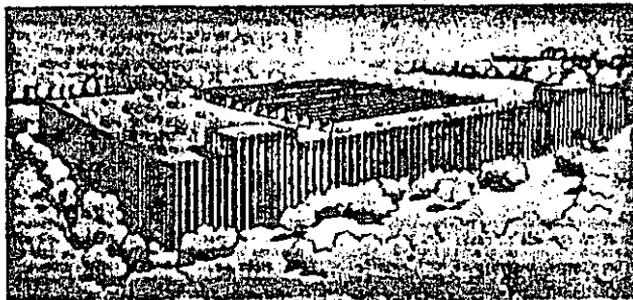


FIG. 27

Finalmente tenemos en Inglaterra en la Compañía Ferranti Electronics Limited, instalados 2 Kw/pico. (Fig. 28).

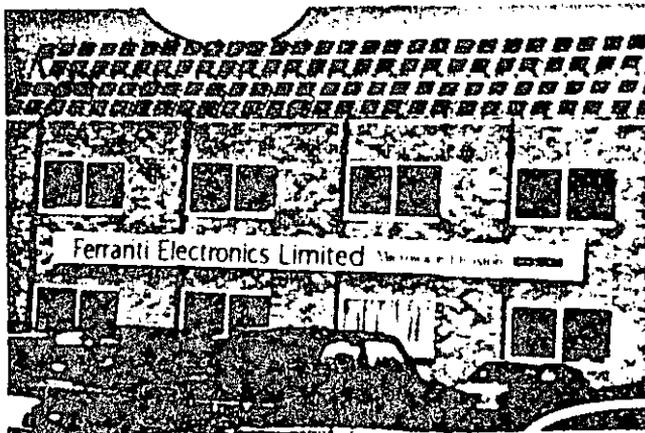


FIG. 28

5. Grandes Centrales de Generación de Potencia.

En sistemas autónomos tenemos 60Kw/pico en Mt. Laguna California para equipo de Radar (uso militar)(Fig. 29).

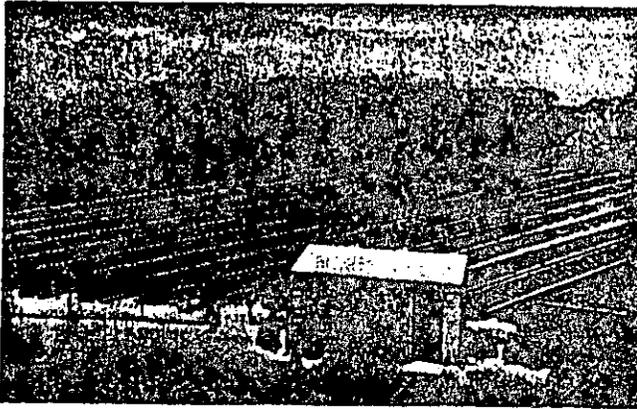


FIG. 29

Planta de 100kw/pico en Vester Boegebjerg cerca de Rorsoer, Dinamarca. (Fig. 30).

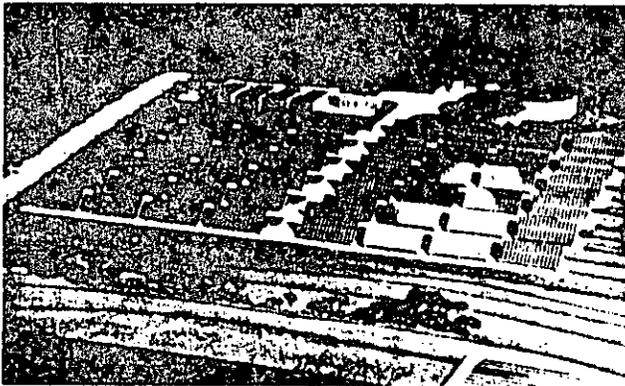


FIG. 30

Planta Puerto Cielo 225 kw/pico con concentración y seguimiento solar, U.S.A. (Fig. 31).

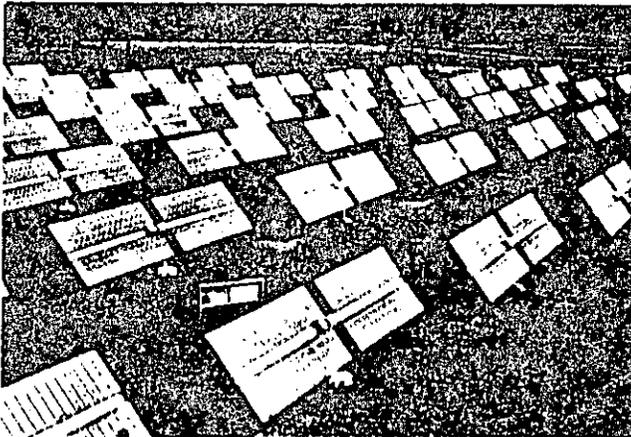


FIG. 31

Planta en la subestación de la California Edison de 1 MegaWatt-pico con seguimiento solar (Fig. 32).

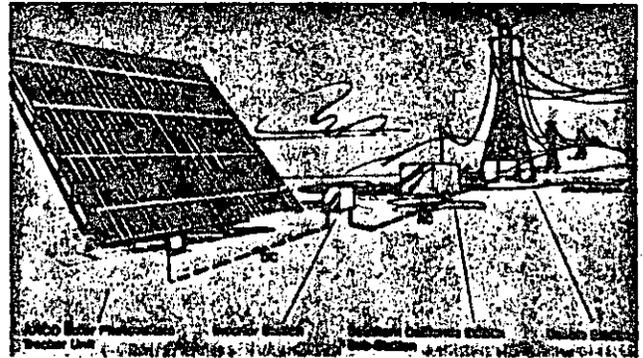


FIG. 32

Planta de 100 M Watt-pico con seguimiento en Sacramento, California, la que se concluirá en 1993. (Fig. 33).

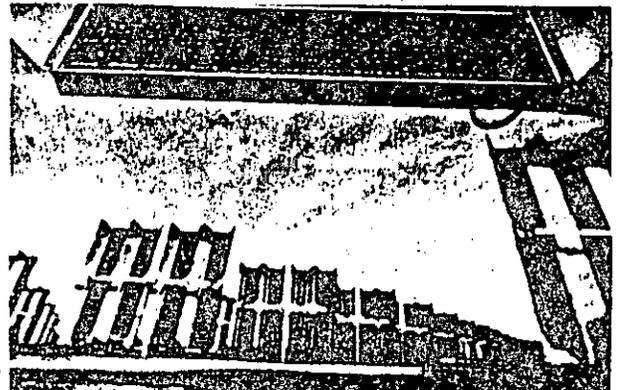
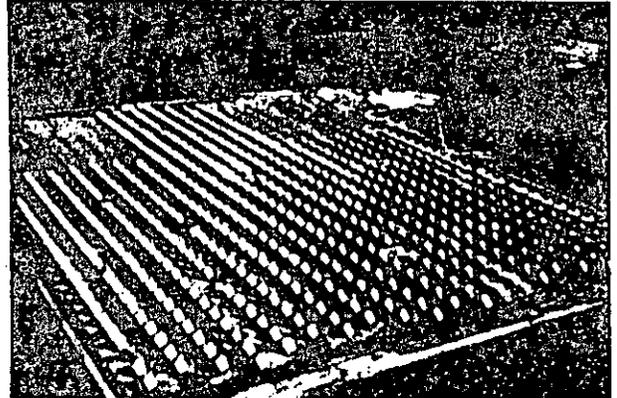


FIG. 33

CONCLUSIONES

Hay esfuerzos significativos en investigación y desarrollo de mantener la tendencia de reducción en los costos de Watt-pico fotovoltaico, a nivel nacional y mucho más a nivel mundial; aunque la situación de México con respecto a estas fuentes es particular, si es hoy, una realidad hablar de sistemas autónomos fotovoltaicos en aplicaciones rurales de beneficio social ó comunitario, mostrando factibilidad técnica y económica.

Si bien la situación económica del país no permite hacer cuantiosas inversiones en este campo, no debería abandonarse o marginarse el uso y promoción de esta fuente inagotable de energía, partiendo de la base que se tiene una tecnología 100% nacional.

Si bien la energía solar no resolverá la problemática del medio rural, si puede contribuir a mejorar las condiciones de vida, al brindar servicios como refrigeración, alumbrado, bombeo de agua, tele-primaria, tele-secundaria, radiotelefonía, etc.

Por otro lado no habría que perder el seguimiento y evolución de otros países en las aplicaciones de gran potencia.

Hoy día la energía nuclear es la más viable técnica y económicamente, aunque en México se ha comportado un tanto caprichosa, existen indicios positivos de que las generaciones futuras prefieran pagar más por una fuente menos riesgosa que la nuclear, llámese fotovoltaica u otras.

Solo han transcurrido 10 años en el desarrollo fotovoltaico para uso terrestre, hoy día la energía nuclear tiene del orden de 30 años de evolución.

Hoy día el precio del Kw-h en EE.UU. es de \$15.78 pesos (7), en México es de \$8.00 aproximadamente y el fotovoltaico es de \$74.07 pesos, las cifras no se ven tan lejanas de alcanzarse por el método fotovoltaico a mediano plazo.

BIBLIOGRAFIA.

1. Documentación por cortesía de Shell Nederland b. v., La Haya.
2. Everardo Hernández H., La distribución de la Radiación global en México evaluada mediante la fotointerpretación de la nubosidad observada por satélites meteorológicos, C.I.M. UNAM.
3. Wolf M. (1970) a New look at silicon solar cell performance. Proceedings of the 8th. IEEE Photovoltaics Specialist Conference. Seattle, Washington.
4. Backus Charles E. Photovoltaics satate of the Art. Proceedings of the International Conference on passive and low energy ecotechniques applied to housing, México, D. F. Agosto 6-11, 1984, pp. 275-289.
5. Jet Propulsion Lab. Low cost array Project, Module Qualification - Electrical Performance measured and Physical durability assessed.
6. 1984. Photovoltaic Energy Systems, Inc.
7. Precios de Junio de 1984.

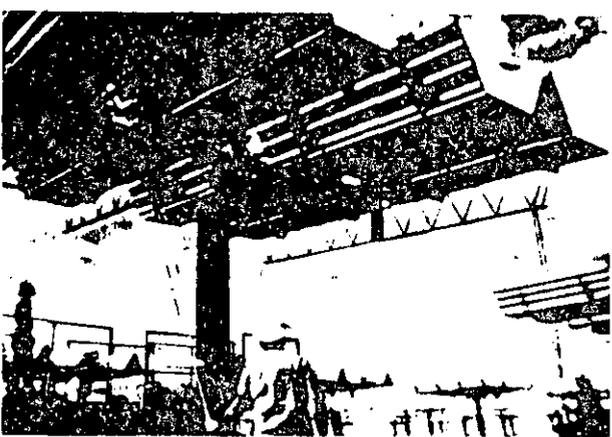


FIG. 33

5.2. Plantas de Generación Fotovoltaica, como respaldo de la red de generación.

La Fig. 34 muestra una concepción artística de la utilización de los sistemas F.V. como respaldo de la red, ya que el pico de demanda de la industria coincide con el pico de la radiación solar.

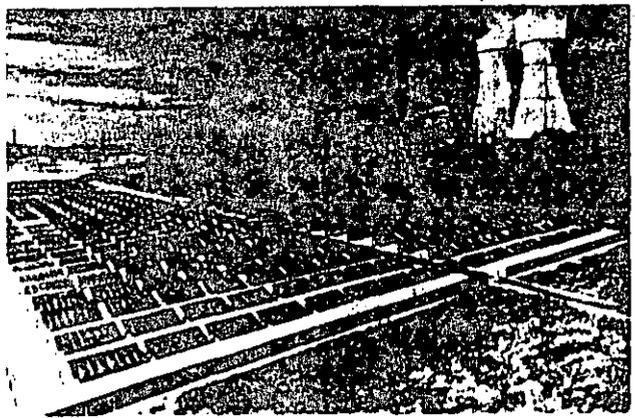


FIG. 34

5.3. Finalmente las centrales espaciales, que brindaran en el futuro, dentro de 50 años según las predicciones, energía a la humanidad (Fig. 35).



FIG. 35



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

COLECTORES SOLARES

ING. RODOLFO MARTINEZ STREVEL

OCTUBRE DE 1985.

COLECTORES SOLARES

Rodolfo Martínez Strevol
Bufete de Tecnología Solar, S.A.
Nubes 316. Pedregal San Angel. 01900 México 20, D.F.
Apartado Postal 22-186. 14000 México 22, D.F.

Introducción

La energía solar recibida instantáneamente sobre la superficie terrestre en nuestras latitudes durante días despejados y claros puede alcanzar el valor de 1000 watts/m². Esta es una cantidad apreciable que puede ser captada mediante colectores planos o concentradores.

El proceso de captación se logra mediante la transformación de la radiación solar incidente en energía calorífica absorbida por el fluido circulante.

Colectores Planos

Los colectores planos son aquellos sobre los cuales se intercepta y absorbe la energía solar usando una superficie plana revestida por una película ennegrecida u otra altamente absorbente de la radiación solar (superficie selectiva).

Los tipos más comunes son: tubos soldados a una placa; tubos paralelos soldados en sus extremos a dos cabezales y láminas metálicas unidas, una de ellas acanalada.

La placa colectora se aísla térmicamente en el fondo y en los lados para disminuir las pérdidas por conducción calorífica. La parte superior de la placa se cubre a cierta distancia, de una o varias cubiertas transparentes (de vidrio o de plástico), cuya finalidad es la de producir el efecto de invernadero y a su vez eliminar pérdidas por convección con el aire ambiente y por radiación, al atrapar la radiación infrarroja, emitida por la placa colectora.

Esta placa se construye de cobre, aluminio o hierro, materiales que poseen buenas conductividades térmicas y muy variadas dimensiones. Su revestimiento ennegrecido favorece la absorción de radiación solar incidente. Si es selectivo disminuye la emisión de radiación infrarroja.

Como los colectores planos están comúnmente fijos, aprovechan la radiación solar global, es decir, la proveniente directamente del sol (radiación directa) y la que ha sido reflejada y dispersada por la atmósfera y nubes (radiación difusa).

Su inclinación y orientación se fijan en base a los factores astronómicos de posición (latitud geográfica, declinación solar) y clima

tológicos regionales (nubosidad).

La aplicación de estas unidades está esencialmente dirigida a sistemas de calentamiento de agua, aire acondicionado, refrigeración y destilación.

Concentradores

Los concentradores o captadores focales mediante superficies reflectoras dirigen la radiación solar sobre una superficie cuya área es menor que aquella que intercepta a la energía incidente. Este tipo de colectores aprovecha únicamente la radiación solar directa y por tal razón deben seguir el movimiento del sol. Para tal fin, se requiere de un mecanismo apropiado (heliotropo) que eleva el costo del dispositivo, sin embargo las temperaturas que se alcanzan son hasta de 3500°C (dependiendo de la perfección óptica del diseño). Estos se clasifican en función del tipo de sus superficies reflectoras en: cónicos, cilíndricos y parabólicos.

Características de los Componentes de un Colector Solar Plano.

Cubiertas transparentes

Los materiales comúnmente utilizados como cubiertas transparentes en colectores solares son el vidrio y el plástico.

El vidrio ha sido usado ampliamente en aplicaciones solares. Las principales características del vidrio son su transmisión selectiva de la radiación y su resistencia a la intemperie. El peso y su fragilidad son los más serios inconvenientes en su utilización.

La transmisión de la radiación solar en el vidrio se ve altamente afectada por su composición. Cuando contiene una gran concentración de óxido férrico (Fe, O₃) su canto es de color verdoso, y absorbe una cantidad de energía mucho mayor que el vidrio de canto incoloro (bajo porcentaje de Fe, O₃). El coeficiente de extinción K, es un parámetro que considera la composición del vidrio y tiene valores de 4/m para vidrio claro y 32/m para vidrio verde so.

También es importante señalar que la trans

misividad disminuye con el espesor de la cubierta y además está en función del ángulo de incidencia de los rayos solares; a incidencia perpendicular es mayor la cantidad de energía transmitida. La gama de transmisividades de la radiación solar en el vidrio varía de un 82 hasta un 93% de la radiación solar incidente.

El vidrio presenta la característica de que es opaco a la radiación infrarroja, que corresponde a la emitida por la superficie absorbente del colector a temperaturas de operación. Por tal razón la radiación es reflejada nuevamente al colector disminuyendo sensiblemente las pérdidas caloríficas a este fenómeno se le llama "efecto invernadero".

En los últimos años, se han desarrollado plásticos con propiedades específicas para su uso en equipos de captación de energía solar. Estos se caracterizan por mejoras en sus propiedades mecánicas, en su resistencia a la intemperie y su buena transmisividad (mayor del 90%).

El teflón, el Mylar, la fibra de vidrio y el Tedlar son plásticos que han comprobado tener propiedades aceptables para uso en aplicaciones solares. Debido a que contienen inhibidores de la radiación ultravioleta, que es el principal causante de la corta vida de los plásticos expuestos al sol. La vida útil de estos plásticos varía entre 3 años para el Mylar hasta 20 años en el Teflón.

Características de los materiales más empleados como superficies absorbentes en colectores solares

	Conductividad térmica Watt/m°C	Densidad Kg/m ³
Cobre	385	8795
Aluminio	211	2675
Fierro	60	7760
Acero	48	7850
P V C	0.19	1300

Aislamiento

El mejor aislante no es solamente el que tiene la menor conductividad térmica K, sino también se deben considerar los siguientes factores:

- densidad (en general resulta más conveniente disponer de materiales ligeros).
- temperatura máxima de servicio
- comportamiento en atmósfera húmeda
- resistencia al fuego, a bacterias u hongos
- estabilidad química
- costo

La conductividad térmica aumenta con la temperatura aunque sus variaciones son pequeñas en el dominio de temperaturas de operación.

Sistema de Calentamiento Solar de Agua a Circulación Natural o Termosifón

Este tipo de sistema se aplica generalmente para uso doméstico. Consta de un colector solar y un tanque de almacenamiento aislando térmicamente. El colector solar se instala en un ángulo de inclinación igual al de la latitud del lugar y orientado hacia el sur (en el hemisferio norte), con el fin de captar la máxima radiación anual. El tanque de almacenamiento se instala en una posición más elevada que el colector, para lograr el efecto de termosifón. El cual consiste en aprovechar la diferencia de temperaturas existentes entre el colector y el tanque.

El agua fría contenida en el tanque desciende por gravedad al colector, el cual transforma la energía radiante en calorífica, cediéndola al fluido circulante. El agua caliente menos densa tiende a ascender hacia la parte alta del sistema, estableciéndose así una circulación natural:

En días despejados y al mediodía solar, el flujo en un calentador solar es del orden de 1 litro/min por m² de superficie de colector. Es muy importante, instalar correctamente el calentador, debido a que un flujo tan pequeño puede ser detenido por un mal diseño. Por este motivo, el uso de colectores solares en forma de espiral, no es muy recomendable, debido a que opone una mayor resistencia al flujo que los colectores de tubos verticales paralelos o de placas soldadas.

Instalación del Sistema

Para el funcionamiento satisfactorio del calentador solar es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) que la base del tanque de almacenamiento de agua se encuentre a mayor altura que el extremo superior del colector,
- b) que la longitud de los tubos de conexión entre colector y tanque sea la mínima,
- d) y que el tubo de agua caliente proveniente del captador tenga el nivel adecuado respecto del fondo del tanque.

Inclinación y Orientación del Colector Solar

La cantidad de radiación solar incidente sobre el colector depende de su orientación y de su inclinación respecto a la trayectoria del sol.

Morse y Czarnecki recomiendan un ángulo de 0.9 veces la latitud del lugar, así como un ángulo acimutal de 0° ó sea orientado hacia el sur (en el hemisferio norte), para obtener la máxima radiación directa anual. Estas recomendaciones son válidas desde el punto de vista geométrico de la componente directa de la radiación solar y no incluye la componente difusa de la misma. Por lo tanto para considerar a esta componente, habrá que tomar en cuenta la distribución local de la nubosidad.

Altura entre el tanque y el colector solar

Se recomienda una distancia mínima de 60cm.

entre el extremo superior del colector y el nivel del tubo de salida de agua fría del tanque de almacenamiento.

Longitud de los tubos de conexión

La longitud de los tubos de conexión entre el colector y el tanque de almacenamiento debe ser la mínima. Teniendo cuidado de evitar cambios bruscos de dirección, con el fin de disminuir la caída de presión en el sistema.

Altura entre el tanque y el tubo de agua caliente

Es común conectar el tubo de agua caliente cerca de la parte alta del tanque, generalmente a una altura igual a las 2/3 partes del mismo. De tal forma que la cabeza de agua sea la máxima y también, la estratificación del agua en el tanque de almacenamiento sea mayor, manteniendo así, un gradiente de temperatura que permita un mayor flujo de agua.

Aislamiento

Es de vital importancia para cualquier sistema de calentamiento solar de agua reducir las pérdidas de calor, por conducción. Esto puede lograrse mediante un buen aislamiento en las partes lateral y posterior del colector, en los tubos de entrada y salida de agua, así como en el tanque de almacenamiento.

Diámetro de tubería

Los diámetros más recomendables para las tuberías que conectan el colector con el tanque de almacenamiento son de 1" (25 mm) ó de 3/4" (19 mm).

Es muy importante instalar el mínimo número de codos de 90°, así como evitar reducciones o aumentos en el diámetro de la tubería. Si se requiere el uso de válvulas es recomendable que sean de compuerta, evitando el uso de válvulas de globo ó de retención (check).

Temperaturas requeridas para diversos usos

Para el lavabo	35°C
Para la ducha	42°C
Para la cocina	50°C
Para la lavadora	60°C

Consumo diario medio por persona

Mínimo	30 l/día
Medio	50 l/día
Máximo	75 l/día

Dimensionamiento de un Calentador Solar

Para el diseño de un calentador solar se deben considerar los siguientes factores:

- a) distribución anual de la radiación solar en la localidad.
- b) temperaturas mínimas registradas.

- c) número de habitantes en la vivienda
- d) análisis de los obstáculos (árboles, paredes, edificios vecinos, etc) existentes en el sitio probable para su instalación.
- e) tipo de calentador convencional de apoyo (gas, eléctrico, leña, etc)
- f) velocidad de viento

	Enero	Julio	Media anual
Radiación global media diaria (kw-hr/m ² día)	4	8	6
Calor útil con una eficiencia promedio del colector de 50% (kw-hr/m ² día)	2	4	3
Area de colectores requerida para calentar 200 l. de agua desde 15° a 60°C, m ² (Q=10.5 kw-hr/día)	5.2	2.6	3.5

Si se desea cubrir casi la totalidad de las necesidades durante todo el año, sería necesario basarse en la cantidad de energía captada en enero (para el hemisferio norte). Lo que implicaría, una disposición de agua caliente en verano mayor que la requerida, además de un fuerte desembolso para el posible usuario.

En la práctica, el área de colectores debe ser calculada para satisfacer de un 50 a 75% las necesidades totales de agua caliente de la vivienda. Un metro cuadrado de colector proporciona entre 50 a 100 l. de agua caliente (40-60°C), dependiendo de la disponibilidad de energía solar de la localidad.

En los lugares en donde se registran temperaturas inferiores a 0°C, aun cuando en Latinoamérica no es muy común, se requiere tomar provisiones para evitar que las tuberías del colector se rompan.

Existen tres alternativas, para proteger al calentador solar del hielo.

- 1- Vaciar el circuito en los períodos durante los cuales se registren bajas temperaturas.
- 2- Agregar un anticongelante al circuito, para lo cual es necesario adaptar un intercambiador de calor.
- 3- Instalar una válvula de vaciado automático, la cual se abre cuando registra temperaturas inferiores a 5°C y se cierra automáticamente cuando se eleva la temperatura.

La primera alternativa será económica y simple, aunque un tanto molesta, debido a que el usuario debería de vaciar el colector generalmente en períodos nocturnos.

La segunda alternativa consiste en colocar un intercambiador de calor en el tanque de almacenamiento conectado al colector solar. En este circuito, se colocará una solución de agua y an

ticongelante (p.e. etilenglicol).

El rendimiento del calentador es menor que el del diseño común, pero no habrá problemas de rotura de tuberías.

La tercera alternativa resulta la más práctica.

Sistemas de Calentamiento de Agua a Circulación Forzada

Aplicaciones Domésticas e Industriales

Cuando se requiere calentar grandes volúmenes de agua o debido a la imposibilidad de instalar un sistema operado por termosifón, se requiere el uso de una bomba para la circulación del fluido (circulación forzada). Esto generalmente sucede en edificios, hoteles, industrias, hospitales, baños, así como para equipos de aire acondicionado o refrigeración. En estos casos, las temperaturas de operación fluctúan entre los 40 y 100°C.

Bajo esta situación, se deben considerar los siguientes factores para el buen diseño de un sistema a circulación forzada:

- orientación e inclinación de los colectores
- arreglo óptimo en el banco de colectores
- potencia de la bomba
- diámetro óptimo de tuberías
- controles.

Es muy importante señalar que cuando se instala un gran número de paneles solares, se debe buscar una distribución homogénea del fluido y una mínima caída de presión en el arreglo. Experimentalmente se ha determinado que, cuando se instalan los colectores solares en paralelo, el flujo de agua tiende a ser mayor en los extremos que en el centro.

En este último sitio, se alcanzan temperaturas superiores, generándose mayores pérdidas de calor y en consecuencia reduciendo la eficiencia global del arreglo.

En arreglos en serie, la temperatura del agua se va incrementando sucesivamente conforme circula por cada colector lográndose diferencias de temperaturas del agua cada vez menores debido a que la eficiencia de un colector solar disminuye con la temperatura de operación.

En conclusión, para lograr una distribución más uniforme del fluido circulante los bancos de colectores solares se deben instalar en arreglos serie-paralelo.

Por otra parte, la bomba del circuito debe funcionar cuando el agua contenida en el colector esté más caliente que la del termotanque (p.e. 10°C). En este caso, el control proviene de la comparación hecha a cada instante entre las dos temperaturas, mediante un termostato diferencial.

Aplicaciones Recreativas

Una de las aplicaciones solares de mayor difusión, es el uso de sistemas de calentamiento de albercas debido a su alta eficiencia, ba-

jo costo, fácil operación y corto tiempo de amortización.

La gama de temperaturas de una alberca va desde; 22°C para una de competencia; 27°C para una recreativa; hasta 30°C como máxima comfortable. Por tal razón, la eficiencia de un calentador para alberca es mucho mayor (70-85%) que la de uso doméstico o industrial (30-60%).

El diseño de un colector para alberca normalmente no requiere de cubiertas de vidrio, ni aislante, sino exclusivamente consta de la placa metálica negra. Aún cuando en la actualidad se han desarrollado materiales plásticos (P V C, polipropileno, polietileno, etc), muy resistentes a la radiación ultravioleta y que pueden tener una vida útil de 10 años.

El calentador solar se instala al equipo de bombeo-filtrado convencional, sin necesidad de grandes modificaciones. En caso de existir una caldera, el sistema solar se conecta en serie. El tiempo de amortización de un calentador solar varía entre 2 a 5 años al precio actual de los combustibles convencionales (diesel y gas). Conforme aumenta el costo de los energéticos, este período se reducirá.

Aplicaciones Agrícolas

Los sistemas tradicionales para el secado de grano consisten en extender una capa del producto en grandes superficies planas, expuesta a la acción del sol y del viento, o en secadores mecánicos de alta temperatura. En el primer caso, la técnica resulta de fácil implementación aún cuando existen grandes riesgos de comprometer la calidad del producto, debido a la imposibilidad de controlar los parámetros de secado (temperatura, humedad, radiación, viento, etc). Además, el grano está expuesto libremente a la acción de los insectos, roedores y plagas. En el segundo caso, el tiempo de secado se reduce y la mano de obra correspondiente.

Sin embargo, el costo inicial y de mantenimiento son elevados, así como se consume una gran cantidad de energéticos convencionales (diesel).

El incremento en el precio de los combustibles aunado a la falta de infraestructura técnica en el medio rural han originado un gran interés en el aprovechamiento de la energía solar para el secado de productos agropecuarios.

Los productos agropecuarios pueden dividirse en cuatro categorías según su contenido de humedad inicial:

Humedad inicial

%

- | | |
|--------|---|
| 85% | frutos, hortalizas, legumbres subproductos de plantas y animales. |
| 65% | Café, raíces y madera |
| 50% | Cacao, raíces y algunos frutos |
| 20-25% | Cereales |

Para el caso específico de cereales, un incremento de temperatura entre 5 a 12°C en el aire ambiente es suficiente para realizar el proceso de secado. Estas temperaturas fácilmente pueden alcanzarse con colectores solares de aire.

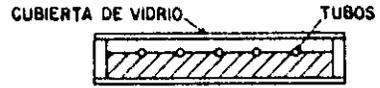
Un sistema de secado solar consiste de un banco de colectores solares, una red de distribución del aire y una unidad de almacenamiento (de bandejas o piso perforado). Este sistema puede operar tanto bajo régimen de circulación natural como forzada, dependiendo esencialmente del volumen del producto húmedo y de la disponibilidad de la radiación solar.

Referencias

- 1.- Martínez, R. "Colectores Solares" Memorias del Curso Latinoamericano de Actualización sobre el Aprovechamiento de la Energía Solar en las Edificaciones. Bute de Tecnología Solar, S.A. (BUTECSSA). Abril 1981 México D.F.
- 2.- "Aplicación de la Energía Solar en los Espacios Educativos" Revista CONESCAL N° 58. Julio 1982. México D.F.



(1) TUBOS INTEGRADOS A LA PLACA ABSORBENTE



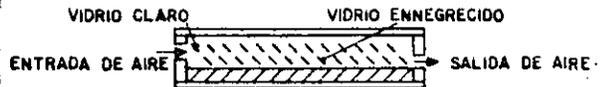
(2) TUBOS SOLDADOS A LA PLACA



(3) PLACA PLANA Y LAMINA ACANALADA



(4) CALENTADOR DE AIRE CON LAMINA ACANALADA



(5) CALENTADOR DE AIRE Y LAMINA DE VIDRIO EN DIAGONAL

DIVERSOS TIPOS DE COLECTORES SOLARES PLANOS •

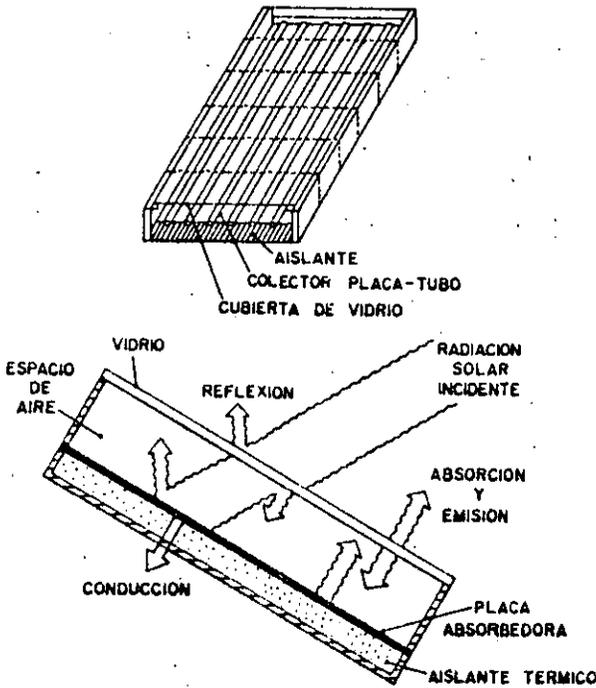
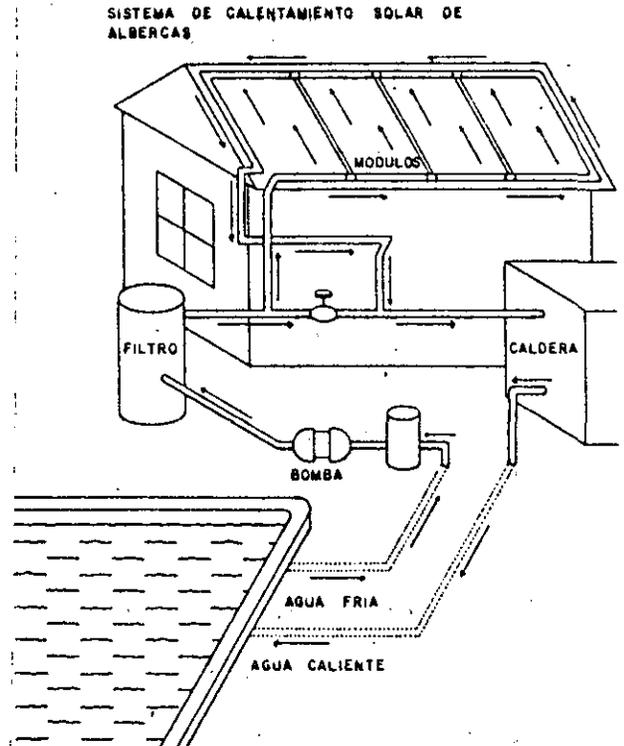


DIAGRAMA DE UN COLECTOR SOLAR Y SU SECCION TRANSVERSAL MOSTRANDO EL FENOMENO DEL EFECTO INVERNADERO.



SISTEMA DE CALENTAMIENTO SOLAR DE ALBERCAS

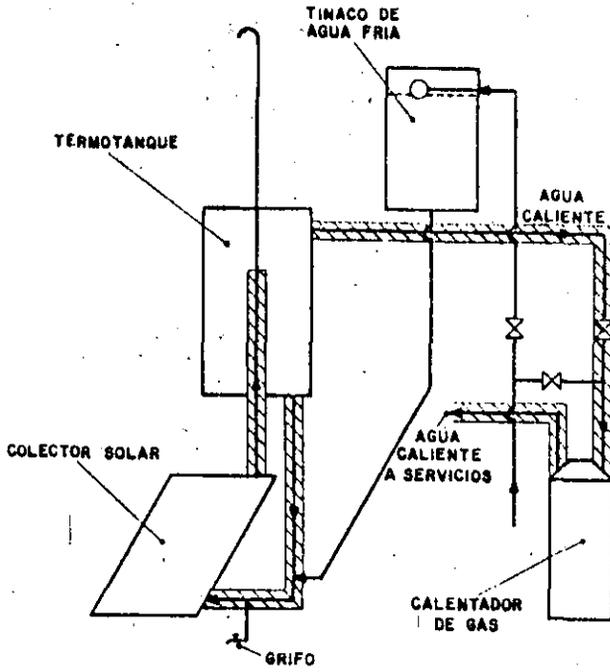


DIAGRAMA TÍPICO DE UNA INSTALACION DE CALENTAMIENTO SOLAR DE AGUA PARA USO DOMESTICO. (TERMOSIFONI)

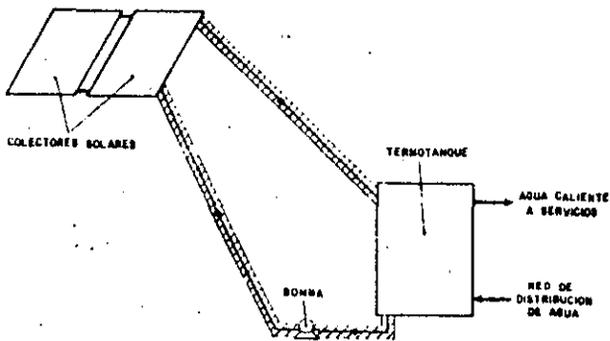


DIAGRAMA DE INSTALACION DE UN SISTEMA SOLAR DE CALENTAMIENTO DE AGUA A CONVECCION FORZADA



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

DIVERSIFICACION EN EL SECTOR ELECTRICO

ACT. DAVID URDAIBAY Z.

OCTUBRE DE 1985.

DIVERSIFICACION EN EL SECTOR ELECTRICO

Act. David Urdaibay Z.

Escenarios de Crecimiento

La demanda de energía eléctrica para el año 2000 es estimada en 227 TWh por el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988. Por otro lado la Gerencia de Estudios de CFE ha desarrollado un modelo de predicción basado en una regresión múltiple cuyas variables explicativas son:

- la población,
- el crecimiento de producto interno bruto, y
- el crecimiento de la inversión bruta fija.

De la aplicación de este modelo a diferentes escenarios se han derivado estimaciones de la demanda en el año 2000 que van de 211 a 232 TWh, estos valores son relativamente cercanos ya que desde el punto de vista del tiempo que necesita transcurrir para que la demanda de energía eléctrica del escenario bajo alcance el mismo nivel del escenario alto, se tiene una diferencia de 16 meses, suponiendo que la tasa de crecimiento es 7%, o de 18 meses si se crece al 6%.

Por lo tanto, en virtud del largo plazo de los escenarios considerados, desde un punto práctico para el propósito que nos incumbe, que es elaborar un escenario estratégico para el crecimiento de la capacidad instalada, se ha seleccionado el alto que arroja una demanda de 232 TWh anuales en el año 2000. En el sector eléctrico es necesario planear con base en escenarios pesimistas, ya que se es más flexible de esta forma.

Lo anterior es debido al largo período de maduración de las inversiones, en caso de que la demanda resulte inferior a lo previsto puede desacelerarse el ritmo de avance de obras en proceso, mientras que a la inversa resulta difícil o imposible apresurar el proceso de construcción de las obras.

Desde el punto de vista de la demanda de energía eléctrica, ese escenario alto es equivalente al señalado en el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988, por lo que el escenario de expansión de los medios de generación de la siguiente sección se basa en esos pronósticos.

Alternativas Estratégicas de Abastecimiento

1.- Hidráulica

La hidroelectricidad que es la tecnología que utiliza un recurso totalmente renovable, es sobre la que más estudios ha realizado tanto la CFE en forma aislada, como en forma conjunta con la ahora Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos. La razón de ello es que se requiere de períodos suficientemente largos, para contar con información hidrometeorológica que permita hacer estimaciones confiables de la oferta de agua y del comportamiento de un aprovechamiento hidroeléctrico. En el as-

pecto hidrometeorológico el que marca la pauta de la duración de los estudios, ya que los factores geológicos y topográficos se pueden conocer mediante la aplicación de tecnologías que, aunque son cada vez más sofisticadas a medida que se avanza en la profundidad de los estudios, tienen una duración mucho menor.

El potencial hidroeléctrico identificado hasta 1979, es decir, la energía que podría generarse si fueran factibles todos los lugares identificados como adecuados para localizar una presa, asciende a 172 TWh anuales en 541 sitios con una potencia media total de 19 600 MW, que incluye proyectos pequeños y de media capacidad. Sin embargo, con los estudios terminados hasta 1984 y los que están en proceso y programa, el potencial factible actual, correspondiente a la energía que puede generarse con los proyectos hidroeléctricos tomando en cuenta su factibilidad técnica, económica y social, alcanzará los 55.6 TWh anuales.

De este potencial, actualmente se tienen en operación plantas con una generación media anual de 24.4 TWh. Cabe señalar que la capacidad a instalar es flexible y puede aumentar se respecto a la potencia media, si así lo requieren los sistemas de potencia del que formará parte el proyecto hidroeléctrico, aunque esto redunde en valores bajos del factor de planta, ya que la energía media anual no cambia.

Ahora bien, las inversiones en proyectos hidroeléctricos no pueden seguir rápidamente la curva de crecimiento de la demanda, ya que tienen programas de construcción de siete a ocho años en la mayoría de los casos y, por otro lado la generación media anual no puede seleccionarse libremente de esas grandes cifras que se han mencionado. La generación de energía eléctrica de cada proyecto está ligada estrechamente al régimen hidrológico y a las características topográficas del sitio.

Sin embargo, desde el punto de vista operativo las plantas hidroeléctricas son más flexibles, pues algunas de ellas permiten almacenar energía para usarla cuando sea más necesaria; pueden arrancar en cualquier momento sin mayor dificultad, lo que las convierte en ideales para generar durante las horas de mayor demanda, permitiendo que las plantas de base trabajen con menos fluctuaciones.

Por otra parte, la construcción de una presa genera otro tipo de beneficios además de la hidroelectricidad. Un mismo aprovechamiento puede utilizarse para el riego en la producción de alimentos y para recreación; en estos casos es necesario considerar los regímenes de las distintas demandas de agua para no deteriorar la flexibilidad de operación de un aprovechamiento de uso múltiple. Asimismo, las instalaciones hidroeléctricas dan lugar a la mayor generación de empleos durante su construcción, en comparación con otros tipos de planta, lo que trae consigo un beneficio social de alta relevancia. En lo que respecta al componente importado de la inversión, éste es el menor entre los medios de generación existentes, característica atractiva en una situación financiera difícil como la que atraviesa nuestro país.

Una restricción importante asociada a las hidroeléctricas en que evidentemente están atadas a sitios que no necesariamente coinciden con la localización de los centros de demanda de mayor importancia. Tal es el caso de la cuenca del Río Usumacinta donde está concentrado el potencial más cuantioso del país, pero cuyo aprovechamiento hace incurrir en pérdidas significativas de potencia y en altos costos de transmisión, de tal manera que su explotación está condicionada primordialmente por los requerimientos de los sistemas de potencia.

Tomando en cuenta lo anteriormente expuesto y de acuerdo con el Programa Nacional de Energéticos; se ha procedido a seleccionar para el período 1985-2000, proyectos que permitirán incrementar en 8 450 MW la capacidad instalada. De estos proyectos, ocho se encuentran actualmente en construcción con una capacidad total de 2 922 MW. De los otros 39 proyectos para dicho período, los más importantes se localizan en la cuenca del Río Santiago y el resto corresponde a proyectos con una relativamente baja proporción de energía firme a energía media anual, debido a lo errático de los regímenes hidrológicos de muchos de los ríos en México.

2.- Geotermia

México ha sido de los pioneros en el mundo en la explotación de los recursos geotérmicos. En 1961 se perforó el primer pozo en Cerro Prieto, B. C. y en 1973 entraron en operación las dos primeras unidades de 37.5 MW. En el Valle de Mexicali, donde se encuentra el campo mencionado, las posibilidades geotérmicas aún son muy importantes. Al centro del país existe una amplia región de significancia geotérmica conocida como Eje Neovolcánico, donde se ha localizado una gran cantidad de manifestaciones termales. Con el objeto de conocer el potencial de los campos geotérmicos, en las zonas mencionadas se están realizando estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos, mientras que los trabajos de perforación se han concentrado en cinco áreas.

En geotermia se utiliza la misma nomenclatura que en hidrocarburos para definir las reservas, esto es, probadas, probables y posibles. Las primeras son aquellas en que los estudios y las pruebas de pozos permiten recomendar la instalación de una planta de esa capacidad con vida útil de 30 años; las probables se refieren a zonas en que se han hecho suficientes estudios de geofísica y geoquímica, para delimitar la probable extensión y temperatura de la zona geotérmica. Las posibles se definen por manifestaciones termales en la superficie y por geología, que permiten inferir la posibilidad de la existencia del yacimiento geotérmico.

De esta manera se ha estimado una reserva probada de 1 265 MW, de los cuales el 66% corresponde al Valle de Mexicali, con 290 MW en operación actualmente. Las reservas probables ascienden a 4 200 MW en poco más de 15 campos, mientras que la reserva posible alcanza los 6 000 MW, estimados a partir del análisis de más de 340 sitios con

focos termales.

Los proyectos geotermoeléctricos al igual que los hidroeléctricos tienen un período largo de construcción, ya que el lapso que transcurre entre la perforación del primer pozo exploratorio de un campo y la generación de electricidad es del orden de ocho años; además, la explotación de un yacimiento debe hacerse por etapas, de tal manera que las observaciones del campo durante su producción sirvan de base para pronosticar su comportamiento futuro y por lo tanto su potencial. A su vez, esta forma de explotación permite incorporar a la capacidad instalada pequeños incrementos que pueden absorber el Sistema Interconectado Nacional.

Los yacimientos geotérmicos, además de generar energía eléctrica, ofrecen la posibilidad de aprovechar el contenido de sales del vapor endógeno condensado en la producción de fertilizantes como en el caso de Cerro Prieto. El calor residual del agua de desecho puede utilizarse en invernaderos y en secado de madera entre otras aplicaciones.

En cuanto a la localización de los yacimientos geotérmicos, es un hecho afortunado que los que se ubican en el Eje Neovolcánico puedan contar con plantas generadoras cercanas a las áreas de mayor demanda de energía eléctrica. Asimismo, parte de la energía generada por las plantas en operación de Cerro Prieto, permite la existencia de un convenio de interconexión con compañías eléctricas del Sur de California en los Estados Unidos. En este mismo orden de ideas, existe un contrato con estas compañías para exportar capacidad y energía asociada a partir de 1985.

Tomando en consideración las ventajas y desventajas de este tipo de plantas y un éxito conservador en las actividades de exploración para aumentar la reserva probada, en el Programa Nacional de Energéticos se plantea instalar 1 685 MW en el período 1985-2000 a base de unidades de 5, 50, 55 y 110 MW. De esta capacidad, 330 MW están actualmente en construcción en dos centrales con un total de tres unidades de 110 MW cada una, en Cerro Prieto, B. C. adicionales a los 315 MW en operación en esta área y en Los Azufres, Mich.

3.- Carbón

Se distinguen dos tipos de carbón: coquizable y no coquizable o térmico. Desde el punto de vista de su utilización, el primero se dedica a la industria siderometalúrgica, mientras que al segundo se le destina primordialmente a la generación de energía eléctrica.

La reserva probada más importante de carbón térmico se localiza en la vecindad de Río Escondido, Coah., con alrededor de 600 millones de toneladas en mantos con espesores superiores a 0.80 m y con un poder calorífico medio de 4 500 Kcal/Kg. Se han realizado estudios de exploración por medios indirectos y perforación de pozos con resultados desalentadores que apenas alcanzan los 75 millones de toneladas de reserva probada en

las siguientes áreas del país: San Marcial, Santa Clara y San Enrique en Sonora; Ojina-ga, San Carlos y San Pedro Corralitos en Chi-huahua; y en el estado de Oaxaca.

La estimación de las reservas probables y posibles en todas las áreas mencionadas alcanza solamente unos 650 millones de toneladas.

Una vez definida la disponibilidad del carbón, que es la tarea que mayor tiempo toma, la construcción de una planta carboeléctrica requiere de un período ligeramente superior al de las plantas termoeléctricas a base de hidrocarburos. Por tal motivo, la adaptabilidad al crecimiento de la demanda en el tiempo, es muy similar para ambos tipos de centrales, ya que además las capacidades de las unidades de mayor tamaño se han normalizado a 350 MW.

Respecto a la ubicación de las centrales carboeléctricas, se tiene una limitación importante debido a que el alto contenido de cenizas y bajo poder calorífico del carbón no coquizable encarece demasiado el costo de combustible por concepto de transporte. Por tal motivo, la localización de este tipo de plantas debe ser muy próxima a los yacimientos, siempre y cuando haya agua disponible para los sistemas de enfriamiento. En nuestro país, las reservas importantes de carbón se localizan en la región noreste que corresponde precisamente a la ubicación de centros de demanda importantes de energía eléctrica.

Si bien es cierto que el alto contenido de cenizas constituye un problema, también es posible utilizar las cenizas en la fabricación de cemento, mediante inversiones adicionales altamente redituables.

A partir de los antecedentes citados y considerando 30 años de vida útil ya que éste es un recurso no renovable, se consideró para el Programa Nacional de Energéticos, incluir además de los 600 MW actualmente en operación, 4'800 MW durante el período 1985-2000 que incrementarán la capacidad instalada en la base. Formando parte de esta capacidad instalada se tienen 600 MW en construcción en dos unidades.

Con la información disponible actualmente, no se considera factible un incremento mayor de la capacidad instalada en este tipo de centrales con carbón mexicano, ya que es muy pequeña la cifra mencionada anteriormente sobre reservas probables y posibles. Si fuese necesario tal incremento, tendría que acudir se a la importación de carbón. Esto es físicamente posible, pero trae aparejado un fuerte costo en divisas, ya que por concepto de combustible se tiene un costo de 0.0246 dólares de los Estados Unidos por KWh neto generado, o lo que es equivalente, alrededor de 145 millones de dólares anuales por cada 1050 MW instalados operando al 70% de factor de capacidad.

Tomando en cuenta esta limitación y de acuerdo con el Programa Nacional de Energéticos, se propone instalar adicionalmente 3'800 MW de plantas duales en el período 1985-2000.

Estas plantas consumirán indistintamente carbón y combustóleo.

4.-Márgenes de maniobra y conclusiones

Con la capacidad instalada que se ha propuesto en cada uno de los medios de generación hasta ahora abordados, se logra una generación media anual de 105 TWh, mientras que la energía necesaria para el año 2000 se ha estimado en 227 TWh anuales. Para satisfacer parte de esta demanda se ha considerado factible contar con 13.1 TWh mediante cogeneración, de tal manera que aún quedan por satisfacer 109.3 TWh que requieren de unos 12 000 MW en la base que pueden instalarse con plantas termoeléctricas a base de hidrocarburos y con plantas nucleoeleétricas.

Para estos dos tipos de centrales existen limitaciones que se refieren al sitio donde se ubicará la planta. En el caso de la termoeléctrica a base de hidrocarburos, el proceso de selección del sitio toma en cuenta aspectos tan variados como el crecimiento de la demanda regional, la infraestructura y accesibilidad, las características geológicas, pero de manera preponderante el suministro de energéticos primarios y la disponibilidad de agua de enfriamiento. En cambio, para las nucleoeleétricas no es relevante la localización de las fuentes de suministro de combustible.

En el ámbito internacional las plantas nucleoeleétricas tienen un costo de inversión por KW instalado que varía de los 1000 a los 3 400 dólares de los Estados Unidos en moneda de 1985, sin considerar la distribución de las erogaciones en el tiempo. De acuerdo con los estudios de costos que ha realizado CFE para los diferentes medios de generación, ese costo es 2.3 veces el correspondiente a las termoeléctricas a base de hidrocarburos. En cuanto al plazo de construcción, para las nucleoeleétricas es 1.5 veces el plazo de las segundas. Sin embargo, al incorporar al costo de inversión, los costos correspondientes a combustibles a precios internacionales y los de operación y mantenimiento, durante los 30 años de vida útil de ambos tipos de central a una tasa real de descuento del 10%, resulta competitiva con este tipo de tecnología.

La otra restricción importante que tiene el desarrollo termoeléctrico a base de hidrocarburos es la disponibilidad interna del combustible. Si la capacidad instalada faltante se cubriera con este tipo de plantas, hacia el año 2000 la demanda de combustible se incrementaría respecto a 1984, en aproximadamente 318 000 barriles diarios de combustóleo equivalente, incluyendo combustóleo, diesel y gas natural. La satisfacción de esta demanda no es congruente con el desarrollo factible del país en la rama de extracción y refinación de hidrocarburos.

Respecto a la utilización del combustóleo, debe recordarse que los productos pesados del proceso de refinación del petróleo, tienen usos alternativos más redituables en la industria petroquímica, mientras que el único uso masivo del uranio está relacionado con la generación de energía eléctrica.

En cuanto a las reservas de U_3O_8 , en nuestro país, las áreas uraníferas confirmadas y más promisorias se localizan en diversas regiones de la vertiente oriental de la Sierra Madre Occidental, principalmente en los Estados de Chihuahua y Durango; en la porción central del Estado de Sonora; en la zona limítrofe entre los Estados de Nuevo León y Tamaulipas y en la parte centro occidental del Estado de Oaxaca. Las reservas probadas y probables son del orden de 14,500 toneladas de U_3O_8 , de las cuales se estima que 10,600 presentan posibilidades de extraerse; sin embargo, la magnitud de las reservas posibles es aún incierta por insuficiencia en la exploración. Cabe señalar únicamente, que se cuenta con reservas importantes de roca fosfórica, que tienen un cierto contenido de uranio recuperable, localizadas principalmente en el Estado de Baja California Sur.

Aún si fuese necesario importar uranio para abastecer las centrales de un programa nucleoelectrico importante, esto no sería un factor limitante para su ejecución, pues las reservas mundiales son abundantes y la capacidad de producción anual cubre satisfactoriamente la demanda. Esta factibilidad es válida aún si la totalidad de los pasos del ciclo de combustible nuclear tuviera que adquirirse del extranjero.

Ahora bien, si se recurriera a la importación del combustible, debe tenerse en cuenta que por este concepto, el KWh generado con nucleoelectricas considerando todo el ciclo, tiene un costo en divisas que es sólo el 16% del correspondiente a termoeléctricas a base de hidrocarburos.

El desarrollo de un programa nucleoelectrico tendria otros efectos positivos. La promoción del establecimiento de una industria nacional que fabrique equipos y componentes con la calidad requerida por la reglamentación nuclear, redundaría en beneficio de otras ramas de la industria de bienes de capital al aumentar la confiabilidad de sus productos, haciéndolos más competitivos en los mercados internacionales. Asimismo, se fomentaría el desarrollo de firmas nacionales de ingeniería, capitalizando la experiencia adquirida por los recursos humanos formados en el Proyecto Laguna Verde y permitiendo elevar la capacidad de realización de la ingeniería básica y de detalle de proyectos industriales complejos.

Respecto a las normas y reglamentos necesarios para garantizar la seguridad de los operadores y del público en general contra los efectos nocivos de la radiación, los procedimientos seguidos a nivel mundial durante la etapa de diseño, construcción, fabricación de equipos, montaje, puesta en servicio y operación de las centrales nucleoelectricas, así como el manejo del combustible en todas las etapas del ciclo, ya han demostrado su efectividad por el cúmulo de años de operación segura de gran número de instalaciones nucleares existentes en otros países, haciendo hincapié que en México se siguen las mismas normas establecidas a nivel internacional.

Por otro lado, el desarrollo nucleoelectrico se considera necesario como una experiencia imprescindible para la transición hacia las tecnologías de generación de energía eléctrica del próximo siglo, con base en reactores de cría y de fusión.

Teniendo en cuenta los argumentos señalados para las dos últimas tecnologías de generación analizadas, nucleoelectricas y termoeléctricas a base de hidrocarburos, se concluye que es deseable instalar sólo 6 477 MW de estas últimas durante el período 1985-2000. En consecuencia, es indispensable la participación de la nucleoelectricidad en la satisfacción de la demanda, poniendo en operación 5 300 MW en el mismo período.

CUADRO II.5
EXPANSION DE LOS MEDIOS DE GENERACION

Tipo	Capacidad Instalada (MW)		Total
	Actual	Adicional 1985-2000	
Hidroeléctrica	6 550	8 450	15 000
Geotermoeléctrica	315	1 685	2 000
Carboeléctrica	600	4 800	5 400
Duales	--	3 800	3 800
Termoeléctricas a base de hidrocarburos	12 023	6 477	18 500
Cogeneración	--	3 000	3 000
Nucleoeléctricas	--	5 300	5 300
S u m a :	19 378	33 622	53 000

'mah