Directorio de Profesores del Curso: CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA OCTUBRE 1982

1. Ing. Gerardo Bazán Navarrete
Subgerente
Integración y Evaluación de Programas
Gerencia de Planeación y Control
Subdirección Comercial
Ejército Nacional No. 418-6° Piso
México,D.F.
254 34 62 y 531 53 93

2. M. en I. Fernando Schutz Estrada
Coordinador de Proyectos
Instituto de Investigaciones Eléctricas
Shakespeare No. 6-6° Piso
Col. Anzures
México,D.F.
511 34 74

3. Ing. Jacinto Viqueira Landa (Coordinador)
Coordinador
Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Facultad de Ingeniería
UNAM
550 52 15 Ext.3746

4. Ing. Manuel de Diego Muñoz
Coordinador General
Uso Racional de la Energía Eléctrica
C. F. E.
Melchor Ocampo No. 469-2° Piso
Col. Anzures
México,D.F.
531 10 61 y 5311660

5. Ing. Antonio Souza y Saldivar
Coordinador de Proyectos
Dirección General de Energía
Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial
Río Rhín No. 22-3° Piso
Col. Cuauhtémoco
Delegación Cuauhtémoc
06500 México,D.F.
546 01 06 Dto. 566 74 88 Ext.236

6. Ing. Rafael Domínguez Hernández
Industrias Resistol ,S.A.
Subgerente de Energía
Bosque de Ciruelos No. 99-4° Piso
Col. Bosques de las Lomas
C.P. 11700 México,D.F.
596 35 88 Ext.164

EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

SU EVALUACION SINCERA NOS AYUDARA A MEJORAR LOS PROGRAMAS POSTERIORES QUE DISEÑAREMOS PARA USTED.

TEMA	ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL TEMA	GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL TEMA	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO EN EL TEMA	UTILIDAD PRACTICA DEL TEMA	
Consumo de energía y desarrollo económico.					
Evo. histórica del consumo de energía y situación actua.					
El Programa de energía de México					
Tendencias del mercado energético internacional.					
Necesidades futuras de energía.					
Uso eficiente de la energía en el sector industrial					
Aspectos generales					
Industria siderúrgica					
Industria del cemento.					
Industrias del vidrio, celulosa y papel, azúcar.					
ESCALA DE EVALUACION: 1 a 10					

EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

SU EVALUACION SINCERA NOS AYUDARA A MEJORAR LOS PROGRAMAS POSTERIORES QUE DISEÑAREMOS PARA USTED.

TEMA	ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL TEMA	GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL TEMA	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO EN EL TEMA	UTILIDAD PRACTICA DEL TEMA	
Ejemplos de ahorro de energía en la industria química.					
Evaluación eco. de alternativas para el ahorro de energéticos.					
Optimización del suministro de energía en el sector eléctrico.					
Programa de uso racional de la energía eléctrica.					
Conservación de energía en el transporte					
La conservación de energía y la diversificación de la oferta ...					
ESCALA DE EVALUACION: 1 a 10					

EVALUACION DEL CURSO

	CONCEPTO	EVALUACION
1.	APLICACION INMEDIATA DE LOS CONCEPTOS EXPUESTOS	
2.	CLARIDAD CON QUE SE EXPUSIERON LOS TEMAS	
	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO CON EL CURSO	
4.	CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
5.	CONTINUIDAD EN LOS TEMAS DEL CURSO	
6.	CALIDAD DE LAS NOTAS DEL CURSO	
7.	GRADO DE MOTIVACION LOGRADO EN EL CURSO	

ESCALA DE EVALUACION DE 1 A 10

1. ¿Qué le pareció el ambiente en la División de Educación Continua?

MUY AGRADABLE	AGRADABLE	DESAGRADABLE

2. Medio de comunicación por el que se enteró del curso:

PERIODICO EXCELSIOR ANUNCIO TITULADO DIVISION DE EDUCACION CONTINUA	PERIODICO NOVEDADES ANUNCIO TITULADO DIVISION DE EDUCACION CONTINUA	FOLLETO DEL CURSO

CARTEL MENSUAL	RADIO UNIVERSIDAD	COMUNICACION CARTA, TELEFONO, VERBAL, ETC.

REVISTAS TECNICAS	FOLLETO ANUAL	CARTELERA UNAM "LOS UNIVERSITARIOS HOY"	GACETA UNAM

3. Medio de transporte utilizado para venir al Palacio de Minería:

AUTOMOVIL PARTICULAR	METRO	OTRO MEDIO

4. ¿Qué cambios haría usted en el programa para tratar de perfeccionar el curso?

_____

_____

_____

5. ¿Recomendaría el curso a otras personas?

SI	NO

6. ¿Qué cursos le gustaría que ofreciera la División de Educación Continua?

_____

_____

7. La coordinación académica fue:

EXCELENTE	BUENA	REGULAR	MALA

8. Si está interesado en tomar algún curso intensivo ¿Cuál es el horario más conveniente para usted?

LUNES A VIERNES DE 9 A 13 H. Y DE 14 A 18 H. (CON COMIDAS)	LUNES A VIERNES DE 17 A 21 H.	LUNES, MIERCOLES Y VIERNES DE 18 A 21 H.	MARTES Y JUEVES DE 18 A 21 H.

VIERNES DE 17 A 21 H. SABADOS DE 9 A 14 H.	VIERNES DE 17 A 21 H. SABADOS DE 9 A 13 Y DE 14 a 18 H.	O T R O

9. ¿Qué servicios adicionales desearía que tuviese la División de Educación Continua, para los asistentes?

_____

_____

10. Otras sugerencias:

_____

_____

_____

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

LA CONSERVACION Y EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA EN EL MARCO DE REFERENCIA DEL PROGRAMA DE ENERGIA DE MEXICO.

ING.JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

I N D I C E

LA CONSERVACION Y EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA EN EL MARCO DE REFERENCIA DEL PROGRAMA DE ENERGIA EN MEXICO

El Programa de Energía

En el Diario Oficial del 4 de febrero de 1981 se publicó el decreto presidencial por el que se aprueba el Programa de Energía elaborado por la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial y se ordena su ejecución.

De acuerdo con el artículo 2o. del decreto mencionado, son objetivos del Programa de Energía:

I. Satisfacer las necesidades nacionales de energía primaria y secundaria;
II. Racionalizar la producción y el uso de la energía;
III. Diversificar las fuentes de energía primaria, prestando particular atención al empleo de los recursos renovables;
IV. Asegurar la adecuada integración del subsector energético al resto de la economía;
V. Ampliar los conocimientos sobre recursos energéticos del país y mantener actualizado el inventario correspondiente; y
VI. Fortalecer la infraestructura científica y técnica nacional para desarrollar el potencial energético del país y aprovechar y desarrollar nuevas tecnologías.

El Programa de Energía establece metas específicas para 1990 y proyecciones al año 2000. Se cuenta, pues, por primera vez en México, con un marco de referencia legal para abordar el análisis de la conservación y el uso eficien

te de la energía en el país.

Conviene empezar por definir los términos de conservación y uso eficiente de la energía, analizar su relación con el desarrollo económico y con el precio de la energía, para discutir después los planteamientos que sobre la racionalización del uso de la energía en México hace el Programa de Energía.

Definición de conservación de energía.

De acuerdo con la definición de la Conferencia Mundial de Energía[2] el término "conservación de la energía" se emplea para designar todas las acciones tendientes a lograr el uso más eficaz de los recursos energéticos finitos; estas acciones incluyen la racionalización del uso de la energía mediante la eliminación de los actuales despilfarros y el aumento en la eficiencia en el uso de la energía gracias a la reducción del consumo energético específico, sin sacrificar la calidad de la vida humana y utilizando para ello todas las posibilidades, incluso la substitución de una forma de energía por otra. El objetivo de la conservación de energía es optimizar la relación global entre el consumo de energía y el crecimiento económico.

Relación entre consumo de energía y desarrollo económico.[3]

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 donde se proporciona la relación entre consumo energético y producto nacional bruto de varios países en una fecha determinada y en la figura 2, donde se muestra la variación del producto nacional bruto y del consumo de energía en Estados Unidos, de 1947 a 1974.

El hecho anterior condujo a establecer el siguiente modelo matemático muy simple para expresar la relación -

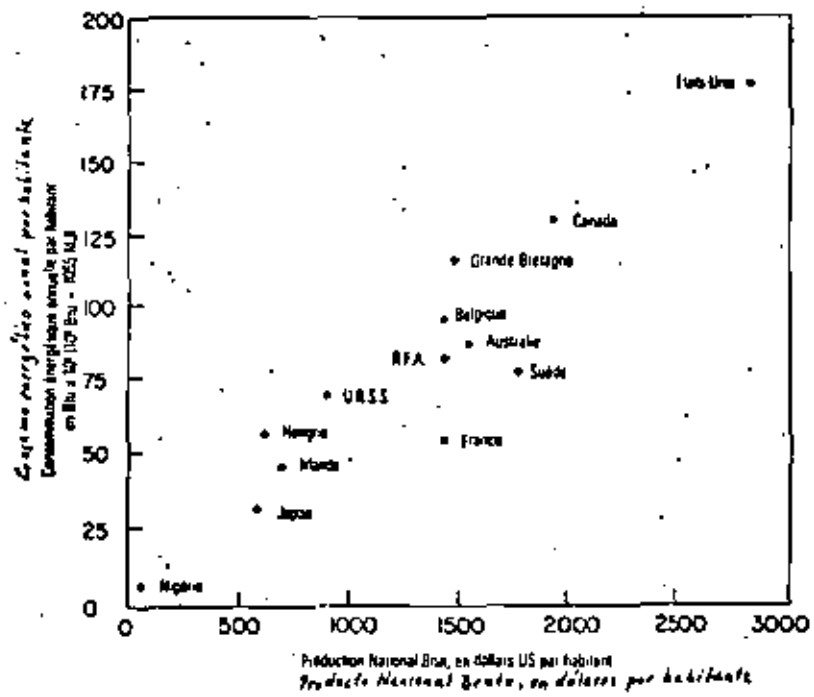


Fig. 1 Relación entre el consumo energético y el PNB. Fuente: Scientific American, Vol. 224, N°3 (1971).

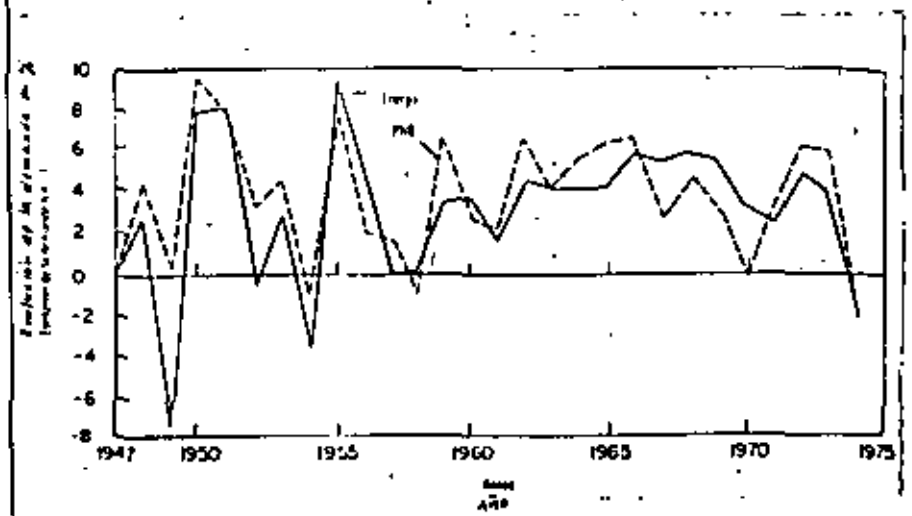


Fig. 2 Evolución de la relación entre crecimiento de la demanda energética y el PNB (1947-1974)

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

entre el consumo de energía y la actividad económica.

$$E(n) = C_E Y(n). \qquad (1)$$

donde:

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

$Y(n)$ = 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 expresión anterior establece que el consumo de energía es proporcional a la actividad económica. La constante de proporcionalidad C_E expresa la cantidad de energía requerida para producir una unidad de producto nacional bruto (o de producto interno 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. 3, tomada del Programa de Energía 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 primaria por unidad de producto interno bruto en países seleccionados, 1978

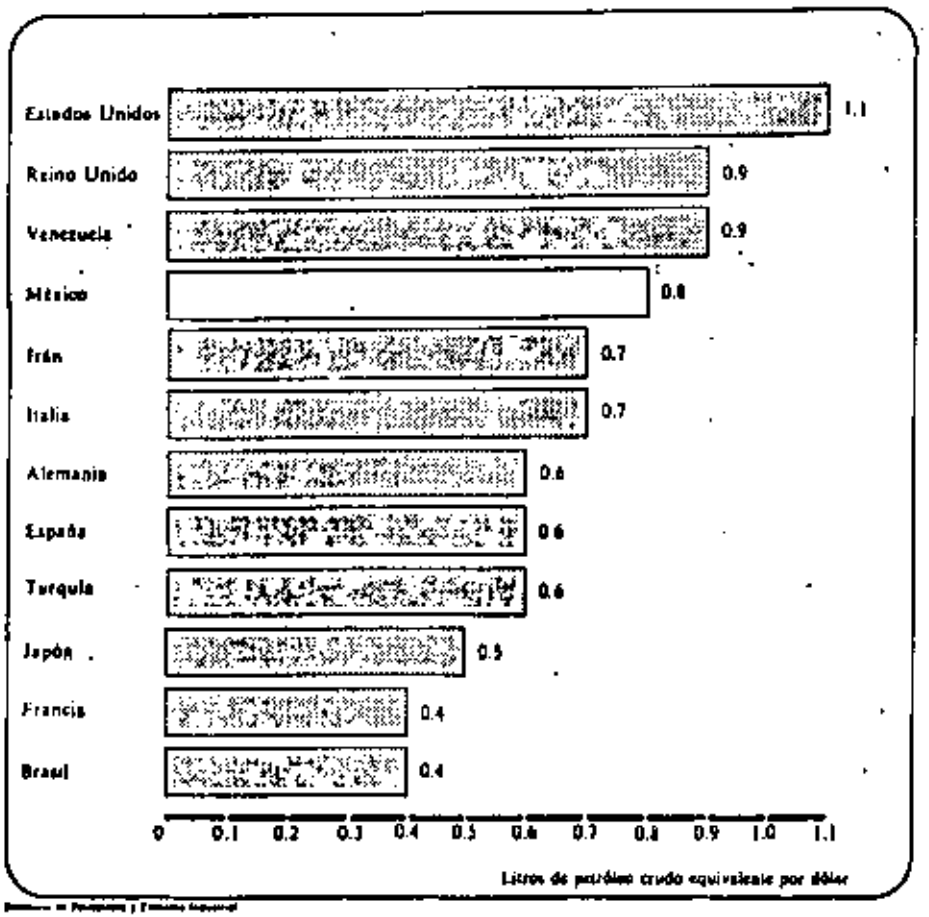


Fig. 3

consumo de energía por unidad de producto interno bruto". - Conviene señalar que Brasil, que tiene un desarrollo económico comparable al de México, consume la mitad de energía - por unidad de PIB que este último.

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.

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

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

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 (oPIB)

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.

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 la expresión 2 se reduce a la 1. En efecto, si $\alpha = 1$:

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

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 4, 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 solo no ha tendido a disminuir el coeficiente de elasticidad energía-PIB a medida que avanza la industrialización del país, sino que ha aumentado aceleradamente, lo que indica que cada vez se usa más ineficientemente la energía, alcanzando dicho coeficiente en el periodo 1975-79 un valor inusitadamente alto de 1.7, el doble del correspondiente en ese periodo 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.

Relación entre las tasas de crecimiento de la demanda interna de energía primaria y del producto interno bruto, 1965-79 y proyecciones a 1990

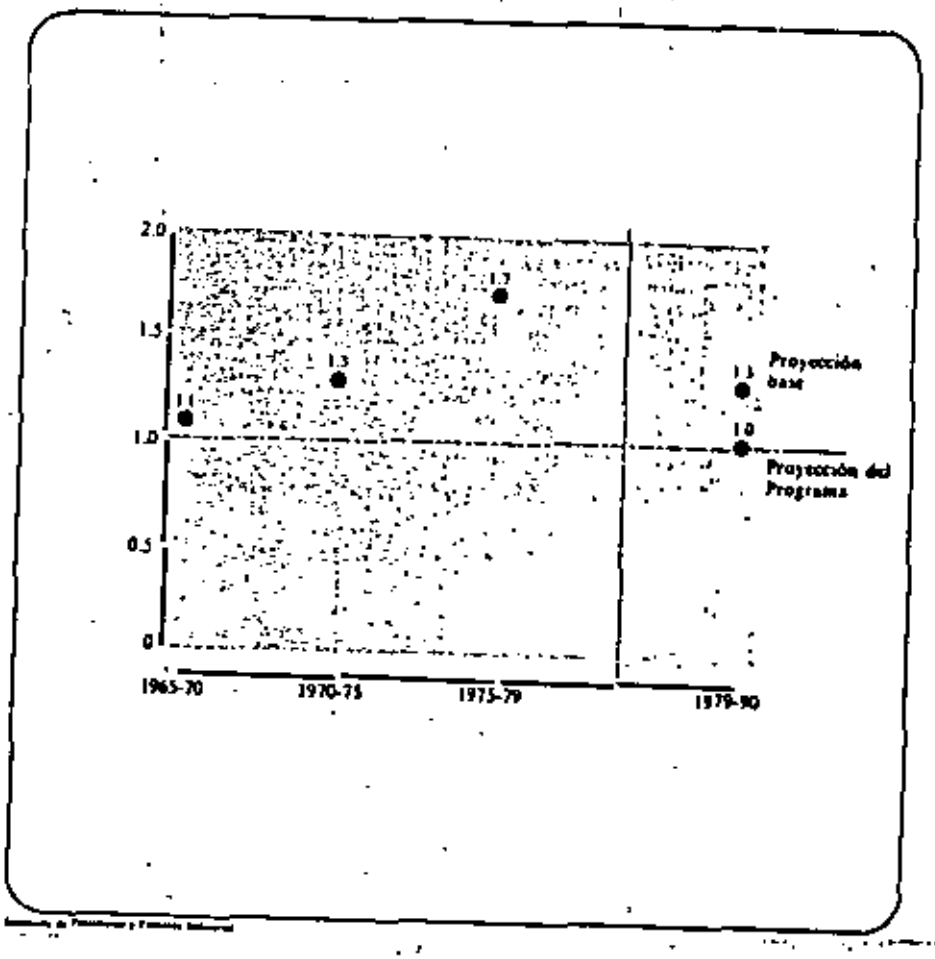


Fig. 4

Relación entre consumo y precio de la energía[3]

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 practicamente constante durante un largo periodo 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:

$$\frac{E(n_1)}{E(n_0)} = \left[\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)}\right]^{\gamma} \times \left[\frac{P(n_1)}{P(n_0)}\right]^{\beta} \qquad (3)$$

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 en el año de referencia n_0.

El exponente γ se llama elasticidad energía-ingreso y es un número postivo, 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 el valor conocido de α.

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 mas 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.

Metas y políticas del Programa de Energía para racionalizar el uso de la energía.

Como lo señala el Programa de Energía, "el crecimiento de la demanda interna de energía de México durante 1975-79 fue uno de los más altos del mundo en comparación con el crecimiento correspondiente del producto interno bruto. Aunque el transporte fue el sector de destino que más contribuyó, el alto crecimiento de la demanda constituyó un fenómeno generalizado".

Para modificar esta tendencia, el Programa contempla medidas de acción directa mediante acciones concertadas

y disposiciones reglamentarias y medidas de acción indirecta mediante una política de precios que actúe a través de los mecanismos del mercado.

Estas políticas de racionalización y conservación permitirían, según el plan, que con un crecimiento anual del producto interno bruto de 8% el consumo de energía primaria pasase de un total equivalente a 1.8 millones de barriles de petróleo crudo por día en 1979 a 4.4 millones en 1990, o sea una tasa anual de crecimiento del consumo de energía del 8.5%, en lugar de llegar en ese año a una cantidad de energía primaria de 5.4 millones de barriles, que corresponde a una tasa anual de crecimiento de 10.5%. Esta meta implica bajar la relación entre las tasas de crecimiento de la demanda interna de energía y del producto interno bruto, del 1.7 actual a prácticamente 1.0.

De acuerdo con lo propuesto en el Programa de Energía, "los ahorros más significativos por su magnitud se observan en los consumos del propio sector de energía, en el transporte y en la industria".

En cuanto a la política de precios de los energéticos se señala lo siguiente"

"El Programa establece criterios para modificar los precios de los distintos energéticos. Por lo que a los hidrocarburos se refiere, se propone un esquema que contempla un horizonte de largo plazo y que toma en consideración su repercusión tanto en la economía en su conjunto como sobre el sector energético mismo. Los ajustes correspondientes han sido diseñados para evitar impactos inflacionarios desproporcionados. El objetivo que se pretende es llegar al 70 por ciento de los precios externos de referencia de los combustibles industriales y del diesel y a eliminar prácticamente la brecha en el resto de los productos petrolíferos en el lapso de un decenio".

El investigador de la Facultad de Economía Política de la Universidad de Göteborg, Suecia, Dr. Thomas Sterner, analiza en un estudio reciente[4] las implicaciones de esa política de precios planteada en el Programa de Energía. Citamos a continuación un párrafo de su ponencia "Algunos problemas en el desarrollo de energéticos en México":

"Los precios en México de los energéticos, corresponden a 10% de los precios en los E.U., por gas, 13% por combustibles pesados, y 37% de los precios que ya son muy bajos en los E.U., en comparación con los demás países, por gasolina. Según el Programa de Energía los precios de la energía se van a aumentar hasta 70% de los precios internacionales según el tipo de energético , durante esta década. Esto significaría aumentos relativos, reales, de más de 10% anual. Además se supone que los precios internacionales aumentarán de 5 a 7% anualmente. En total, entonces, los precios mexicanos tendrían que aumentarse de 15-20% por año en términos reales; es decir, 15-20% más que la inflación".

Evidentemente esta política de precios de la energía es sumamente impopular en el país, especialmente en lo que respecta a la gasolina, lo que explica que hasta la fecha no se haya aplicado más que parcialmente.

El Dr. Storner analiza en su ponencia antes mencionada los efectos económicos del aumento del precio de la energía. Citamos a continuación dos párrafos que resumen su posición tomados de la sección titulada: "¿Un incremento en el precio de la energía y de los hidrocarburos?".

"Los argumentos más obvios en favor de tal alza, ya se han mencionado: evitar el despilfarro de un recurso tan preciado, y participar en el desarrollo tecnológico adecuado a la escasez relativa de energía en el mundo: es decir contando con una tecnología moderna. Necesidad que será

más evidente cuando México tenga que adaptar los precios de sus energéticos a los precios internacionales. Esto sucederá, a más tardar, dentro de unos quince años cuando, según el Programa de Energía, México empiece a importar petróleo otra vez. Sería muy grave para el país si las inversiones hechas durante esta década resultan obsoletas dentro de un tiempo bastante corto, a causa de un alza de los precios".

"Uno de los argumentos que se esgrimen a menudo, en contra del alza de los precios energéticos, es que esta medida sería inflacionaria. Dada la tasa de inflación -ya muy alta- eso obviamente sería muy serio. Pero en realidad no parece cierto que un alza de precios energéticos en México tenga que ser inflacionaria. Sin entrar en una discusión sobre la teoría de la inflación, parece claro que un aumento en el precio por impuestos sobre un producto fabricado en el país no es el mismo que cuando aumenta el precio de un producto importado. Puesto que la industria petrolera mexicana es propiedad estatal, los aumentos en las ganancias por alzas de precios van al Estado. Eso quiere decir que éstas puedan emplearse para reducir la deuda pública (externa o interna), o bien para reducir los impuestos sobre otros bienes de consumo o de producción. Entonces, aunque el alza del precio del petróleo parezca inflacionaria (ya que representa un aumento por lo menos en un precio) implica otros efectos contrarios que neutralizarían y equilibrarían el primer efecto".

<u>Efecto de los bajos precios de los hidrocarburos en la oferta de energía primaria.</u>

Se discutirá ahora el efecto contraproducente de los bajos precios internos de los hidrocarburos en México en la estructura de la oferta de energía primaria.

En la tabla 1 se muestra como ha evolucionado la oferta de energía primaria en México de 1977 a 1980. Puede verse que la enorme dependencia de los hidrocarburos como fuente de energía primaria se ha ido agravando en los últimos años (al contrario de lo que ha ocurrido en la mayor parte de los países del mundo).

Aquí se tiene otro de los efectos indeseables de los bajos precios internos de los hidrocarburos. Ninguna fuente alternativa de energía primaria resulta competitiva con esos precios y la consecuencia es que el país depende cada vez más, para el suministro de energía, de esa fuente no renovable. Sin embargo no parece haber conciencia de la gravedad del problema que esta situación plantea, quizás por la opinión generalizada de que tenemos petróleo para muchos años y de que, en consecuencia, podemos exportar y derrochar sin medida. A este estado de opinión no son ajenas las declaraciones optimistas de algunos altos funcionarios. Por ejemplo, en el informe que rindió el Director General de Petróleos Mexicanos el pasado 18 de marzo de 1981, señaló que la relación reservas probadas a producción pasó a 60 años. Esto quiere decir que si se divide el valor de las reservas probadas anunciado en esa ocasión, que fue de 67830 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, entre la producción total de hidrocarburos prevista para 1981, que se estimó en 1130 millones de barriles, se obtiene un cociente de 60; o sea que si la producción de hidrocarburos se mantuviese sin aumento al nivel de la de 1981, las reservas probadas durarían teóricamente 60 años.

En la parte final de su informe, el ingeniero Díaz Serrano afirmó textualmente:

"Tenemos hidrocarburos para los próximos sesenta años, de acuerdo con las reservas probadas y hasta para

cien, en función de los probables".

La afirmación anterior, expresada en esos términos absolutos, sin precisar que para que se verifique se requiere que la producción nacional de hidrocarburos se mantenga en el futuro sin aumento, al nivel de la de 1981, puede propiciar un optimismo injustificado, que conduzca a desentenderse de los problemas de conservación y uso eficiente de la energía y de substitución de los hidrocarburos por otros energéticos.

La realidad es que el consumo de hidrocarburos creció en el pasado en México a una tasa anual de más del 6%, que este crecimiento se ha acelerado en los últimos años, como puede verse en la tabla 1, y que, en ausencia de una acción resuelta para promover el uso eficiente de la energía y la substitución de los hidrocarburos por otros energéticos, este crecimiento en el consumo de los hidrocarburos en México continuará en el futuro.

Bajo esas condiciones, que son las que prevalecen actualmente, puede calcularse la duración de las reservas probadas de hidrocarburos de México partiendo de las siguientes bases:

a) Las reservas de hidrocarburos, expresadas en millones de barriles de petróleo crudo equivalente, son, de acuerdo con el pasado informe presidencial del 1o. de septiembre de 1981, las siguientes:

Reservas probadas	72000
Reservas probables	58650
Reservas potenciales	250000

Las reservas potenciales incluyen las probadas y probables más la producción acumulada hasta la fecha.

b) El consumo nacional de hidrocarburos, que en 1980 fue,

TABLA No. 1

EVOLUCION DE LA COMPOSICION DE LA OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA EN MEXICO

ENERGIA PRIMARIA	1977 %		1978 %		1979 %		1980 %	
Petroleo	65.6	85.5	64.5	87.5	63	88	64	89
Gas natural	19.9		23		25		25	
Carbón	5.1		5.2		5		4.7	
Energía hidroeléctrica	9.1		7		7		6	
Geotermia	0.3		0.3		0.4		0.3	
Energía primaria total: 10^{12} kcal	642.29		704.02		792.77		865.10	
Aumento respecto al año anterior			9.6%		12.6%		9.12%	

Fuente: Comisión de Energéticos

incluyendo las pérdidas, de 645.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, crecerá a una tasa anual del 11%, de acuerdo con la proyección base del Programa de Energía, que considera las tendencias autónomas de la demanda de energía, que prevalecerán si no se llevan a cabo las políticas propuestas para racionalizar el consumo.

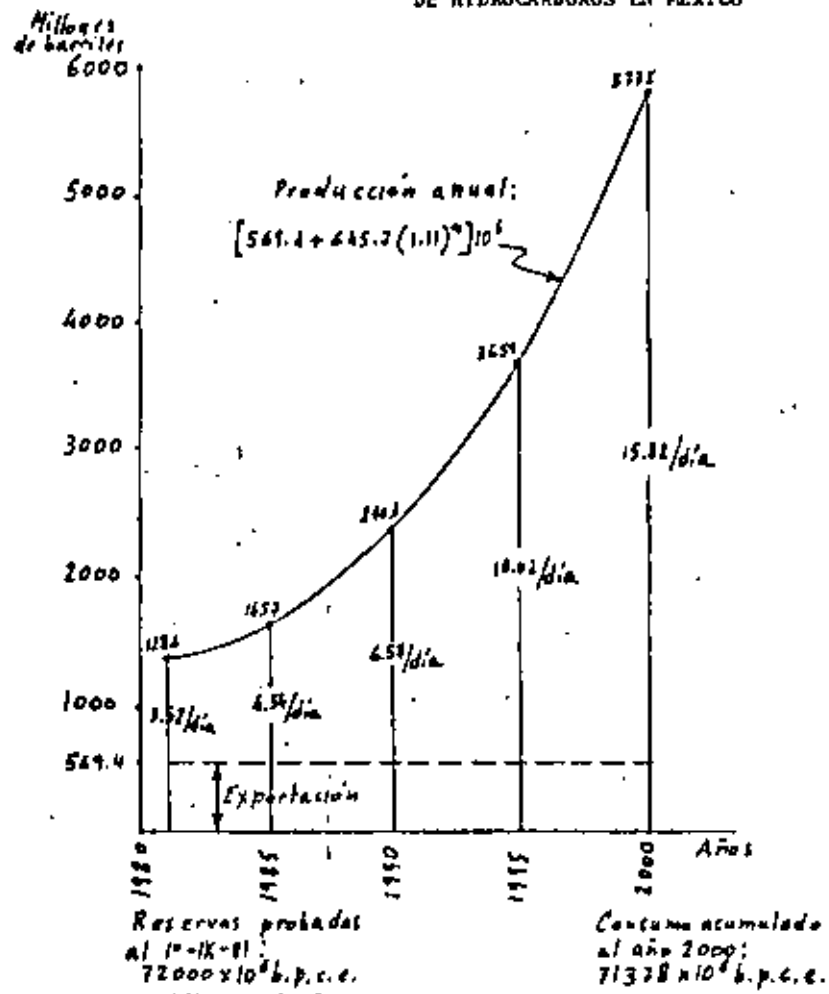
c) La exportación de hidrocarburos se mantendrá en el futuro a un nivel de 1.5 millones de barriles diarios de petróleo crudo y 300 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, que es el límite que fija el Programa de energía, o sea un total anual de 569.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Como puede verse en la nota de cálculo y en la gráfica de la figura 5, las reservas probadas se agotarían en el año 2003. Por lo tanto, bajo las condiciones antes definidas, tendríamos hidrocarburos para 22 años y no para 60.

El cálculo anterior no toma en cuenta que la explotación petrolera requiere que la relación entre reservas probadas y producción anual no descienda por debajo de un nivel crítico, que, según el Programa de Energía, se alcanza cuando las reservas representan una vida de 15 años en relación a la extracción anual. En consecuencia, la producción de hidrocarburos empezará a declinar bastante antes del agotamiento de las reservas. La figura 6, tomada del Programa de Energía, que corresponde al escenario propuesto en ese Programa de un crecimiento económico sostenido a una tasa anual del 8%, muestra que el país dejaría de ser autosuficiente en el abastecimiento de hidrocarburos hacia 1996, o sea dentro de 15 años y a partir de esa fecha no solo las exportaciones de hidrocarburos se habrían reducido a cero, sino que sería necesario importar petróleo, en caso de que el proceso de substitución de los

Fig. 5

DURACION TEORICA DE LAS RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS EN MEXICO



NOTA DE CALCULO

Exportación anual a partir de 1981: 569.4×10^6 b.p.c.e.
Consumo interno más pérdidas en 1980: 645.7×10^6 "

$$72000 \times 10^6 = 569.4 \times 10^6 n + 645.7 \times 10^6 \left[\frac{(1.11)^n - 1}{\ln 1.11}\right]$$

La ecuación anterior se verifica para n=22.5

hidrocarburos por otros energéticos no hubiese avanzado lo suficiente.

Podrá alegarse que es posible que las reservas probadas de hidrocarburos de México aumenten, en la medida en que se confirmen las reservas probables y potenciales; sin embargo no parece prudente arriesgar el futuro de México basados en la esperanza de que estos supuestos, que tienen una probabilidad matemática de verificarse bastante inferior a la unidad, se cumplan.

Medidas de acción directa para la racionalización de la producción y el uso de la energía.

Además de una política adecuada de precios de la energía, aplicada oportunamente, las medidas de acción directa consideradas en el Programa de Energía pueden tener un efecto importante en la racionalización de la producción y el uso de la energía, teniendo en cuenta que el sector energético está constituido casi totalmente por empresas del sector público.

En este sector de la producción de energía, uno de los derroches de energía menos justificables es la quema en la atmósfera de gas natural asociado al petróleo, causada, como lo señala el Programa de Energía, por falta de sistemas de recolección en los campos, por insuficiencia en la capacidad de procesamiento o porque no ha existido la capacidad necesaria de transporte en los ductos nacionales que van a los centros de consumo.

De acuerdo con el informe del Director General de Petroleos Mexicanos, del pasado 18 de marzo, actualmente se queman 500 millones de pies cúbicos al día en los pozos marítimos de la sonda de Campeche, lo que equivale a 110 000 barriles diarios de petróleo crudo equivalente y que al precio actual de exportación del gas natural, que es de 4.8246 dólares por millar de pies cúbicos, significa quemar

casi dos millones y medio de dólares diarios, mientras que, por otra parte, los suministros de gas natural a la industria eléctrica son todavía insuficientes. El Programa de Energía establece tanto una reducción paulatina de los coeficientes técnicos de liberación a la atmósfera del gas como la eliminación total de la quema por las tres causas antes mencionadas, lo que permitirá restringir dicha quema a un máximo de 3% respecto a la producción bruta.

Otro aspecto importante de la racionalización de la producción de energía es el perfeccionamiento de las técnicas de extracción del petróleo y del gas natural.

Los altos precios que alcanza actualmente el petróleo en el mercado internacional y los pronósticos en el sentido de que la producción mundial de petróleo empezará a declinar en la última década del presente siglo, han avivado el interés en desarrollar procedimientos de extracción que permitan recuperar una proporción mayor del petróleo y el gas contenidos en los yacimientos. Los precios actuales del petróleo hacen que sea conveniente utilizar procedimientos de recuperación más eficientes pero más costosos, que con los precios anteriores a 1973 no resultaban rentables.

Mediante la recuperación primaria, o sea mediante la perforación y explotación convencional de pozos petroleros, se recupera actualmente del orden de un 25% del petróleo contenido en un yacimiento.

Mediante la recuperación secundaria, que consiste en la inyección de cantidades importantes de agua en aquellos yacimientos que presentan características adecuadas, la recuperación puede aumentarse a alrededor del 50%.

La recuperación terciaria o perfeccionada que podría permitir la recuperación de cantidades adicionales de hidrocarburos, es el nombre genérico que cubre una variedad

de técnicas para aumentar el flujo de petróleo de su localización natural en rocas permeables a los pozos de producción. Comprende tres métodos básicos: método térmico, inyección de solventes, e inyección de agua con substancias químicas que favorezcan la miscibilidad del petróleo.

En un país con recursos petroleros considerables, como es el caso de México, el perfeccionamiento de las técnicas de recuperación del petróleo es de la mayor importancia, ya que podría aumentar substancialmente la cantidad de petróleo que puede extraerse de los yacimientos, lo que equivale a un aumento de los recursos petroleros.

Por lo que hace al uso de la energía, las medidas de acción directa mediante acciones concertadas y disposiciones reglamentarias, pueden ser especialmente eficaces en el sector del transporte que, de acuerdo con el balance energético de 1979, publicado por la Comisión de Energéticos, representó el 30% del consumo de energía primaria en México en ese año.

En las conclusiones y recomendaciones de las sesiones técnicas sobre energéticos del pasado IX Congreso Nacional Bienal del Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas[5], celebrado en noviembre de 1980, se asienta lo siguiente:

"1. En el aspecto de la conservación y uso eficiente de la energía, que constituye uno de los aspectos principales del Programa de Energía, se recomienda que se haga un énfasis especial en el sector del transporte, por ser aquel en el que se pueden obtener los resultados más eficaces a corto y mediano plazo.

Se recomienda en especial:

1.1 Desalentar el uso del automóvil individual en los transportes urbanos, desarrollándose un sistema de transporte público eficaz y adecuado.

1.2 Fomentar el transporte de carga por ferrocarril, que resulta mucho más eficiente desde el punto de vista del consumo de energía que el transporte por carretera, para lo cual es necesario rehabilitar y desarrollar la red ferroviaria.

1.3 Establecer normas de eficiencia energética para los automóviles mediante la legislación correspondiente".

<u>La conservación de la energía y la diversificación de la oferta energética.</u>

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 escendería 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 volúmen 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 activida 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 combustoleo. "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 nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrico, 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 nucleoeléctrica instalada del orden de 2 500 MW, lo que implica que la nueva unidad nucleoeléctrica será de una capacidad del orden de 1 200 MW eléctricos.

Además de las dos plantas nucleoeléctricas que deberán estar en operación en 1990, se propone iniciar a partir de 1981 la selección de sitios y tecnologías para las unidades que empezarían 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[5], 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 hidraúlicas 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, ampliándo 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.

TABLA No. 2

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	$72,000 \times 10^6$ B	$92,327 \times 10^{12}$	769.8×10^{12}
	Recursos potenciales	$250,000 \times 10^6$ B	$320,578 \times 10^{12}$	
CARBON	Reservas probadas	$1,400 \times 10^6$ Ton	$7,000 \times 10^{12}$	41.0×10^{12}
	Recursos potenciales	$4,000 \times 10^6$ Ton	$20,000 \times 10^{12}$	
URANIO	Reservas probadas	10,000 Ton	725×10^{12}	0.0
	Recursos potenciales	225,000 Ton	$16,313 \times 10^{12}$	
GEOTERMIA	Reservas probadas	86,899 GWH	267×10^{12}	2.8×10^{12}
	Recursos potenciales	411,860 GWH	$1,266 \times 10^{12}$	

II. RECURSOS RENOVABLES

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

EQUIVALENTES TERMICOS

1 Barril de petróleo equivalente	1,282,314	Kcal
1 Tonelada de carbón	5,000,000	Kcal
1 Kg. de uranio	72,500,000	Kcal
1 KWH hidroeléctrico	3,074	Kcal

Consumo total de enegía primaria en 1980: 865.1×10^{12} 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 0.71, estando el 99.31 restante constituído 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 fisionable, en plutonio, que si es fisionable, y pueden diseñarse los reactores de manera que produzcan mas 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 significativo 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 32 Km^2 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 estan constituídos 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--

rados para los otros recursos y que es posible que en la medida en que se amplíe 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 reservarios 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 9.71 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 nucleoeléctricas 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 nucleoeléctrica es actualmente muy grande y por último las plantas hidroeléctricas utilizan un recurso energético renovable y constituyen un

TABLA No. 3

CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGIA ELECTRICA OBTENIDA DE ENERGIA GEOTERMICA EN MW

PAIS	1980	1985	1990	1995	2000
Estados Unidos	925	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	242	382	382+
Japón	168	1 000	3 668	3 668+	3 668+
México	150	620	3 000	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 17 países con capacidades instaladas muy bajas.

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

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	0.3[illegible]	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

[illegible]

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 generada a partir de combustibles. 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 estos 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[5] y se ha publicado también en la revista Ingeniería, organo 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 identificado 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

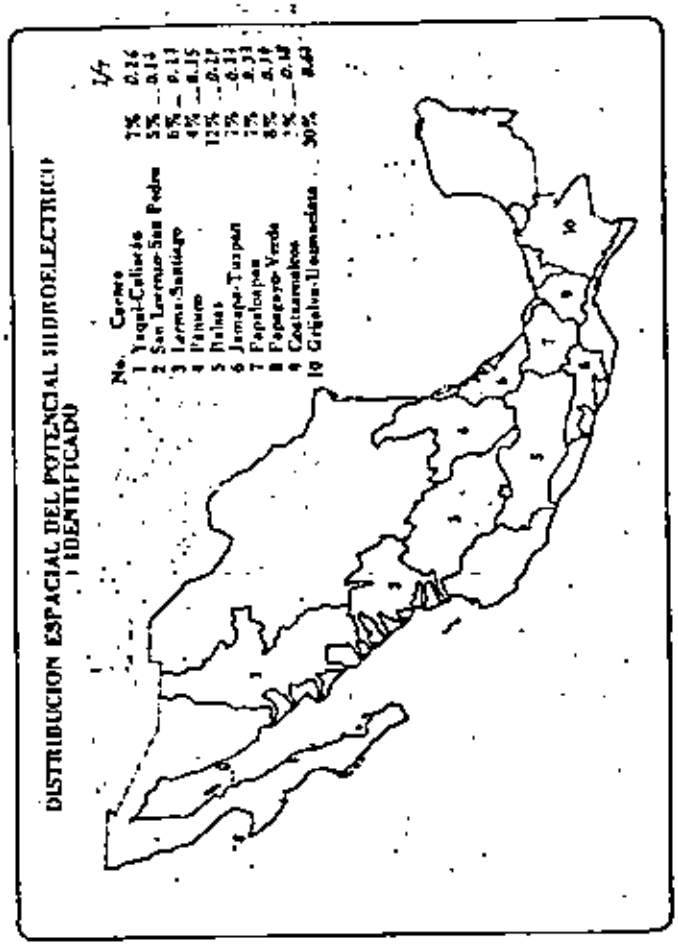


Fig. 5

TABLA 5

Núm.	E S T A D O	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	19,519	171,806	100.0	100.0

CUADRO 6.- POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO POR ENTIDAD FEDERATIVA.

T A B L A No. 6

RESUMEN DEL
POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO DE MEXICO
DICIEMBRE DE 1979.

	POTENCIA MW	% del total	ENERGIA ANUAL GWh	% del total	FACTOR DE PLANTA %
En operación	5219	14.5	17819	10.4	39.0
En construcción	1870	5.2	6855	4.0	37.8
En programa	1869	5.3	6452	3.7	39.0
Pendiente de desarrollar	26716	74.4	140720	81.9	60.0
T O T A L	35894	100.0	171846	100.0	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

neración hidroeléctrica durante ese año[7], 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 nucleoeléctrica 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

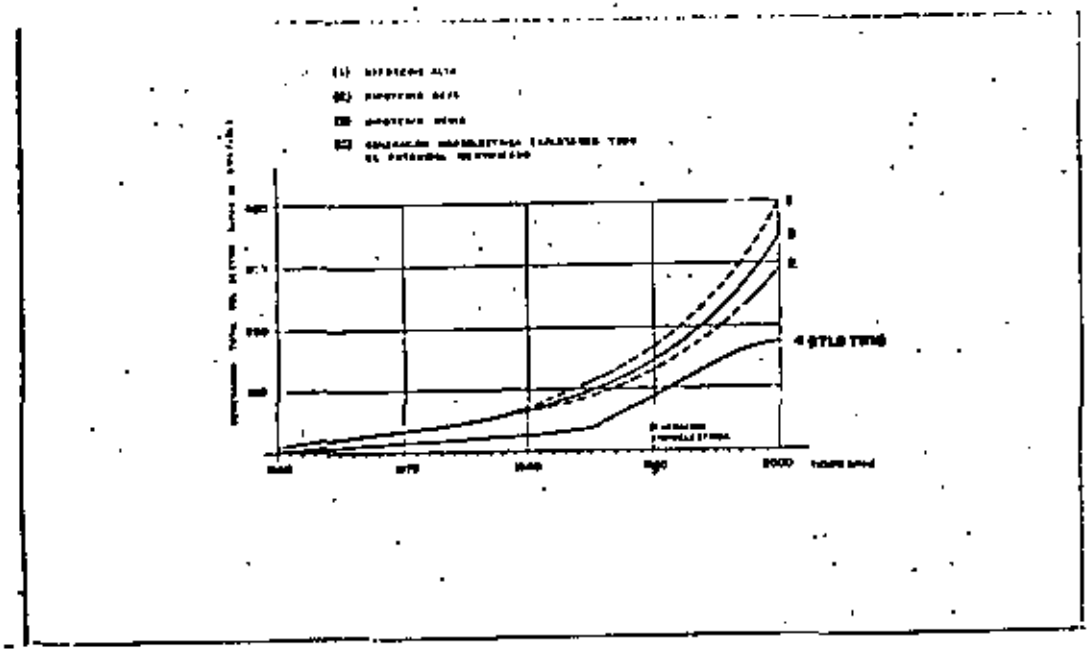


Fig. 6

sos 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[6] 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

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-

T A B L A No. 7

INTEGRACION DEL COSTO DE LAS OBRAS — VALORES MEDIOS

CONCEPTOS		PLANTAS TERMOELECTRICAS CON SUBESTACION	PLANTAS HIDROELECTRICAS CON SUBESTACION	LINEAS DE TRANSMISION ALTA TENSION
		%	%	%
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
		100	100	100

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

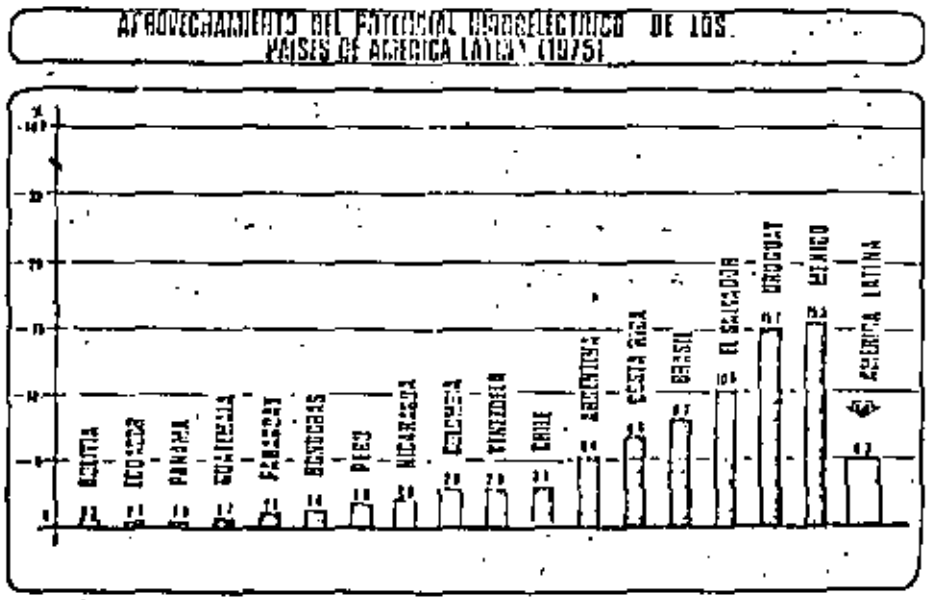


Fig. 7

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,[7] 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 nucleoeléctrico de gran magnitud.

En cuanto al programa nucleoeléctrico propuesto en el Programa de Energía, ya me referí en otra ocasión[8] 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 nucleoeléctrica es más elevado que el costo del KWh generado en una planta hidroeléctrica, carboeléctrica o geotermoeléctrica y sólo es mayor el de una termoeléctrica convencional que utilice combustoleo a precio

internacional.

Por otra parte, como puede verse en dicha tabla 4, el costo de inversión de una planta nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrica, 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 sí incidirá en el costo de generación de la planta nucleoeléctrica.

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

Dependencia del extranjero. La instalación de plantas nucleoeléctricas 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 nucleoeléctrica 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 300 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 nucleoeléctricas.

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 URANEX 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 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 puedan 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 Checoeslovaquia.

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 nucleoeléctricas.

Realizar en esas condiciones un programa nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrico mínimo, que podría consistir, por el momento, en instalar una segunda planta nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrico 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 mas antiguo los fabrica desde 1942 pero también en Cuernavaca donde se fabrican principalmente para el calentamiento de albercas, en la ciudad de México, en Nexicali 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 insolación 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 sencilla.

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 densidades y temperaturas durante un periodo suficiente para obtener la fusión.

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

El primero consiste en el estudio de varios sistemas 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 investigación de la factibilidad de iniciar la fusión nuclear mediante un laser de alta energía y usando confinamientos inerciales. 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 constituídos por una fuente de calor de origen magmático, una formación geológica porosa impregnada de agua y un sello superficial constituído 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 constituída 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 constituído 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 Lousiana 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.".

Referencias.

1. Programa de Energía. Diario Oficial, 4 de febrero de 1981.

2. Beljdorff, A.P. and Stuerzinger, P. Improved energy efficiency: the invisible resource. World Energy Conference. Munich, 1980.

3. Ferholm, T.R. Long range energy demand. Problems and perspectives. World Energy Conference. Munich, 1980.

4. Sterner, T. Consumo, producción y exportación de energía. Algunos problemas en el desarrollo de energéticos de México. Ponencia presentada en el IV Congreso Nacional de Economistas. Guadalajara, mayo de 1981.

5. Potencial hidroeléctrico nacional. Comisión Federal de Electricidad, México, 1978.

6. Fábregas, M. El programa de desarrollo del sector eléctrico. Proyección del sector de manufacturas. Comisión Federal de Electricidad. México, 1977.

7. Quintana, B. La integración y el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos de América Latina. Academia Mexicana de Ingeniería. México, 1979.

8. Viqueira, J. Análisis de las opciones energéticas de México. Representaciones y Servicios de Ingeniería, México, 1977.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

EVOLUCION HISTORICA DEL SUMINISTRO DE ENERGIA

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

T E M A 2

EVOLUCION HISTORICA DEL SUMINISTRO DE ENERGIA.

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

Durante siglos el trabajo humano y animal y la madera constituyeron las principales fuentes de energía primaria, complementadas por los molinos hidráulicos y otros inge-- nios 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.

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:

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

donde F es la fracción del mercato total capturado por el nuevo energético, t es el tiempo y k y c son constantes.

La Fig. 2.1, con la escala vertical logarítimica, muestra la aplicación de este modelo al proceso de substitución

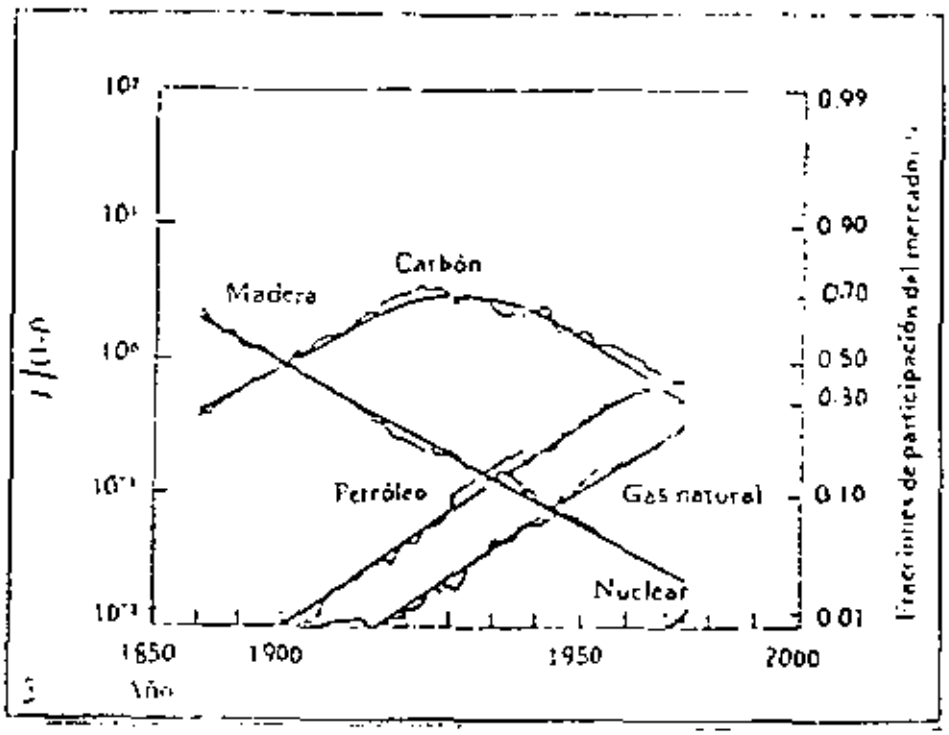


Fig. 2.1 Esquema de la historia de la sustitución de la energía primaria en el mundo.

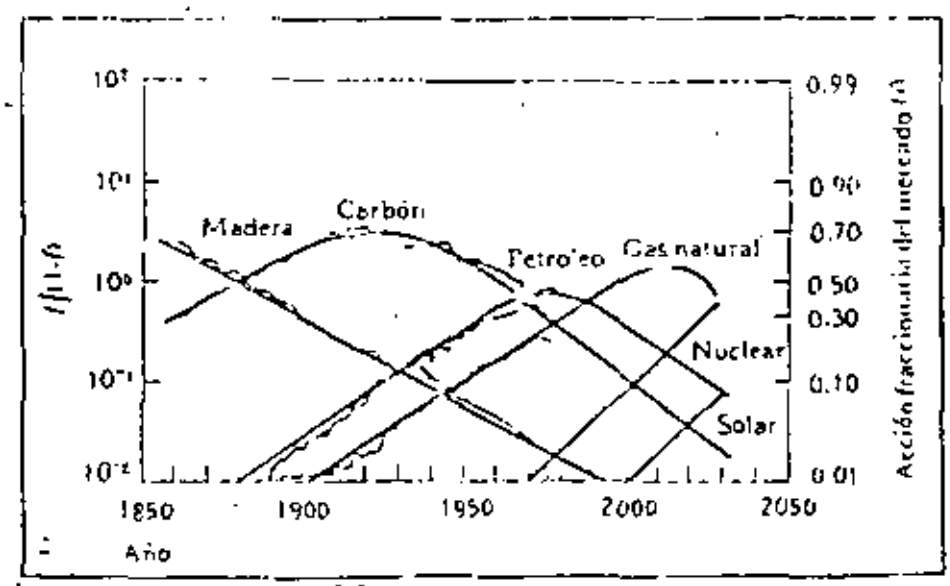


Fig. 2.2 Ejemplo que utiliza la historia de la sustitución de la energía primaria mundial de 1860 a 1975 para proyectar las participaciones en el mercado hasta 2030

de los principales energéticos primarios en el mundo. Las líneas onduladas representan los datos históricos y las líneas uniformes la adaptación del modelo a los datos.

E. López Vancell aplicó el modelo al caso de México y en la Fig. 2.3 puede verse como se ajusta el modelo (líneas gruesas y rectas) a los datos históricos (líneas finas y quebradas).

La conclusión primordial que se obtiene de las aplicaciones del modelo es que la conducta de un submercado de energía queda definida por los siguientes factores:

a) Las épocas en las cuales diferentes energéticos logran por primera vez una participación mínima crítica en el mercado (entre el 2% y el 3%);

b) La tasa de penetración de cada uno de esos energéticos, durante el lapso en que logró esa participación en el mercado.

Este modelo logístico se ha utilizado para hacer proyecciones al futuro. Las proyecciones que realiza el modelo dependen en forma fundamental de cuándo se supone que las tecnologías que surgen alcanzarán la participación mínima crítica en el mercado, así como los valores supuestos para las correspondientes tasas iniciales de penetración.

Como ejemplo de aplicación de este modelo al futuro citaremos en primer lugar el siguiente, tomando de un informe elaborado en el Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados:

Se trata de analizar la penetración de la energía nuclear y de la energía solar al mercado energético mundial. Se consideró que la energía nuclear alcanzó una participación mínima crítica del 1% en el mercado mundial de energía en 1970 y que su tasa de penetración es igual a la máxima registrada por las fuentes de energía convencionales. En cuanto a la energía solar se supuso que alcanzará la participación crítica del 1% en el año 2000 y que su tasa de penetración será igual a la de la energía nu-

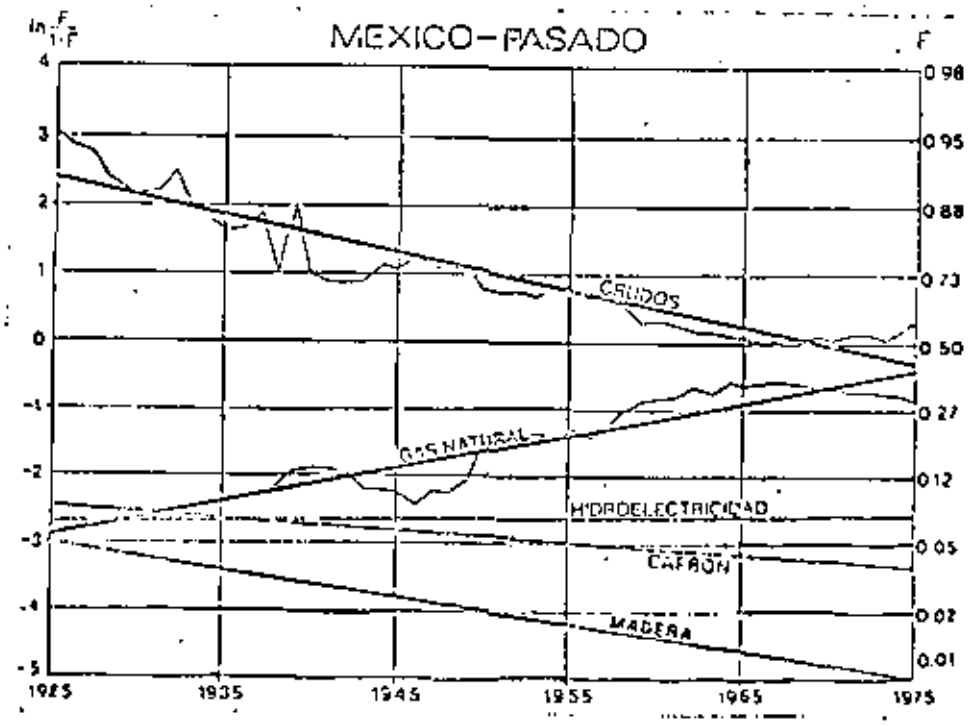


Fig. 2.3

clear.

En la Fig. 2.2 se muestra los resultados del estudio; para el año 2030 las participaciones de los diferentes -- energéticos serían como sigue:

	%
Carbón	2
Petróleo	7
Gas natural	44
Energía nuclear	40
Energía solar	7
	100

El gas natural sería en esa fecha el energético principal pero habría entrado en su periodo decreciente. -- El carbón, en contraste con las proyecciones de otros muchos análisis, habría casi desaparecido del mercado energético.

Los resultados de este tipo de estudios dependen de - las hipótesis de partida. Su utilidad es que permiten establecer distintos escenarios futuros en función de distintas hipótesis pero, sobre todo, que muestran la gran - inercia de los cambios energéticos, comprobada con la experiencia histórica; de esto se sigue la necesidad de hacer una planeación energética a largo plazo y la urgencia de tomar en el presente decisiones que influirán en la evolución del sector energético durante muchos años.

E. López Vancell y C. Velez Ocón en un estudio titulado "Proyecciones del mercado de energía de México", publicado en el Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas de noviembre de 1977, aplicaron el modelo logístico para establecer varias proyecciones del mercado futuro de energía en México. Se describe a continuación en -- forma resumida la proyección "solar".

Para aplicar el modelo al futuro y con el objeto de - determinar las tendencias de variación de los diferentes energéticos, los autores hacen primero una proyección al año 2000 basada en las predicciones presentadas por la -- Comisión de Energéticos en su estudio "Propuesta de lineamientos de política energética", pero suponiendo una - menor demanda eléctrica, reduciendo la capacidad nuclear instalada a 10 000 MW y la de plantas de carbón a 5 000 - MW, y aumentando la generación hidroeléctrica en 5%, de acuerdo con evaluaciones recientes del potencial hidroeléctrico nacional. Adicionalmente, suponen la introducción de una nueva fuente de energía llamada "solar", que probablemente sería una combinación de energía solar y de -- energía de fusión nuclear, que entra en el año 2000 con 1% del mercado.

De acuerdo con esa proyección la participación de los diferentes energéticos primarios en la oferta de energía en el año 2000, sería como se indica en la tabla 2.

Tabla 2

PROYECCION DE LA OFERTA ENERGETICA AL AÑO 2000

Energía Primaria	Consumo Anual 10^{12} Kcal.	Fracción del mercado %	
Petróleo	506	15.1	76.1
Gas natural	2 045	61.0	
Carbón	290	8.6	
Nuclear (fisión)	168	5.0	
Hidráulica y geotermia	312	9.3	
"Solar"	33	1.0	
	3 354	100.0	

Con los supuestos anteriores se aplica el modelo matemático al desarrollo futuro de los diversos energéticos. Los resultado se muestran en el figura 2.4 tomada del estudio mencionado. Puede verse que de acuerdo con el modelo, la energía nuclear de fisión pasa por un máximo en el año 2035 y prácticamente desarparece para el año 2070, fecha en que la nueva fuente de energía ha capturado ya - al 97% del mercado.

DESARROLLO DEL SECTOR ELECTRICO DE MEXICO

ENERGIA PRIMARIA	SITUACION DEL SECTOR ELECTRICO EN 1979		PROYECCIONES DEL SECTOR ELECTRICO AL AÑO 2000			
			MUY NUCLEAR		MENOS NUCLEAR	
	CAPACIDAD INSTALADA GW	GENERACION ANUAL TWh	CAPACIDAD INSTALADA GW	GENERACION ANUAL TWh	CAPACIDAD INSTALADA GW	GENERACION ANUAL TWh
Petroleo y gas	8.692	39.212	25	169	10	65
Hidráulica	5.225	17.839	25	60	35	130
Geotermia	0.075	1.019	1	6		
Carbón	0.0	0.0	9	63	5	35
Fisión nuclear	0.0	0.0	20	120	10	70
Total	13.992	58.070	80	418	60	300

Fuente: López Vantell, E y Vélez Ocón, C. "Proyecciones del mercado de energía en México". Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas. Nov. 1977.

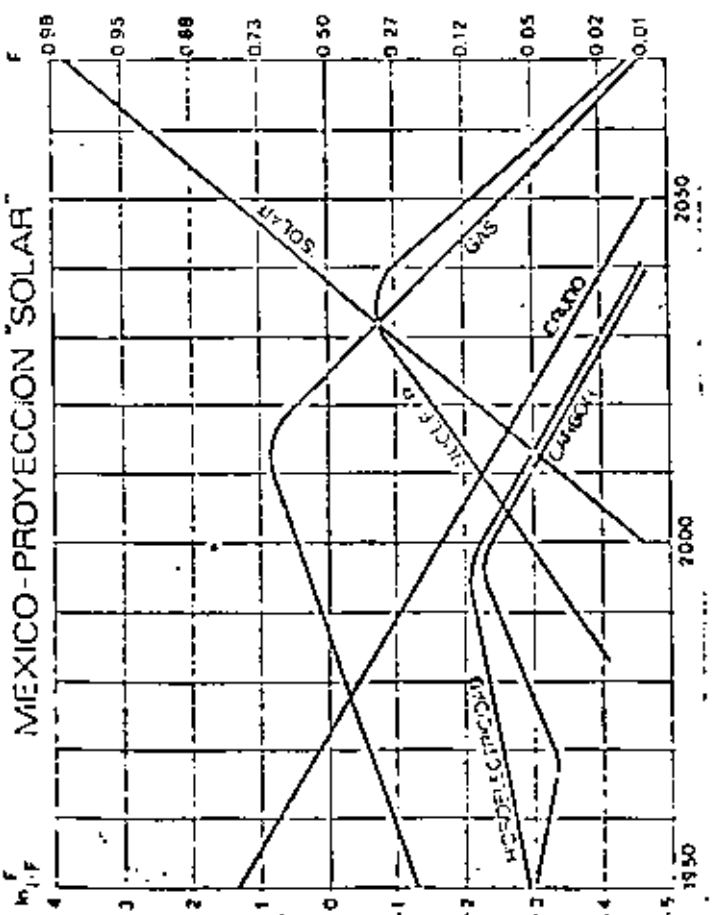


Fig. 2.4

Apéndice al tema 2.

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 Johns 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 se tendría un crecimiento exponencial representado por la siguiente ecuación diferencial:

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

MEXICO

PROYECCION DE LA OFERTA ENERGETICA

ENERGIA PRIMARIA	OFERTA ENERGETICA EN 1980			PROYECCION DE LA OFERTA ENERGETICA AL AÑO 2000				
	CONSUMO ANUAL 10^{12} Kcal	FRACCION DEL MERCADO		CONSUMO ANUAL 10^{12} Kcal	FRACCION DEL MERCADO		CONSUMO ANUAL 10^{12} Kcal	FRACCION DEL MERCADO
Petroleo	675	0.644	0.421	520	0.151	0.368	506	0.151
Gas	291	0.280		2125	0.617		2045	0.610
Carbón	24	0.023		350	0.102		290	0.086
Hidráulica	47	0.045		158	0.046		312	0.093
Geotermia	3	0.003						
Fisión nuclear	0	0		258	0.084		168	0.050
Solar	0	0		0	0		33	0.010
Total	1040	1.000		3411	1.000		3354	1.000

Fuente: Lopez Vancell, E. y Vélez Grau, C. "Proyecciones del mercado de energía en México". Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas. Nov. 1977.

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:

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

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

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

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

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

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

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

Para representar gráficamente la ecuación anterior se toma en las abscisas el tiempo en años y en las ordenadas $\ell_n\left(\frac{F}{1-F}\right)$.

Si se utiliza en las ordenadas una escala logarítmica, las curvas resultantes, que para un periodo largo de tiempo tienen forma de S, aparecen como segmentos de líneas rectas de diferentes pendientes.

Bibliografía del tema 2

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.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

SITUACION ENERGETICA ACTUAL

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

T E M A 4

SITUACION ENERGETICA ACTUAL

En este tema se analizará primero la evolución reciente de la situación energética mundial y después se expondrá la información sobre la situación energética actual de México.

La información sobre la situación energética mundial se ha tomado básicamente del estudio denominado "La evolución del consumo de energía en el mundo . Una retrospectiva 1960-1976", de J.R.Frish, publicado por la Dirección General de Electricité de France en 1980.

Este estudio recopila los datos de la energía primaria utilizada por 160 países en 1960 y en 1976. Para cada país se tuvieron en cuenta cuatro fuentes de energía comerciales (combustibles minerales sólidos, petróleo, gas natural y electricidad primaria) y cuatro fuentes de energía no comerciales (leña, desperdicio de madera, paja y desechos vegetales y animales). También se recopilaron los datos de la población y de la actividad económica expresada por el producto nacional bruto (PNB) para los dos años considerados.

Los datos proceden de los organismos internacionales (Naciones Unidas, FAO, Banco Mundial).

Los principales resultados del estudio son los siguientes:

Población y crecimiento económico.

De 1960 a 1976 la población mundial pasó de tres mil millones de habitantes a cuatro mil millones; este aumento se debe principalmente a los países del tercer mundo que pasan de dos mil millones a casi tres mil -

millones de habitantes. Mientras que los países en vías de desarrollo aumentan su población en 900 millones, la de los países industrializados crece en solo 160 millones.

Las tasas anuales promedio de crecimiento de la población para el periodo 1960-1976 son como sigue:

Países del Tercer mundo	2.3%
Países industrializados	1.0%
Promedio mundial	2.0%

El producto bruto mundial se ha más que duplicado en el periodo considerado, pasando de 3200 x 10^9 dólares en 1960 a 6850 x 10^9 dólares en 1976 (en valor constante, expresado en dólares de 1976).

Pero mientras que en 1976 la población del tercer mundo representaba el 72% de la población mundial, el producto bruto de esos países era únicamente el 20% de la riqueza mundial.

Consumo de energía primaria.

Entre 1960 y 1976 el consumo mundial de energía se duplicó, pasando de 3.4 x 10^9 toneladas equivalentes de petróleo (TEP) a 6.7 x 10^9 TEP, lo que implica una tasa media de crecimiento anual de 4.4 %. (1 TEP= 42.20 x 10^9 joules = 10.079 x 10^6 Xcal).

Los energéticos primarios comerciales crecieron de 2.9 x 10^9 TEP a 6.1 x 10^9 TEP, pasando de representar un 85% de la oferta total de energía primaria en 1960 a un 90% en 1976.

La utilización de los energéticos primarios no comerciales aumentó de 500 millones de TEP en 1960 a 700 millones de TEP en 1976; pero su importancia relativa disminuyó, pasando de un 15% de la oferta total a un 10%.

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 4-1 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 4-2.

El consumo por habitante en México, en 1976, fue de 1.1 TEP, o sea igual al primedio 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 4 - 1

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

		Millones de TEP 1960	Millones de TEP 1976	Tasa de crecimiento anual %
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	190	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

T A B L A 4 - 2

CONSUMO DE ENERGIA POR HABITANTE DE LAS DISTINTAS REGIONES
EN 1976

		TEP/Hab
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 desechos vegetales y animales. La electricidad primaria es la procedente de plantas generadores hidroeléctricas, nucleoeléctricas, geotérmicas, 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 4-3. La progresión más importante 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 veces con una tasa media anual de 6.34%.

En cambio el crecimiento de los combustibles minerales 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 comerciales (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 penetración de los energéticos comerciales en muchos países del tercer mundo.

La importancia relativa de los diferentes energéticos primarios se modificó grandemente en este periodo. El papel del carbón y del petróleo prácticamente se invirtió; en 1960 el carbón era el principal energético primario a nivel mundial y representaba el 40% del mercado, el petróleo le seguía en importancia con una participación del 28% y en tercer lugar estaba el gas natural con el 12%; para 1976 el petróleo había pasado al

T A B L A 4 - 3

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA MUNDIAL

	1960		1976		Tasa de crecimiento 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	22.26	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. "Évolution des consommations d'énergie dans le monde. Une reprospective 1960-1976". Electricité de France. París, 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 satisfacieron en 1976 las dos terceras partes de las necesidades de energía primaria y en cambio los energéticos no comerciales casi desaparecieron, representando unicamente 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 31% 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 4-4 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 6.91% 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.

TABLA 4-1

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA

EN MEXICO

	1960		1976		Tasa de crecimiento anual
	10^6 TEP	%	10^6 TEP	%	%
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	2.687	11.09	4.395	6.99	2.66
TOTAL	26.029	100.00	62.902	100.00	5.67

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

Situación energética actual de México.

En la fig. 4-1 se muestran los flujos de energía en México, en 1980; esta gráfica apareció en el número de agosto de 1981 de "Energéticos", boletín informativo del sector energético que publica la Comisión de Energéticos, acompañada del balance nacional de energía de 1980, el cual se resume en la tabla No. 4.5.

Puede verse en esos documentos que en 1980 la producción nacional de energía primaria alcanzó, expresada en su equivalente térmico, la cifra de 1.548×10^{12} Kcal, habiéndose exportado la tercera parte, principalmente en forma de petróleo crudo y quedando para el mercado nacional $1,040.7 \times 10^{12}$ Kcal. De esta cantidad, el consumo propio y las pérdidas del sector energético ascendieron a 442.3×10^{12} Kcal, o sea el 42.2% y el consumo final de energía en el mercado nacional fue de 598.4×10^{12} Kcal, que representa el 57.8%.

El consumo final de energía en el mercado nacional se repartió de la siguiente forma entre los diferentes sectores:

Industrial	33.1 %
Transporte	39.4 %
Otros sectores	18.2 %
Usos no energéticos	9.3 %

Este balance energético permite hacer de inmediato varias observaciones relacionadas con la conservación y el uso eficiente de la energía.

En primer lugar debe señalarse el hecho de que en 1980 se exportó la tercera parte de la energía primaria producida en México. Esto significó un ingreso considerable de divisas que permitió acelerar el desarrollo del país pero debemos hacernos la pregunta de si esta energía que ahora se exporta no nos faltará en el futuro.

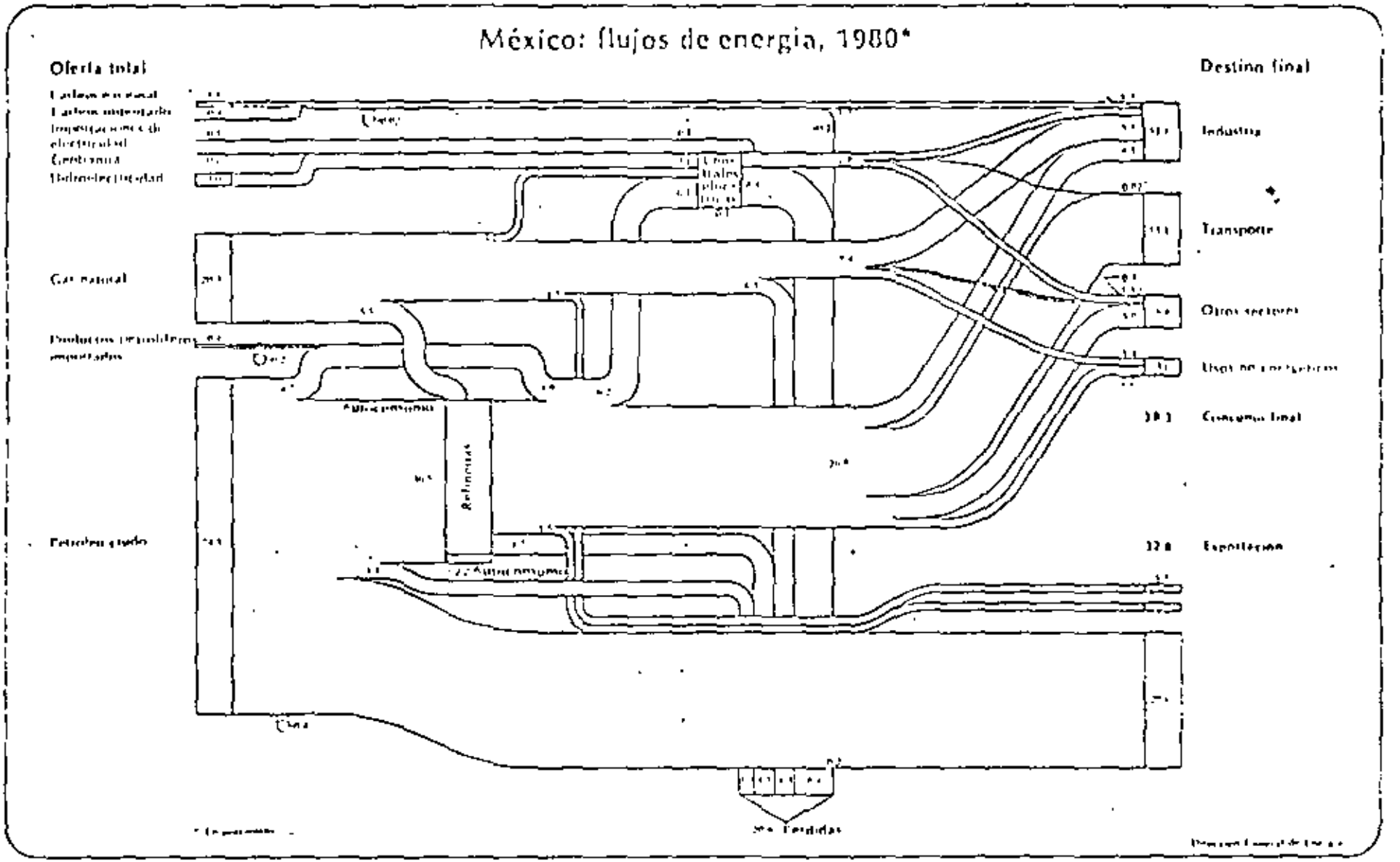

México: flujos de energía, 1980*
Oferta total
Destino final
Industria
Transporte
Gas natural
Petróleo crudo
Refinerías
Exportación
Pérdidas

Fig.4-1

T A B L A No. 4-5

BALANCE NACIONAL DE ENERGIA, 1980	10^{12} Kcal
PRODUCCION NACIONAL	1,547.859
IMPORTACIONES	14.465
EXPORTACIONES	-512.549
VARIACION DE INVENTARIOS	-9.119
ENERGIA PARA EL CONSUMO NACIONAL + PERDIDAS	1,040.656

OFERTA AL MERCADO NACIONAL	10^{12} Kcal	% Oferta Nal.	
PETROLEO	674.734	64.9	92.6
GAS NATURAL	290.406	27.9	
CARBON	24.259	2.3	
ENERGIA ELECTRICA	48.640	4.6	
GEOTERMIA	2.617	0.3	
	1,040.656	100.0	

CONSUMO PROPIO Y PERDIDAS DEL SECTOR ENERGETICO		
CONSUMO PROPIO DEL SECTOR ENERGETICO MAS PERDIDAS	260.353	25.0
PERDIDAS POR CONVERSION DE ENERGIA EN PLANTAS TERMOELECTRICAS	123.769	11.7
PERDIDAS DE ENERGIA EN REFINERIAS	58.164	5.5
	442.286	42.2

CONSUMO FINAL DEL MERCADO NACIONAL	10^{12} Kcal	% oferta Nal.	% consumo Fin
INDUSTRIA	197.972	19.2	33.1
TRANSPORTES	235.904	22.6	39.4
OTROS SECTORES	108.627	10.5	18.2
USOS NO ENERGETICOS	55.867	5.5	9.3
	598.370	57.8	100.0
CONSUMO TOTAL	1,040.656		100.0

En segundo lugar es notable la dependencia del mercado nacional con respecto a los hidrocarburos que representaron en 1980 el 92.8% de la oferta de energía primaria. Lo anterior, unido a la exportación de grandes volúmenes de petróleo crudo indica la urgencia de diversificar la oferta de energía puesto que al ritmo de producción actual las reservas probadas de hidrocarburos se agotarán a principios del próximo siglo, como se demuestra más adelante.

En tercer lugar, el consumo propio y las pérdidas del sector energético, que absorben el 42.2% de la oferta al mercado nacional, parecen desproporcionadamente elevados; uno de los factores que contribuyen a elevar las pérdidas del sector energético es la quema de gas a la atmósfera por no contar oportunamente con las instalaciones necesarias para aprovecharlo. Puesto que la mayor parte del sector energético corresponde a empresas del sector público, la acción gubernamental para la conservación y uso eficiente de la energía, puede aplicarse aquí mediante lo que el Programa de Energía denomina medidas de acción directa.

Por último, al analizar la distribución del consumo final de energía en el mercado nacional, se aprecia que el sector del transporte absorbe el 39.4 %, por encima del consumo del sector industrial que representa el 33.4%, lo que indica un derroche de energía alarmante en el transporte.

Bibliografía.

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

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

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

RELACION ENTRE CONSUMO DE ENERGIA Y DESARROLLO ECONOMICO

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

Ing. Jacinto Viqueira

Tema 1

RELACION ENTRE CONSUMO DE ENERGIA Y DESARROLLO ECONOMICO

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 donde se proporciona la relación entre consumo energético y producto nacional bruto de varios países en una fecha determinada y en la figura 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:

$$E(n) = C_E Y(n).$$

donde:

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

$Y(n)$ = 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.

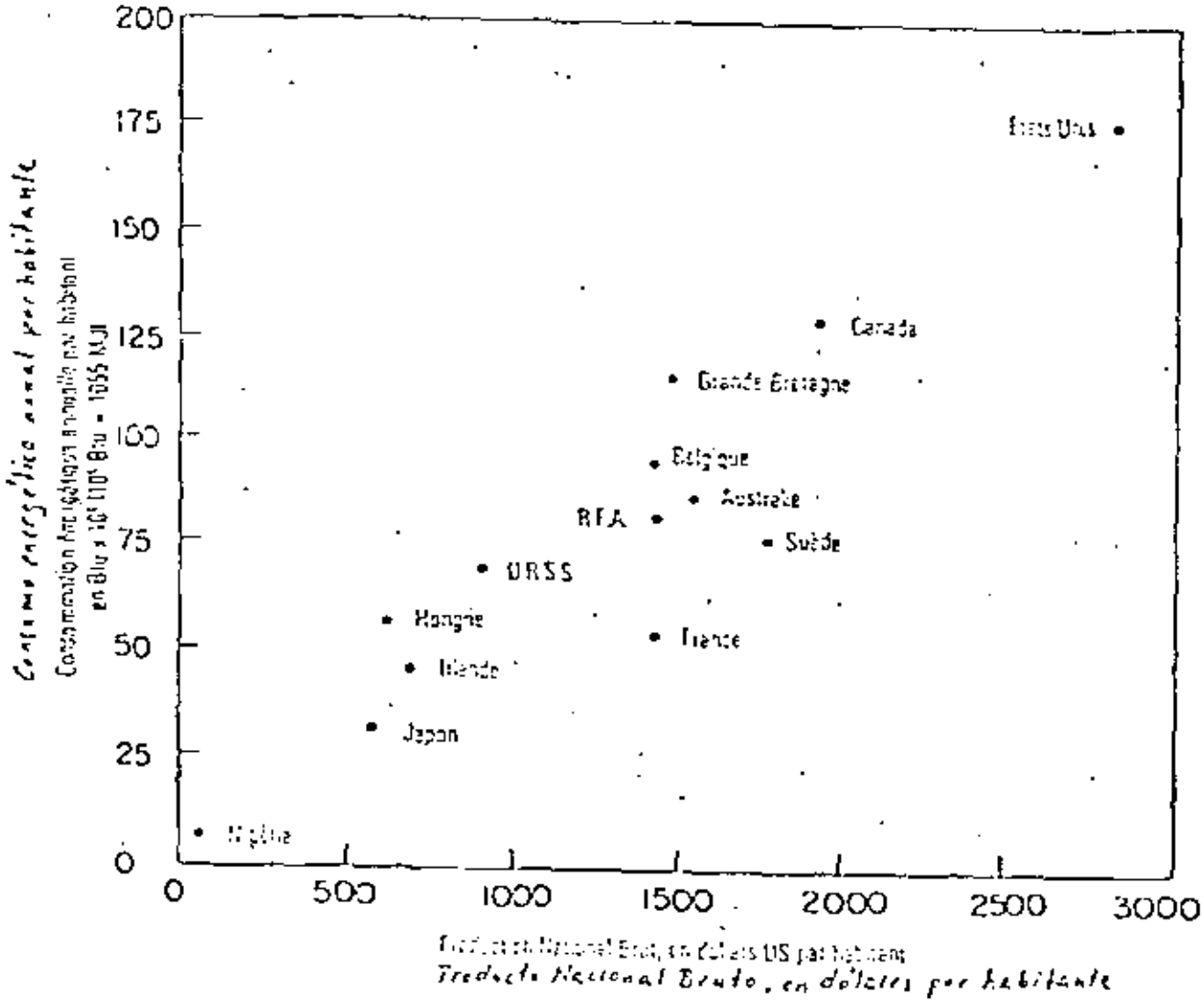


Fig. 1 Relación entre el consumo energético y el PNB.
Fuente: Scientific American, Vol. 224, Nº3 (1971).

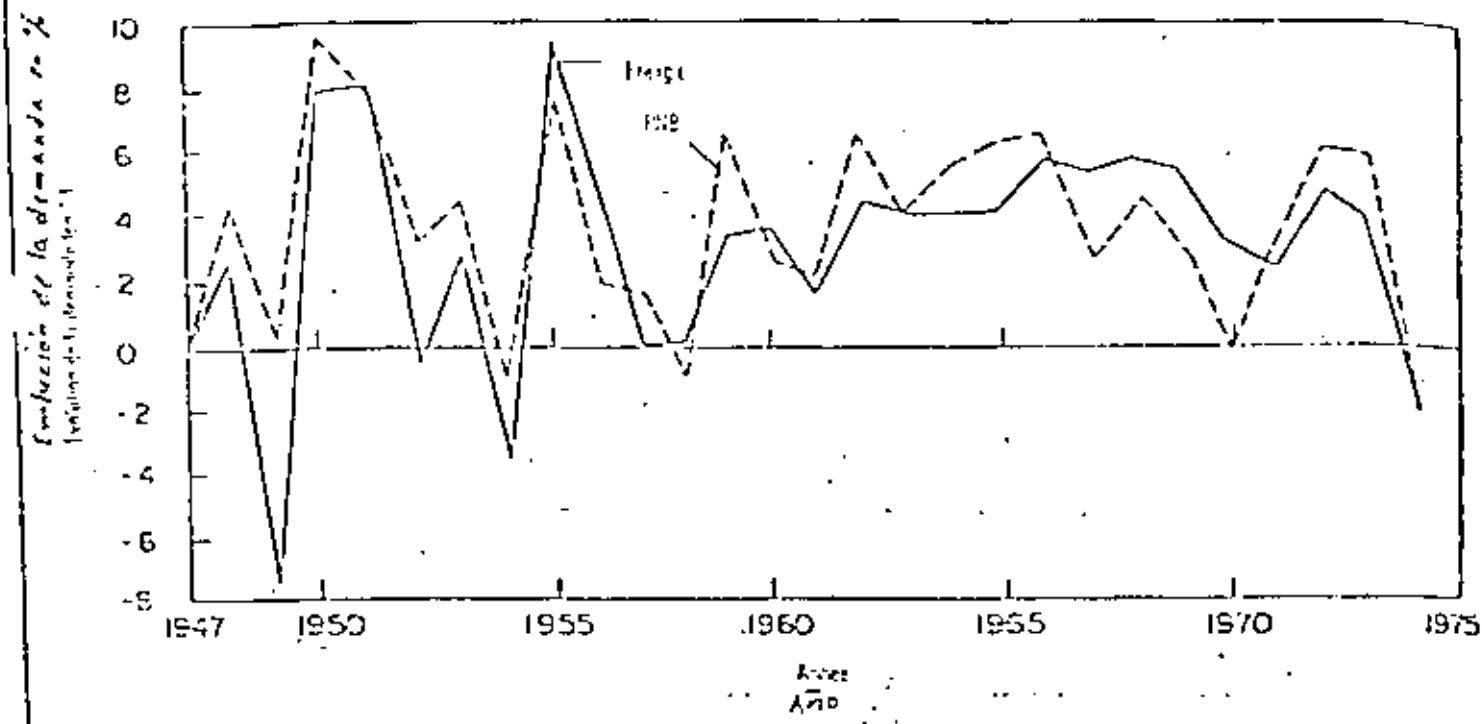


Fig. 2 Evolución de la relación entre crecimiento de la demanda energética y el PNB (1947-1974)

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

La constante de proporcionalidad C_E expresa la cantidad de energía requerida para producir una unidad de producto nacional bruto (o de producto interno 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. 3, tomada del Programa de Energía, 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, que tiene un desarrollo económico comparable al de México, consume la mitad de energía por unidad de PIB que este último.

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.

<u>Factores estructurales y tecnológicos del coeficiente de energía</u>.

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

Consumo de energía primaria por unidad de producto interno bruto en países seleccionados, 1978

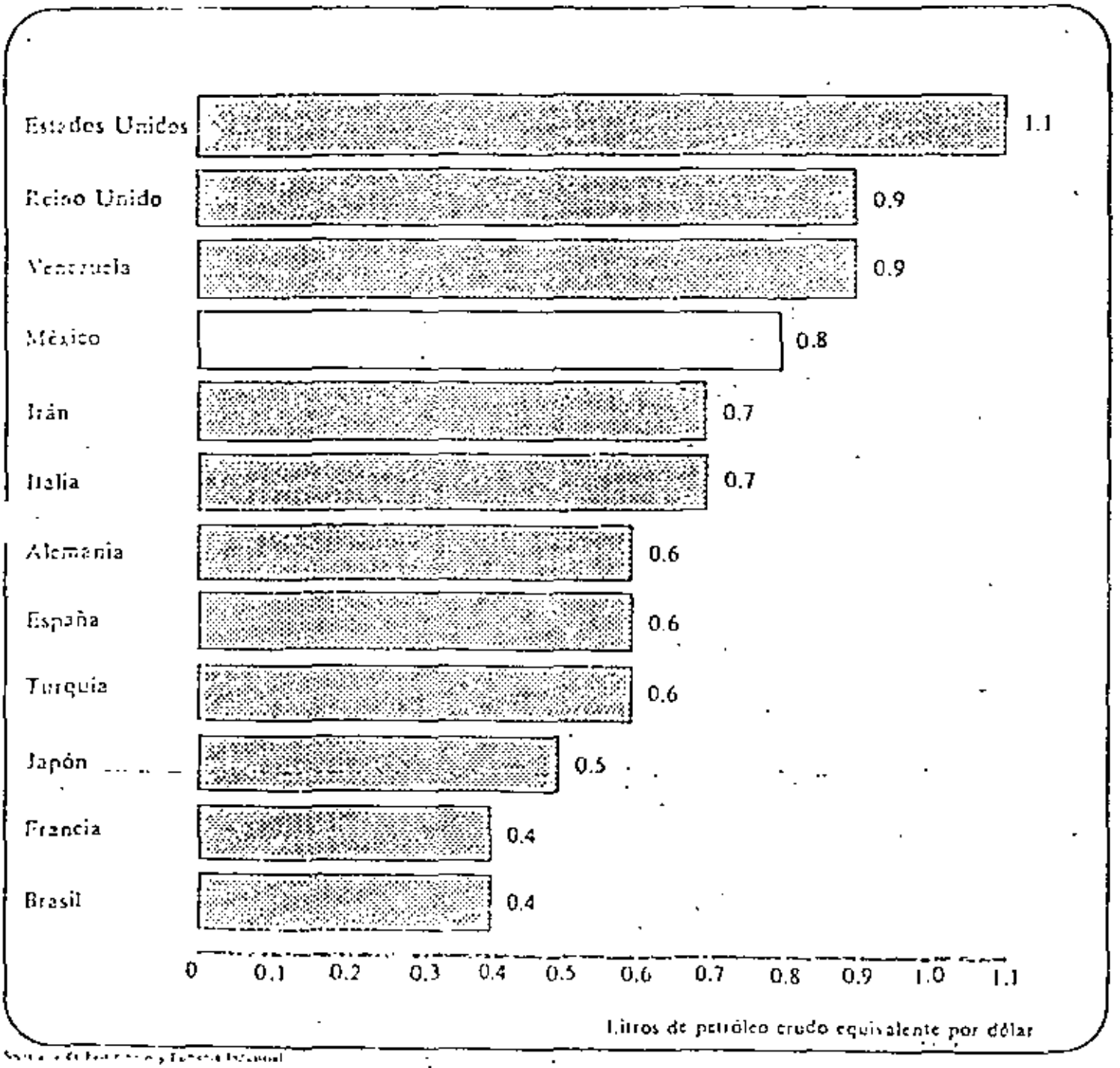


Fig. 3

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 siderurgica, 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 los factores estructurales reflejan principalmente el nivel de desarrollo y de industrialización de un país.

Tabla 1

Comparación de los consumos específicos de energía en algunas ramas industriales (10³kcal/Ton.).

	Siderurgia	*Pasta de Papel*	*Cemento*	*Refinación de petróleo*	*Aluminio*
Alemania Federal	326	438	99,0	89,0	1,431,0
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	1,325,0
Estados Unidos	543	579	161,4	89,7	965,5

FUENTE: Agencia Internacional de la Energía, *Las Economías de la Energía*, París, 1979.

Con respecto a los factores tecnológicos, la Tabla 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 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

Tabla 2

Estimación de las diferencias entre los niveles de precios de la energía en Estados Unidos y Europa.

	Finales del S. XIX	*1930-1939*	*1972*
Estados Unidos	100	100	100
Reino Unido	124	136	193
Francia	188	181	196
Alemania	203	215	203

FUENTE: P. Putman, *Energy in the future*, Van Nostrand, N. York, 1953. J. Darmstadter, *Energy Consumption and Economic activity*, (en prensa).

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 periodo 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%

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 estadunidense hasta el final de la primera guerra mundial. El siguiente periodo 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 periodos 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 remplaza 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:

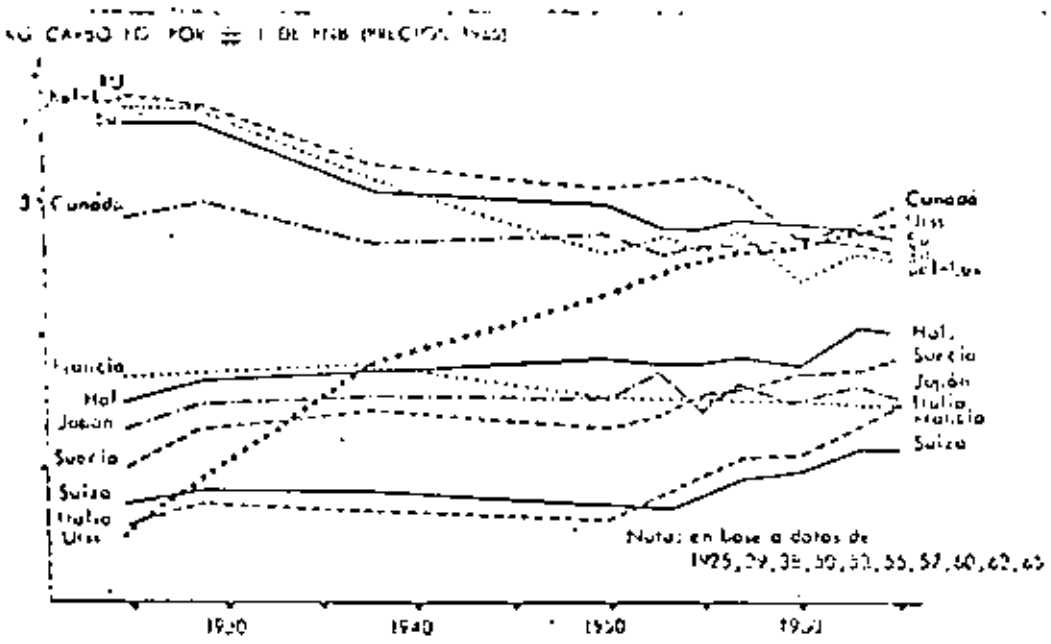
a) el incremento de los usos no energéticos de algunos energéticos primarios, principalmente en la petro-

química.

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 aun 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. 4 se muestra la evolución del coeficiente de energía en varios países industrializados, a partir de 1925.



GRAFICA 3 EVOLUCION DE E/PNB EN LAS ECONOMIAS CAPITALISTAS INDUSTRIALIZADAS 1925-1965.

Fuente: J. Darmstadter, World Energy consumption

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 á 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).

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 periodo, se utilizó con éxito la siguiente exprusión:

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

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.

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:

$$E(n_1) = \left[\frac{E(n_0)}{Y(n_0)}\right] Y(n_1) = C_{E_0} \; Y_{(n_1)} \qquad (3)$$

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 burto es del orden de 0.85 para las regiones industrializadas del mundo.

Si la elasticidad energía-PNB (oPIB) se considera constante durante un periodo, la ecuación 2 puede escribirse en forma diferencial de la siguiente manera:

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

donde:

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

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

$$\alpha = \frac{\frac{\Delta E_{(n)}}{E_{(n)}}}{\frac{\Delta Y_{(n)}}{Y_{(n)}}} \qquad (5)$$

En la figura 4, 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 solo no ha tendido a disminuir el coeficiente de elasticidad energía-PIB a medidad que avanza la industrialización del país, sino que ha aumentado aceleradamente, lo que indica que cada vez se usa más ineficientemente la energía, alcanzando dicho coeficiente en el periodo 1975-79 un valor inusitadamente alto de 1.7, el doble del correspondiente en ese periodo 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.

Relación entre las tasas de crecimiento de la demanda interna de energía primaria y del producto interno bruto, 1965-79 y proyecciones a 1990

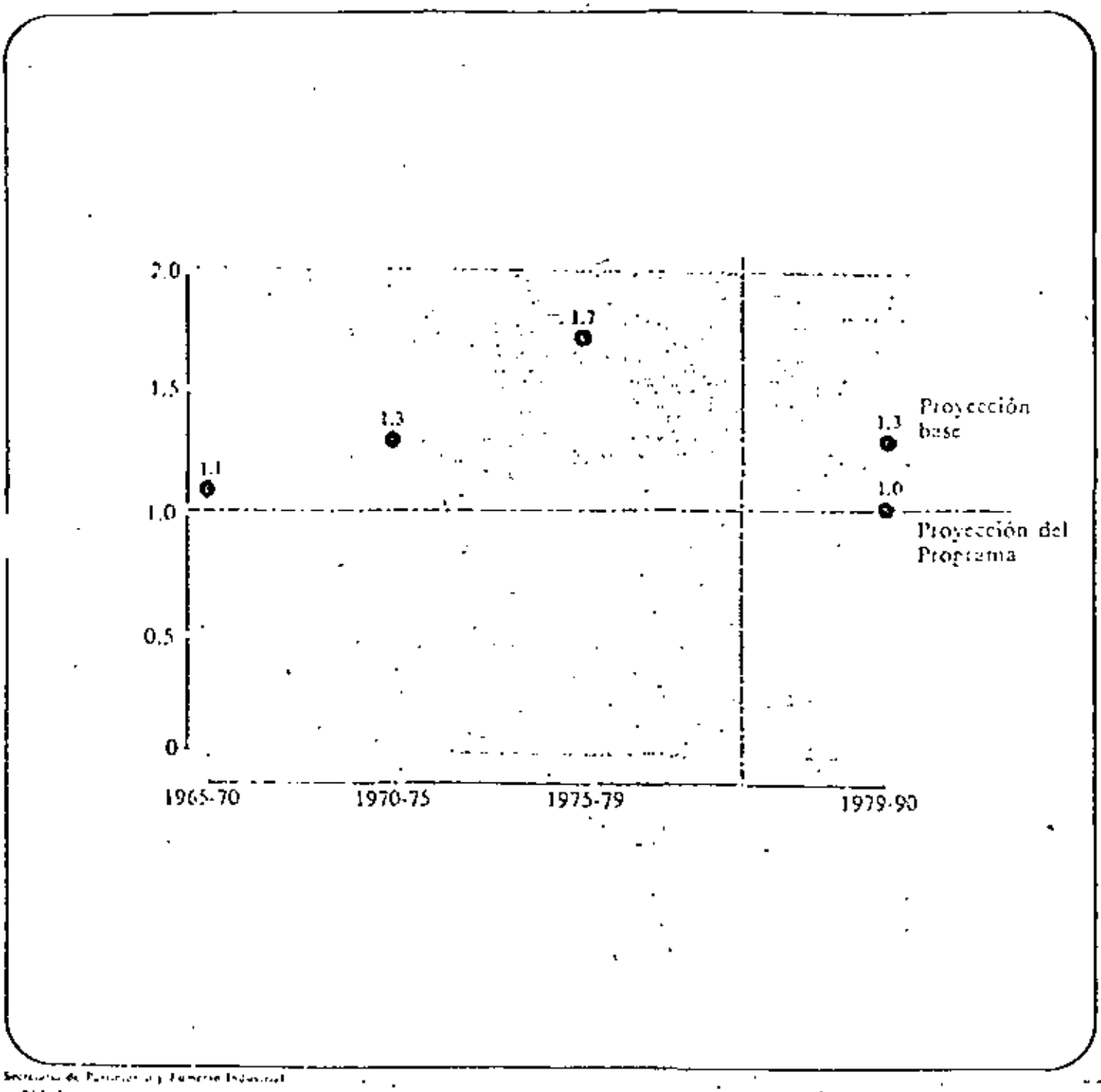


Fig. 4

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 practicamente constante durante un largo periodo 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:

$$\frac{E(n_1)}{E(n_0)} = \left[\frac{Y(n_1)}{Y(n_0)}\right]^{\gamma} \times \left[\frac{P(n_1)}{P(n_0)}\right]^{\beta} \qquad (5)$$

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 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 poducto 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 elasticida 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 periodo, la ecuación 5 puede escribirse en forma diferencial de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta E_{(n)}}{E_{(n)}} = \gamma \frac{\Delta Y_{(n)}}{Y_n} + \beta \frac{\Delta P_{(n)}}{P_{(n)}} \qquad (6)$$

donde:

$\frac{\Delta P_{(n)}}{P_{(n)}}$ = Tasa de crecimiento de los precios en el periodo considerado.

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

Volviendo al cado se 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 mas 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.

Apéndice al tema 1

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

En la ecuación:

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta\gamma = 0 \qquad \Delta\beta = 0$$

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

Bibliografía del tema 1

Martin, 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 energétiques mondiales a l'horizon 2020. Conférence Mondiale de l'Energie Edition Techniques et Economiques, Paris, 1979.

Ferholm, T.R. "Long range demand. Problems and perspectives" World Energy Conference. Munich, 1980.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

METODOLOGIA PARA EL ANALISIS ENERGETICO: BALANCES DE ENERGIA

ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

T E M A 3

METODOLOGIA PARA EL ANALISIS ENERGETICO:

BALANCES DE ENERGIA

Finalidad de los balances de energía.

Un balance de energía constituye un marco contable -- que integra la información estadística relativa a la pro-- ducción, 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 graficamente - mediante la representación de los flujos de energía. En_ ambos casos se proporciona la información sobre las fuen-- tes de energía primaria, las transformaciones de energía - primaria en secundaria, los consumos propios y las pérdi-- das 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 tipos de energía.

Conviene empezar por definir algunos términos utili-- zados en los balances y en los flujos de energía.

Las fuentes de energía primaria son aquellas que con- tienen potencialmente energía y que se encuentran en su -- estado natural. En esta categoría quedan incluídos los_ combustibles fósiles, como el carbón mineral, el petróleo_ crudo y el gas natural; las substancias fisionables como - el uranio; la energía hidráulica y la energía geotermica. Deberá incluirse en esta categoría la energía solar y posi_ blemente algún día la energía de fusión nuclear.

Las energías secundarias son aquellas que provienen de la transformación de las fuentes de energía primaria, transformaciones que tienen 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 combustoleo, 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 nucleoeléctrica, 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.

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 temoeléctrica es del orden del 35%; la de una planta hidroeléctrica es superior al 80%. Un motor de combustión interna, en condiciones faborables de operación, tiene una eficiencia de alrededor del 20%; 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.

Para realizar un balance de energía es necesario adoptar una unidad física de medición de energía. Por lo que hace a los energéticos 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 oxigeno 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 an una unidad común en los balances energéticos.

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

1 KWh = 860 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 KWh = 2400 Kcal

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

1 KWh = 2860 Kcal

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

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

1 Kg de U_3O_8 = 72.5 x 10^6 Kcal.

En la tabla 3.1 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	0.881
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/m³		
Gas natural	10,825		
Gas residual y de refinerías	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 3-1

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 petró-- leo, TEP, o el barril equivalente de petróleo, BEP.

Estructura de los balances de energía.

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 Copera--- ción y Desarrollo Económico (OCDE), que agrupa a los - -- principales paises desarrollados.

En la tabla 3-2 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 renglosnes 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.

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. Equivalencia de la 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.

Renglón 1. 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 energético 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.

México: balance nacional de energía, 1980

Kcal x 10^{12}

	Combustibles sólidos	Petróleo crudo	Productos petrolíferos	Gas	Hidroelectricidad	Geotermia	Electricidad	Total	E.E.E.P*
Producción nacional	17.652	1,163.157	–	316.359	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	
Variacion 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	– 20.642	– 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	–	410.098	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	913	61,868	–	–
Eficiencia en generación (%)	–	–	–	–	30.0	30.0	30.0	–	–

Disminución de inventarios +/ Incremento de inventarios –

* Equivalente de la electricidad en términos de energía primaria

Tabla 3-2

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. 3-1 se reproducen los flujos de energía correspondientes al balance de energía de México de 1980.

Como comparación, en la Fig. 3-2 se presentan los flujos de energía de Suecia, correspondientes al año de 1980.

Bibliografía del Tema 3

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 Secretario Técnico de la Comisión de Energéticos. México, agosto de 1981.

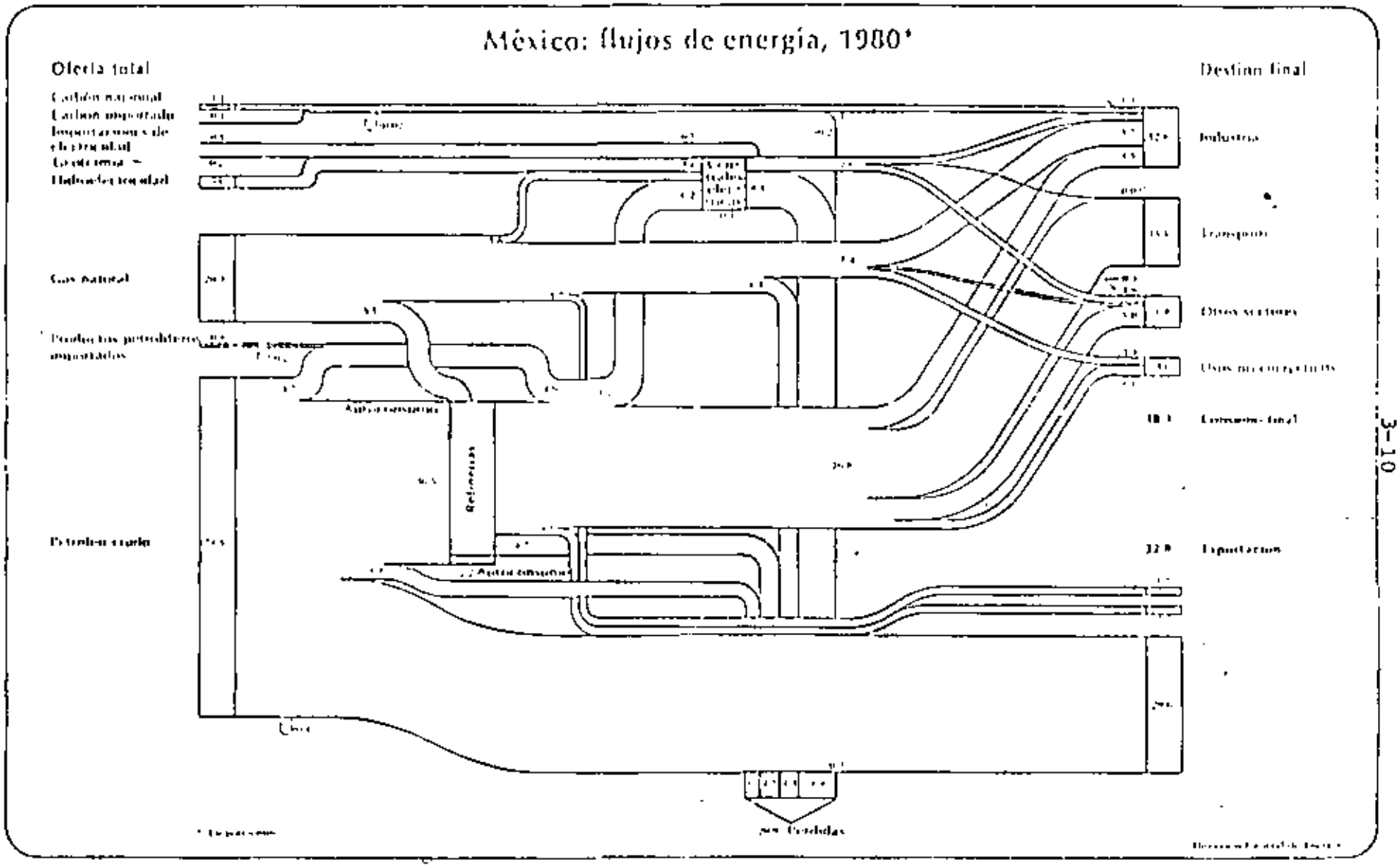

México: flujos de energía, 1980*
Oferta total
Destino final
Gas natural
Refinerías
Industria
Transporte
Otros sectores
Exportación

Fig. 3 - 1

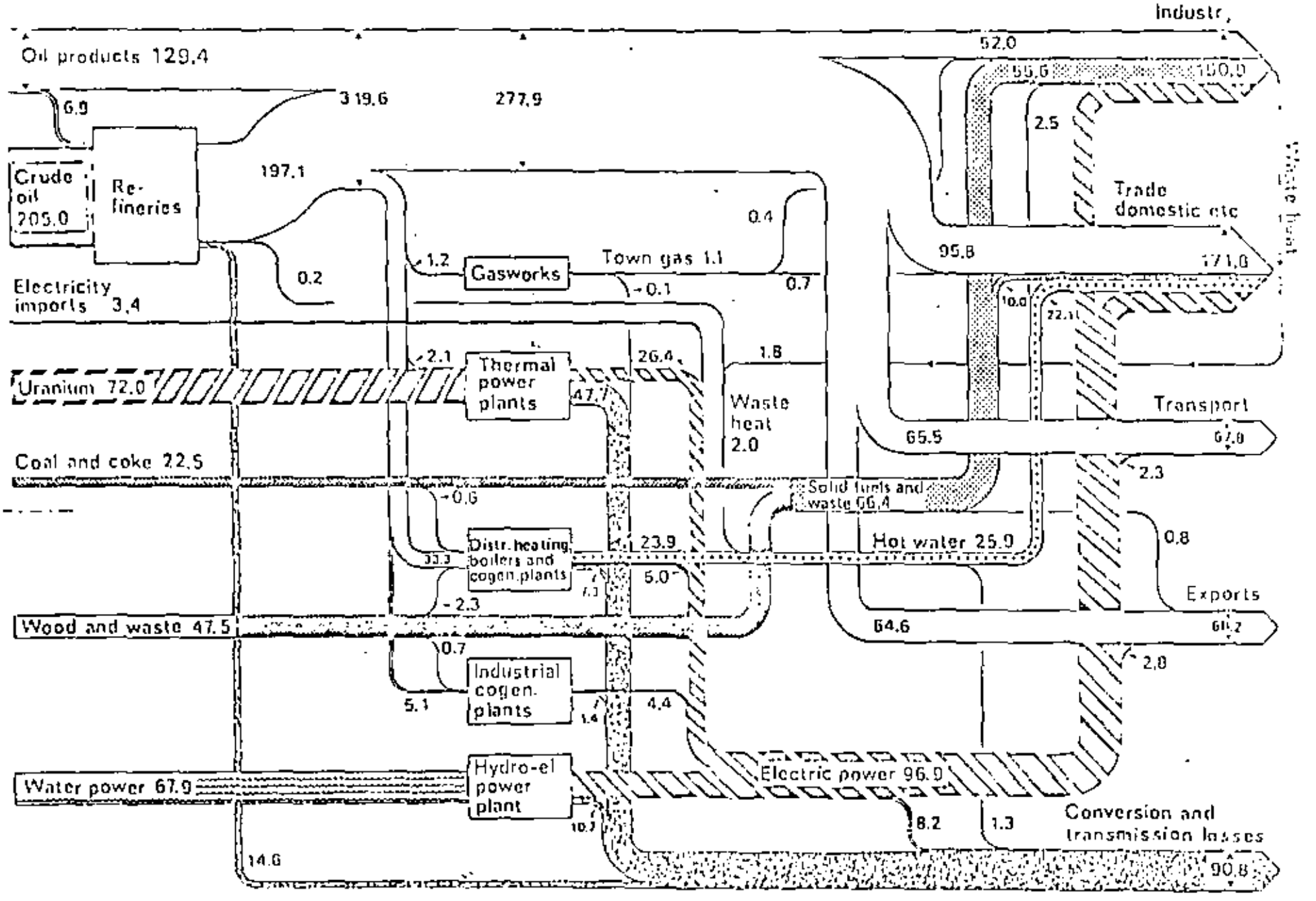


Figure 1. Swedish Energy Supply 1980

Total energy turnover 548 TWh

Fig. 3 - 2

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, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

Ing. Jacinto Viqueira

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 volúmen 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 nucleoeléctrica 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 reforzar los programas de Uramex en materia de exploración de uranio en México. En cuanto al programa nucleoeléctrico, 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 deberá estar en servicio antes de 1990, con lo que México contará en ese año con una capacidad nucleoeléctrica instalada del orden de 2 500 MW, lo que implica que la nueva unidad nucleoeléctrica será de una capacidad del orden de 1 200 MW eléctricos.

Además de las dos plantas nucleoeléctricas que deberán estar en operación en 1990, se propone iniciar a partir de 1981 la selección de sitios y tecnologías para las unidades que empezarían 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.

TABLA No. 2

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	$72,000 \times 10^6$ B	$92,327 \times 10^{12}$	769.8×10^{12}
	Recursos potenciales	$250,000 \times 10^6$ B	$320,578 \times 10^{12}$	
CARBON	Reservas probadas	$1,400 \times 10^6$ Ton	$7,000 \times 10^{12}$	41.0×10^{12}
	Recursos potenciales	$4,000 \times 10^6$ Ton	$20,000 \times 10^{12}$	
URANIO	Reservas probadas	10,000 Ton	725×10^{12}	0.0
	Recursos potenciales	225,000 Ton	$16,313 \times 10^{12}$	
GEOTERMIA	Reservas probadas	86,899 GWH	267×10^{12}	2.8×10^{12}
	Recursos potenciales	431,860 GWH	$1,266 \times 10^{12}$	

II. RECURSOS RENOVABLES

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

EQUIVALENTES TERMICOS

1 Barril de petróleo equivalente	1,282,314	Kcal
1 Tonelada de carbón	5,000,000	Kcal
1 Kg. de uranio	72,500,000	Kcal
1 KWH hidroeléctrico	3,074	Kcal

Consumo total de energía primaria en 1980: 865.1×10^{12} Kcal

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 aproveche 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, ampliándo 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.

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 unicamente 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 fisionable, en plutonio, que si es fisionable, y pueden diseñarse los reactores de manera que produzcan mas 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 inicados 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 350 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 Km^2 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 estan constituídos 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--

TABLA No. 3

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	193	282	382	382+
Japón	168	1 000	3 668	3 668+	3 668+
México	150	620	3 000	2 000	4 000
Otros países*	135	278	1 158	1 478	3 745
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 período 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 reservarios 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 nucleoeléctricas 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 nucleoeléctrica 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	0.3[illegible]	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 calculaton 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, organo 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 identificado 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

NOM.	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.	13	1,576	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	753	6,594	3.9	3.9
10.-	México.	14	353	3,058	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	656	7,501	4.4	4.4
14.-	Nuevo León.	1	5	44	0.0	0.0
15.-	Oaxaca.	56	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
	SUMAS	541	19,819	171,866	100.0	100.0

CUADRO 6.- POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO POR ENTIDAD FEDERATIVA.

T A B L A No. 6

RESUMEN DEL
POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO DE MEXICO
DICIEMBRE DE 1979.

	POTENCIA		ENERGIA ANUAL		FACTOR DE PLANTA
	MW	% del total	GWh	% del total	%
En operación	5219	14.5	17839	10.4	39.0
En construcción	2070	5.8	6855	4.0	32.8
En programa	1889	5.3	6452	3.7	39.0
Pendiente de desarrollar	26716	74.4	140720	81.9	60.0
T O T A L	35894	100.0	171866	100.0	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

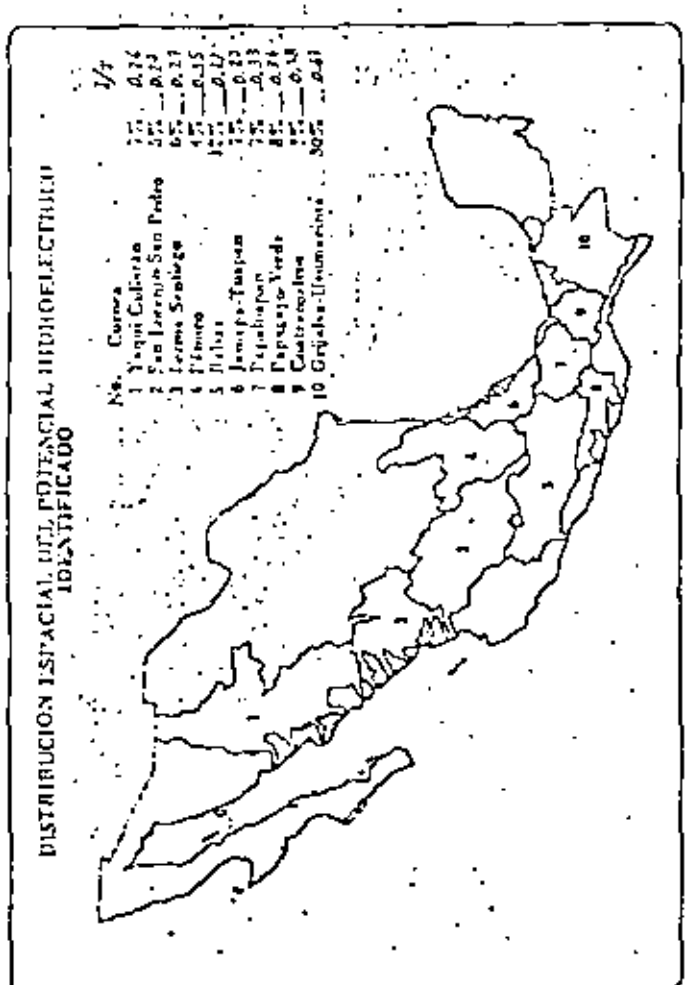


Fig. 5

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 hidro--- eléctricas podría representar el 43% del total, si para esa fecha se tuviese desarrollado todo el potencial hidroeléc-- trico 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 pdroducido en este tipo_ de plantas es menor que el producido en una planta nucleo-- eléctrica o en una termoeléctrica convencional que use combustoleo 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

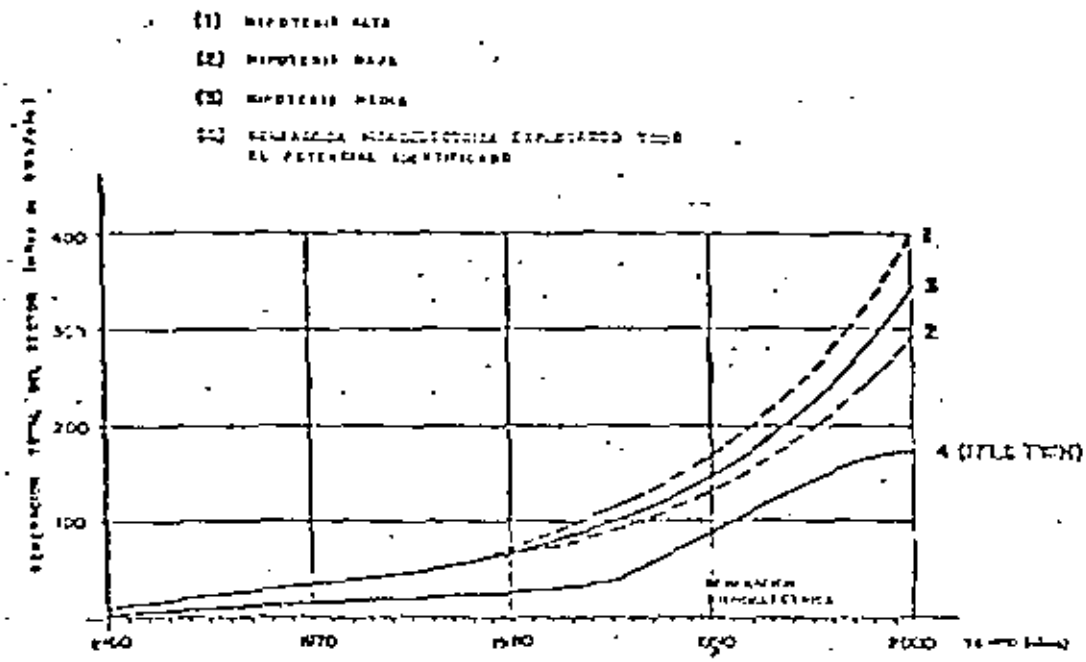


Fig. 6

T A B L A No. 7

INTEGRACION DEL COSTO DE LAS OBRAS

CONCEPTOS		VALORES MEDIOS: PLANTAS TERMOELECTRICAS CON SUBESTACION	PLANTAS HIDROELECTRICAS CON SUBESTACION	LINEAS DE TRANSMISION ALTA TENSION
		%	%	%
EQUIPOS Y MATERIALES	NACIONAL	35	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.[illegible]	1
		100	100	100

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

sos 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 análoga 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

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 hidrometereológicas 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-

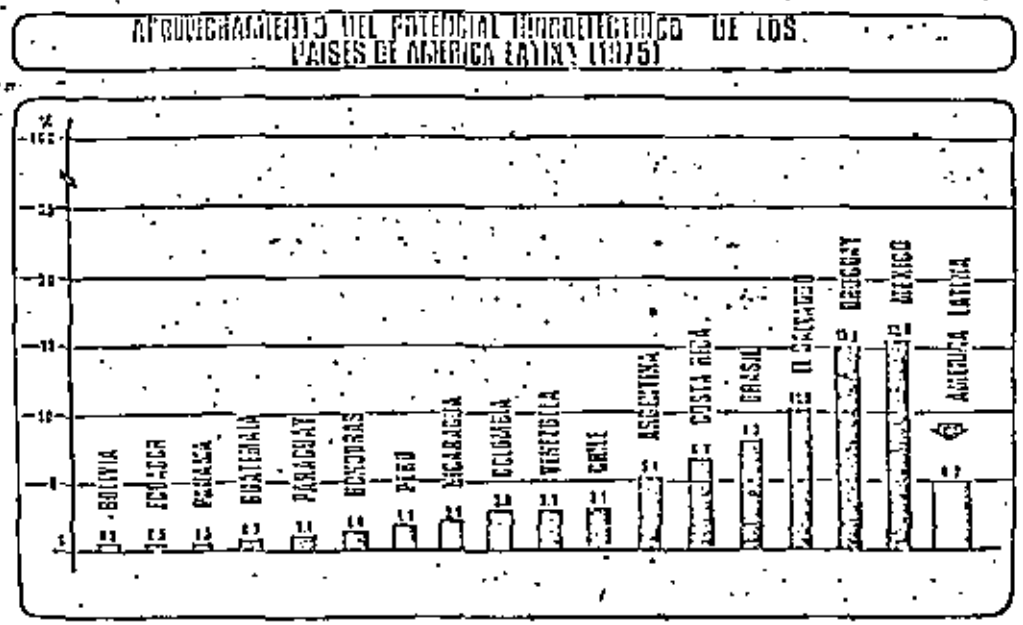


Fig. 7

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 nucleoeléctrico de gran magnitud.

En cuanto al programa nucleoeléctrico 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 nucleoeléctrica es más elevado que el costo del KWh generado en una planta hidroeléctrica, carboeléctrica o geotermoeléctrica y sólo es mayor al de una termoeléctrica convencional que utilice combustoleo a precio

internacional.

Por otra parte, como puede verse en dicha tabla 4, el costo de inversión de una planta nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrica, 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 sí incidirá en el costo de generación de la planta nucleoeléctrica.

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

Dependencia del extranjero. La instalación de plantas nucleoeléctricas 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 nucleoeléctrica 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 nucleoeléctricas.

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 hexafloruro 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 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 Checoeslovaquia.

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 nucleoeléctricas.

Realizar en esas condiciones un programa nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrico mínimo, que podría consistir, por el momento, en instalar una segunda planta nucleoeléctrica 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 nucleoeléctrico 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 mas 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 insolación 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 sencilla.

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 densidades y temperaturas durante un periodo suficiente para obtener la fusión.

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

El primero consiste en el estudio de varios sistemas 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 investigación de la factibilidad de iniciar la fusión nuclear mediante un laser de alta energía y usando confinamientos inerciales. 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 pronósticos 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 constituídos por una fuente de calor de origen magmático, una formación geológica porosa impregnada de agua y un sello superficial constituído por una capa de material impermeable. Estos son los llamados sistemas hidrotérmicos.

Existen otros dos tipos de formaciones que podrían constituír fuentes de energía importantes. Uno de ellos está constituída 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 constituído 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 Lousiana 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

INCREMENTO DEL RENDIMIENTO EN LAS REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

ING. VICTOR HERMOSILLO VIVES

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

INCREMENTO DEL RENDIMIENTO EN LAS REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

I N D I C E

1. Introducción.

Las Redes de Distribución son dentro de C.F.E., el eslabón entre los grandes Sistemas de Distribución y los Consumidores; de aquí se desprende la gran importancia de que el rendimiento de dichas Redes de Distribución sea óptimo para brindar a nuestros consumidores la continuidad y calidad de servicio adecuadas al más bajo costo.

Para lo anterior, es necesario tomar medidas de acción para mejorar continuamente el rendimiento de las instalaciones.

A continuación se describen tres etapas.

I) Acciones que han sido tomadas y sus resultados.

II) Recomendaciones procedentes.

III) Expectativas.

Las acciones que han sido tomadas, describen prácticamente las medidas de emergencia que se efectuaron, motivadas por el mal estado de las instalaciones que C.F.E. adquirió de empresas particulares.

Las recomendaciones procedentes, o a corto plazo, serán las que se deben tomar de inmediato y que de hecho se pueden considerar como rutinarias.

Las expectativas, serán las recomendaciones a largo plazo; siendo las que deben adecuarse y planearse y que en alguna forma implican cambios esenciales de políticas establecidas.

2. Acciones que han sido tomadas y sus resultados.

La Comisión Federal de Electricidad con motivo del crecimiento de nuestro País, y con el objeto de proporcionar infraestructura para el desarrollo industrial y llevar los beneficios de la energía eléctrica a los rincones más apartados del territorio nacional, se ha visto en la necesidad de tomar acciones para incrementar el rendimiento de las Redes de Distribución; dichas acciones las mencionaremos a continuación:

a) Rehabilitación de Redes de Distribución. Con motivo de la Nacionalización de la Industria Eléctrica, las Redes de Distribución que operaban las compañías particulares eran muy limitadas, tanto en capacidad como en extensión, lo cual no beneficiaba a la mayoría de los habitantes, ésto creó la necesidad de rehabilitar las instalaciones, llevando a cabo, reemplazo de calibres de conductores, aumentos de capacidad en transformadores de distribución, extensiones de líneas de alta y baja tensión, etc.

La rehabilitación también contempla trabajos rutinarios que se efectúan a cada una de las redes, tales como, reemplazo de postería en mal estado, poda de árboles, cambio de aislamiento dañado, revisión de conexiones, reemplazo de herrajes, mantenimiento de equipo, reemplazo y mantenimiento de acometidas a las instalaciones de los usuarios, así como también

una mejoría sustancial en las técnicas de mantenimiento de las redes como es la realización de trabajos con línea energizada.

b) Configuración de Circuitos. A las Redes de Distribución importantes, como es el caso de las Redes Urbanas se les ha dado una configuración tal a los circuitos, lo cual permite que en condiciones de emergencia, cargas importantes puedan alimentarse cuando los circuitos adyacentes y así tener mayor flexibilidad en la red.

Esto también se emplea para trabajos de mantenimiento programado, en los cuales el volumen de los mismos no nos permite efectuarlos con línea energizada.

Uniformidad de Voltajes. Anteriormente C.F.E. operaba sus circuitos con voltajes diferentes tales como: 2.4, 3.8, 4.16, 6.6, 6.9, 7.2, 11.8, 13.2, 13.8, 14.4, 16, 20, 21, 23, 24, 33 y 34.5 kV. En la actualidad se ha uniformizado a emplear como tensiones preferentes las de 13.8, 24.0 y 34.5 kV.

Esto nos ha permitido reducir considerablemente el control que se llevaba con tanta diversidad de equipo y lo mas importante es que hay mayor disponibilidad de equipo ya que éste puede ser utilizado indistintamente dentro del ámbito nacional.

Adicionalmente a lo anterior, la reducción en el costo del equipo ha sido considerable, ya que el volumen

de los equipos al manejarse solo tres tensiones numentó considerablemente, lo que permitió eliminar los altos costos de los equipos cuyo volumen de fabricación era bajo.

c) Capacitores, Compensación de Reactivos.

Con el fin de aprovechar la utilidad que representa, la instalación de capacitores en los circuitos de distribución, para la compensación de cargas reactivas y la relevación de carga, existe una campaña permanente de instalación de estos equipos en nuestras Divisiones de Distribución.

Previamente a ésta campaña, personal de la Gerencia de Distribución, impartió cursos a los ingenieros de Distribución en sus áreas de trabajo, sobre la aplicación de capacitores en circuitos de distribución.

d) Mantenimiento de perfiles de voltaje.

Con el fin de que los equipos eléctricos que utilizan nuestros usuarios, trabajen con el máximo de eficiencia, se ha procurado mantener los perfiles de voltaje que entregamos a los usuarios en baja tensión dentro de los siguientes límites:

Tensión Nominal Volts	Tipo de Sistema	Tensión de Servicio Mínima Volts	Tensión de Servicio Máxima Volts
120/240	1 fase-3 hilos	108/216	126/252
240/120	3 fases-4 hilos	216/108	252/126
220/127	3 fases-4 hilos	198/114	231/133

Al llegar al límite mínimo especificado, se han iniciado acciones inmediatas, mediante la instalación de reguladores de voltaje y capacitores para que el perfil de voltaje se mantenga dentro de los rangos establecidos.

Al mejorar el voltaje, se obtienen considerables incrementos en los ingresos, dado que por cada 1% de aumento en voltaje se obtiene un incremento de 1% de energía facturada en kWh.

e) Protección de Circuitos. Coordinación de Protecciones.

Debido a que no es posible diseñar y construir circuitos de distribución, con equipo que no permitiera que ocurriera fallas y que prevenga condiciones de sobrecarga excesiva, surge la necesidad de la utilización de equipo de protección.

Las causas mas frecuentes de falla son:

1. Sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas.
2. Sobrevoltajes debidos a maniobra.
3. Degradación y rotura de aislamiento debido a envejecimiento y contaminación.
4. Rotura de conductores, aislamiento y estructuras de soporte, tales como postes, debido a viento, nieve, hielo, árboles, vehículos y vandalismo.
5. Cortacircuito con la rotura de aisladores provocado por roedores, aves, etc.

6. Incendios y fenómenos naturales.
7. Falla de equipo.

Por lo anterior, hay dos clases básicas de fallas en los Sistemas de Distribución: las de naturaleza temporal y las permanentes, la mayoría de las que ocurren son de naturaleza temporal.

Comisión Federal de Electricidad, preocupada por abatir el número de fallas en los circuitos de distribución, ha implementado cursos de Coordinación de Protecciones en el ámbito nacional a su personal de Ingenieros de Distribución, éste ha permitido que se realicen estudios de cada uno de los circuitos en operación, para seleccionar el equipo de protección que cubra las necesidades del circuito tales como, interruptores, restauradores, seccionalizadores y cortacircuitos fusibles.

Dichos estudios se actualizan por lo menos una vez al año, pero en caso de requerirse se hace cada vez que es necesario.

Con ésto se ha logrado abatir el número de fallas temporales y en las permanentes aislar la parte dañada del circuito, permitiendo la entrada en operación de la parte no afectada, con lo que las molestias a los usuarios se minimizan.

f) Control de Interrupciones. Se tiene implantado un programa computarizado para el control de las interrupciones que ocurren en las instalaciones a cargo de las Divisiones de Distribución. Esto nos permite conocer diario y oportunamente a nivel de red de distribución, circuito de distribución, líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución, la magnitud de los daños y el tiempo de interrupción, especificando el equipo dañado.

Esto nos permite; tomar acción inmediata para dictar soluciones a corto, mediano y largo plazo.

g) Elevación de voltaje de Subtransmisión.

En años anteriores, los voltajes de 23 y 34.5 kV, se consideraron como voltajes de subtransmisión, pero motivado por las fuertes demandas de energía eléctrica que se presentaron de 20 años a la fecha, éstos voltajes de 23 y 34.5 kV pasaron a ser considerados como voltajes de distribución, quedando los de 69, 115 y 138 kV, como voltajes de subtransmisión.

Esto nos ha permitido reforzar nuestras instalaciones en redes con cargas importantes, instalando subestaciones en anillo, con lo que se ha logrado una mayor flexibilidad y obviamente una mejor continuidad de servicio a los usuarios.

Asimismo, se pretende instalar en las subestaciones de potencia alimentadas por los Sistemas de Transmisión, transformadores con cambiador de derivaciones automático bajo carga con el fin de tener buses regu-

ladas en lugares estratégicos, que nos permitan mantener un voltaje estable en nuestras líneas de subtransmisión.

Aunado a lo anterior, se instalarán bancos de capacitores en los buses de subtransmisión con el fin de compensar los reactivos de las líneas de subtransmisión y de los propios transformadores de potencia, obteniéndose como consecuencia mejores voltajes, menores pérdidas y mayor flujo de energía activa.

3.-- Recomendaciones procedentes

Para determinar las medidas de acción que hay que aplicar dentro de esta etapa, es necesario enumerar cuáles son las causas que originan bajo rendimiento en las instalaciones de las redes de distribución. Principalmente podemos citar las siguientes:

a) Falta de mantenimiento preventivo.
b) Abastecimiento inoportuno de materiales y equipo.
c) Alto índice de fallas en transformadores de distribución.
d) Circuitos de distribución primaria y secundaria en operación, con mala regulación de voltaje.
e) Protección inadecuada de los circuitos de distribución.
f) Falta de capacitación del personal que opera en las redes de distribución.

De estas causas consideramos que se pueden abatir de inmediato las tres primeras:

a) Falta de mantenimiento preventivo.
b) Abastecimiento inoportuno de materiales y equipo.
c) Alto índice de fallas en transformadores de distribución.

Las medidas de acción a tomar serían:

a) Falta de mantenimiento preventivo.

En muchos casos la actividad de construcción y la falta de mantenimiento preventivo, ocasiona que a las instalaciones solo se les efectúe mantenimiento de emergencia, éste obviamente ocasiona que los daños que se presentan sean mayores y las interrupciones más prolongadas con las consecuentes quejas de los usuarios. En este caso es necesario que se elaboren programas de mantenimiento preventivo a las redes de distribución, dándole prioridad a aquellas que tienen mayor incidencia de fallas y a las que por su importancia se justifica esta actividad en forma permanente como es el caso de las redes urbanas.

b) Abastecimiento inoportuno de materiales.

Este aspecto es importantísimo ya que la mayoría de las veces, los trabajos tanto de mantenimiento como de construcción se ven seriamente afectados por no contar con la totalidad de materiales y equipos, teniéndose que diferir los trabajos, para poder realizar los que se consideren más prioritarios.

Se considera que es necesaria una mayor coordinación entre las áreas para fijar compromisos que permitan el oportuno abastecimiento.

c) Fallas en transformadores de distribución.

Sobre este aspecto se ha venido trabajando en forma constante desde el año de 1976, ya que es preocupante el número de transformadores dañados en el ámbito nacional, por lo que las divisiones de distribución tienen una campaña permanente para reducir el índice de fallas, apoyándose en analizar a fondo las causas de falla de los equipos.

De estos análisis se ha determinado que las causas principales son:

1.- Cortos circuitos en secundarios.
2.- Impulsos por rayo o maniobra.
3.- Sobrecargas

Debido a la primera causa se dañan aproximadamente el 50% de los transformadores, cuyos orígenes son principalmente, la longitud excesiva de secundarios, una protección inadecuada y la falta de mantenimiento del área de distribución.

Por lo que es necesario, continuar con la reducción de la longitud de los secundarios, ya que en años anteriores se tenía establecido 400 mts., a partir de 1976 se implantó la longitud de 250 mts. como máximo.

A la fecha aún quedan gran cantidad de instalaciones con 400 mts. lo que dificulta la protección del transformador.

Se deben incrementar los mantenimientos y mejoras a las redes de baja tensión, tales como poda de árboles tensionado de conductores y reemplazo al aumentar la carga.

Para disminuir la causa de falla debida al impulso por rayo o maniobra, se debe vigilar la reposición oportuna del apartarrayo y la correcta conexión a tierra de éste y el neutro del transformador.

Las sobrecargas se deben abatir con un control adecuado de la carga del transformador, para poder efectuar en forma oportuna aumentos de capacidad o mejoras a las áreas de distribución.

Por lo anterior, es necesario establecer un sistema oportuno de supervisión para vigilar estos aspectos, ya que de llevarse a cabo se logrará una reducción considerable del índice de fallas.

A mediano plazo consideraríamos los tres restantes.

d) Circuitos en operación con mala regulación.

Esto ocasiona fuertes protestas de parte de los usuarios al no tener un voltaje adecuado para la operación de sus aparatos eléctricos, principalmente los usuarios del tipo industrial.

Por lo que se hace necesario, revisar los programas que las divisiones tienen para mejorar los circuitos y supervisar que se lleven a cabo.

e) Protección inadecuada de los circuitos.

Por esta causa muchas veces se tienen interrupciones innecesarias, ya sea por una selección incorrecta del equipo de protección o mala coordinación de los dispositivos de protección existentes.

Este aspecto, es necesario que se mantenga actualizado en cada uno de los circuitos de distribución, cuando menos una vez al año.

Capacitación del personal que opera las redes.

Es de suma importancia el contar con personal idóneo para la correcta operación de las instalaciones, ya que muchas veces la falta de conocimiento para realizar trabajos y maniobras dan lugar a interrupciones innecesarias o a dejar las instalaciones en condiciones peligrosas que provoquen fallas posteriores o accidentes.

Por lo que es necesario, que la capacitación del personal se apegue al perfil del puesto que el trabajador

de distribución desempeña, siendo importante que para determinar o actualizar dichos perfiles participen los Ingenieros de Distribución que directamente son los responsables de la operación de las instalaciones.

4. Expectativas.

Toda red de distribución está integrada por los circuitos primarios (voltajes de 13.2, 23 ó 33 kV) con su equipo asociado y las áreas de distribución. Estas áreas de distribución se forman con el transformador de distribución con su equipo de protección, el circuito secundario de baja tensión (220/127 V.), las acometidas y los medidores de energía.

Tomando en cuenta que las áreas de distribución representan aproximadamente el 70% del costo de una red de distribución, el analizar las políticas actuales y proponer modificaciones a estas, bien planeadas y estudiadas, podrían redundar en mejorar el rendimiento de las redes.

Transformadores de Distribución:

En 1972, se tenían en CFE 74 300 transformadores de distribución tipo poste instalados. Diez años después, en el primer trimestre de 1982, hay 190,000 transformadores; es decir un aumento de 156%. (no se incluye a CLFC en liquidación).

Las experiencias de otros países en cuanto al índice de unidades dañadas por año respecto a las instaladas, es del orden de 0.66%.

En CFE estas cifras en los últimos 6 años, son como sigue:

AÑO	INDICE DE FALLAS %
1976	6.33
1977	6.67
1978	7.37
1979	5.96
1980	5.40
1981	5.11

En 1981, se tuvieron 187,611 transformadores instalados, 9590 fallados y un índice de fallas de 5.11%.

Según los datos anteriores, de 1976 a 1981, el índice de fallas bajó de 6.33% a 5.11%; en 6 años se redujo 1.22%.

Entre 1976 y 1981 los transformadores instalados aumentaron 66%, las unidades falladas aumentaron 34% y el índice de fallas se redujo solo en 1.22%.

Por lo anterior, la reducción del índice de fallas no es realista dado que el incremento anual de transformadores instalados, es mayor que el incremento anual de dañados.

En 1981, los 9 500 transformadores fallados tuvieron un costo de reparación aproximado de cuatro cientos millones de pesos, sin incluir los costos de mano de obra de personal de CFE y la energía dejada de vender.

El panorama expuesto, nos obligó a analizar las políticas en vigor en cuanto a protección del transformador, capacidad del mismo y longitud del secundario de baja tensión.

De las conclusiones que se obtuvieron se tomarán en el futuro las siguientes medidas; se habla en términos de futuro, dado que cambios de esta naturaleza, implican problemas de fabricación, de instalaciones existentes y presupuestales.

4.1 Las longitudes máximas de circuito secundario, de baja tensión serán de 100 metros con tendencia a que sean menores. Esto implica reducir la capacidad de los transformadores, aumentar el número de transformadores, aumentar cortacircuitos y apartarrayos, aumentar el circuito primario, reducir el conductor secundario en peso.

Al respecto se estudió una red típica en cuanto a costo de instalación. En la 1a. alternativa se utilizaron transformadores trifá

sicos sin límite de capacidad y secundarios de 250 metros.

en la 2a. alternativa se utilizaron transformadores -- trifásicos de 45 kVA como máximo y secundarios de 100 metros de longitud como máximo. La diferencia en costo entre las dos alternativas fué de 20% en más para la 2a. alternativa.

La diferencia de 20% en costo, es exclusivamente por inversión inicial, faltando evaluar la reducción de -- pérdidas y el aumento del perfil de voltaje.

4.2 La capacidad máxima de transformadores de distribución a instalar en lo futuro, será de 50 kVA monofásicos y de 45 kVA en transformadores trifásicos.

4.3 En los casos en que no pueda reducirse el circuito secundario a menos de 100 metros, se restringirá el uso del transformador trifásico por el problema de que en una falla de fase a tierra, la corriente en los embobinados primarios, es mayor que en la terminal de línea y por tanto su protección se reduce considerablemente dificultándose tremendamente la selección del fusible para su protección.

4.4 Se dará preferencia al uso de la distribución secundaria monofásica y por excepción al uso del transformador trifásico, salvo el caso en que no se proyecte circuito secundario de baja tensión.

4.5 Tanto para propósitos de coordinación de protecciones contra sobrecorrientes como para pruebas de aceptación, se tomará en cuenta las limitaciones de las curvas de daño mecánico y daño térmico, así como las atenuantes en los transformadores trifásicos de conexión delta-estrella aterrizado.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ASISTENCIA TECNICA A USUARIOS
PROGRAMA ESCUELA-INDUSTRIA

ING. GUSTAVO LOZANO PORTILLO

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

ASISTENCIA TECNICA A USUARIOS

PROGRAMA ESCUELA-INDUSTRIA

C O N T E N I D O:

I. INTRODUCCION.

Como es de ustedes conocido, la Comisión Federal de Electricidad es la empresa suministradora de energía eléctrica dentro del territorio nacional. El servicio a Usuarios se lleva a cabo en el área de Distribución mediante la aplicación de 12 Tarifas y un renglón de contratos especiales. Las Tarifas mencionadas toman en cuenta las características de las instalaciones por lo que respecta a tipo, carga conectada y demanda contratada, entre otras, para hacer la aplicación en la contratación.

El suministro se hace fundamentalmente en Baja Tensión a 220 Volts para usos residenciales y pequeña industria, en Tensiones de 13.2 y 23 KV, para mediana industria y de 34.5 hasta 110 KV para grandes consumidores.

Dentro de este marco de referencia, la situación del Sector al cual se le suministra la energía eléctrica en alta tensión, (Tarifas 8,11 y 12) es la de mayor consumo ya que el 55% de la energía eléctrica total generada en el país es utilizada por este grupo de usuarios, los cuales representan en número el 0.4 por ciento del total nacional. A este grupo hemos integrado el de Tarifa 3 para incluir los renglones de pequeños hoteles, restaurantes y comercios.

De las cifras de ventas hemos tomado los indicadores básicos por tarifa que presentamos a continuación:

	V E N T A S EN:			
	1979	1980	1981	
Tarifa 3	120	119	116	Millones de WH/usuario/año
Tarifa 8	560	531	532	Millones de WH/usuario/año
Tarifa 12	112700	117000	9900	Millones de WH/usuario/año.

Estos índices en sus valores más bajos superan en cientos de veces el consumo de usuarios de otras tarifas.

Las cifras mencionadas nos han servido para fundamentar que la racionalización del uso de energía eléctrica tendrá sus resultados más relevantes dentro de este grupo de mayores consumidores y cuyo número es realmente reducido, con los que es posible establecer un mejor control desde las fases de planeación hasta la culminación del programa.

Para la instrumentación del proyecto en el área de Servicios Turísticos se están efectuando estas reuniones. Se ha bosquejado la información de referencia con sus Asociaciones, se les informó sobre la Campaña que abarca el Programa Nacional de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PROHUREE) y las posibilidades de realizarla en su área de trabajo; todo lo cual ha sido aceptado con las mejores intenciones de llevarse a cabo.

Para poder concretar el plan de acción, se han obtenido los Recursos Humanos necesarios entre los alumnos más adelantados en los estudios de las carreras de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Tecnológico de Acapulco. A estos recursos se les acreditará su Servicio Social de acuerdo con las Autoridades de la Institución y mediante una capacitación preliminar intensiva, se espera llegar al nivel de conocimientos que requerirán en estos trabajos.

II. ANTECEDENTES.

Como antecedentes informamos a ustedes que el Programa de Uso Racional de energía eléctrica, tuvo su origen por el mes de Octubre de 1980, con la participación del Promotoriado Voluntario del Sector Eléctrico. Posteriormente durante el año de 1981, la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial dió a conocer la aprobación del Decreto correspondiente por el Ejecutivo Federal mediante el cual se instrumentaba el Programa de Energía cuyos fines principales se orientan a un uso eficiente de la energía en todos sus renglones.

Corresponde a la Comisión Federal de Electricidad la tarea de lograr una buena utilización de la "energía eléctrica" para lo cual la Dirección General autorizó la formación del grupo coordinador Nacional para el "Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica" (PROHUREE).

El PROHUREE dentro de su plan de acción, ha creado un Programa denominado ESCUELA-INDUSTRIA y ha correspondido a la División Centro Sur ser la iniciadora de estos trabajos coordinadamente con ellos y con la entusiasta participación de ustedes.

Con objeto de hacer una planeación consistente de las actividades a realizar, se ha requerido tomar en consideración un conjunto de factores que lo hicieran viable, entre los cuales destacan los que mencionamos a continuación:

1.-Se ha realizado un estudio preciso de los Usuarios de las tarifas 3 y 8 de la Zona Acapulco (No hay usuarios de tarifa 12 en esta Zona).

2. Se han determinado los principales datos de estos Usuarios sobre todo lo referente a comportamiento eléctrico.

3. Se les ha agrupado en forma homogénea, por tipo para su tratamiento y estudio.

4. Se están estableciendo las relaciones necesarias con el Sector de Servicios Turísticos, fundamentalmente por medio de sus Asociaciones para exponer el Programa, lograr su apoyo y su participación. (para este objeto estamos realizando esta reunión).

5. Se esta formando el grupo de Recursos Humanos suficiente para elaborar y realizar un Programa de trabajo adecuado que efectue el análisis, la evaluación y un dictámen sobre condiciones técnicas de operación y mantenimiento de sus instalaciones.

6. El trabajo mencionado se llevara a cabo en un tiempo razonable que permita establecer continuidad entre el estudio y sus resultados.

7. Está en desarrollo un mecanismo de control, que retroalimente, ajuste y verifique los eventos; las acciones determinadas y los resultados obtenidos.

Estos siete puntos fundamentales en el proyecto se estima cubrirlos en seis meses a partir del mes de Septiembre de este año hasta el mes de marzo de 1983.

III. MARCO DE REFERENCIA

Dentro de la División Centro Sur se consideró que la Instrumentación del proyecto debería llevarse a cabo con elementos locales que laboran en la Zona Acapulco; asignando los Recursos necesarios para asegurar las posibilidades de éxito en cuanto a los resultados que se espera obtener en este primer intento.

Como veremos más adelante la solución de cada uno de los puntos del Capítulo anterior, requerirá de la participación de diferentes grupos entre los cuales destacan por las labores que desarrollaran fundamentalmente; la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.), tanto desde el punto de vista Divisional como por el apoyo y participación de Oficinas Nacionales; quienes llevaremos a cabo los estudios preliminares, la coordinación de los trabajos, la capacitación de los Recursos Humanos, la asesoría, orientación y supervisión de las actividades y el financiamiento del proyecto. El Instituto Tecnológico de Acapulco (I.T.A.) quién proporcionara el material humano que llevara a cabo los trabajos operativos del proyecto. Las Asociaciones de Hoteles, Moteles, Restaurantes y Comercio en cuyo campo de acción se realizará el Programa de Trabajo. Además participaran algunos proveedores de equipo eléctrico mediante pláticas de orientación en campos muy especializados y con asesoría en algunas soluciones a problemas detectados.

El desarrollo de los trabajos se instrumentará de acuerdo a un Programa General, que contempla las actividades principales del proyecto, este Programa estará compuesto fundamentalmente por las siguientes tareas:

1. Un Seminario para sensibilización de los alumnos de las Carreras de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instrumentación y Control del I.T.A. para darles a conocer los fines del PROMURET y del Proyecto dirigido al área de Servicios Turísticos.
2. Condiciones sobre las cuales laboraran los alumnos del I.T.A. en el Proyecto (Convenio).
3. Reunión de trabajo con los Hoteleros, Restauranteros y Comerciantes para informarles los objetivos del Programa PROMURET, la forma en que se ha planeado el proyecto en el área industrial, el Plan de Acción y de acuerdo a estos planteamientos obtener el acceso a sus instalaciones y su apoyo.
4. Autorización para el Programa y su Costo Estimado.

Cubiertos los puntos anteriores que corresponden a la propuesta del proyecto a alto nivel, se procedera a implantar el Programa en todos sus detalles.

IV. DESARROLLO

En función a los siete puntos que se mencionan en el Capítulo II y que son básicos, se efectuaran las siguientes actividades:

— En el archivo maestro de facturación con que se cuenta en el Centro de Proceso de Datos de la División, se encuentra contenido el historial y las referencias de cada usuario, con abundancia de información; esta información nos ha sido muy útil presentada en formas diferentes para obtener los datos necesarios para hacer el análisis de cada uno de los usuarios y mediante el mismo cubrir los requisitos de nuestra planeación preliminar.

— También se requiere una relación con los datos de Razón Social, ubicación y tipo de Industria de Servicio Turístico, la cual deberá proporcionar la Asociación.

Con esta información se elaborará el Programa de rutas para visitar las instalaciones procurando darle preferencia a las que tienen consumos más elevados.

— Otro listado clasificado para consulta rápida, facilitará obtener información preliminar muy importante ya que en el mismo se tienen los datos sobre fecha de contratación, carga conectada, demanda contratada, demanda en vigor, demanda del último mes de facturación, consumo del último mes de facturación, consumo promedio anual, facturación del último mes, facturación promedio anual, costo medio de kilowathora, valor del factor de potencia y factor de carga.

Estos datos nos permitiran hacer una selección de las industrias de acuerdo a ciertos indicadores de las que muestran anomalías en su operación.

— En forma complementaria para redondear el estudio preliminar se hara una tercer clasificación por grupos homogéneos, la cual se puede obtener de la codificación de las mismas por tipo y Sector, mediante la aplicación de la clave de Sector y Subsector.

— La selección que se forme en la Zona de Ixtapa estará integrada por los usuarios de las Tarifas 3 y 8. Se estima una relación de 40 usuarios.

— Con el fin de detallar e informar sobre los trabajos, se efectueran algunas reuniones y se empezará a esbozar el Programa en todos sus puntos, con lo cual se ajustaran algunas acciones, se plantearan fechas de ejecución y se estimaran los beneficios que se espera del proyecto.

— Como se menciono anteriormente uno de los problemas mas serios es el de contar con Recursos Humanos suficientes, bien preparados y con la experiencia necesaria para el desarrollo de las labores operativas de este Proyecto. A esta parte se le da solución con la participación de los pasantes y egresados del Tecnológico de Acapulco, quienes con el desarrollo de estas labores, cubririan su servicio social.

Las visitas y evaluaciones se realizaran en una etapa para todo el grupo de usuarios.

Una parte importante del Programa por su influencia en los resultados es la preparación del grupo y de sus etapas de trabajo, esta fase se llevará a cabo en la siguiente forma:

1. Se han organizado 10 pláticas de acercamiento al grupo seleccionado, para profundizar en el objetivo de el Trabajo -- PROMUREE ESCUELA - INDUSTRIA, en estas sesiones se les hablará en términos generales de la organización, funciones y ámbito de influencia del Sector Eléctrico y de las labores que llevaran a cabo.

2. Se tendrán entrevistas personales con cada uno de los estudiantes para conocer un poco su comportamiento y sus inquietudes.

3. Se llevará a cabo un Programa de Capacitación dirigida a aspectos de aplicación práctica para el desarrollo de los trabajos en las Areas de utilización de energía eléctrica y de acondicionamiento ambiental. Que corresponde primordialmente a las instalaciones que operan los hoteles.

4. Con el desarrollo de los trabajos de preparación mencionados, se iniciará la primera etapa del plan, en función de grupos especificandoles concretamente la forma en que desarrollaran sus funciones.

— Se coordinará asesorará y supervisará en forma continua con personal especializado de la C.F.E.

— Con el fin de obtener la máxima utilidad de los recursos y de que ellos mismos adquirieran una experiencia positiva ya que se encuentran en fase de realización de su carrera, se les impartirá principios de algunos aspectos muy específicos y se les motivara mediante proyecciones.

— La siguiente etapa ya contando con las bases suficientes, consistirá en la preparación de los trabajos que se llevaran a cabo en las instalaciones de los hoteles con su anuencia y

coordinación procurando contar con todos los elementos que propocien un resultado eficiente.

Se tienen diseñados formatos para recopilación de datos; para seguir recorridos dentro de las instalaciones, para obtener croquis y diagramas, para resumenes y para reportes. Todo este material se reunirá y adecuará para formar el manual correspondiente.

— El paso siguiente consistirá en la elaboración definitiva, de la relación de usuarios que autorizaran la visita.

— Antes de iniciar las visitas se llevaran a cabo un recorrido a ciertas instalaciones de la C.F.E. para que los alumnos conozcan en forma general sus diferentes partes y se les mostrará algunos equipos para facilitar su identificación.

— A partir de este momento,se pueden iniciar las visitas a los usuarios para recopilar la información previamente definida; la cual, incluye datos operativos de la misma, entrevista con personal de operación y mantenimiento, recopilación de algunos datos sobre recibos de facturación, fechas de instalación, comportamiento y programa de mantenimiento preventivo.

— De acuerdo a la estimación anterior la etapa de visita a las instalaciones deberá ser completada en un periodo de 12 semanas. En cuyo tiempo se podrá visitar y evaluar 30 usuarios.

Sin embargo, se plantea la necesidad de establecer evaluaciones parciales, con el objeto de no esperar hasta el final del Programa ya que en eso forma entre las visitas y el reporte quedaría un periodo muy largo que podría desviar los resultados o hacerlos poco oportunos.

— Las actividades anteriores se completaran con los reportes parciales a la C.F.E. y al I.T.A. Así como un informe, evaluación, diagnóstico y recomendaciones a los usuarios visitados.

— La supervisión de los trabajos se llevará a cabo en forma continua, además se ha preparado un presupuesto y la orden respectiva para gastos de transportación, ayuda de alimentación, papelería, articulos de oficina, copias y fotografías y se planea el apoyo de tipo secretarial requerido durante el desarrollo del proyecto.

V. SITUACION ACTUAL.

Los eventos de este programa se iniciaran a partir del mes de octubre del presente, se ha establecido cuidadosamente un programa de fechas con el objeto de tener un control adecuado de las etapas y los recursos.

En vista de que hemos desarrollado un programa similar en el área de Morelos para nuestros usuarios en las tarifas 3 y 8 en el cual estamos en la fase de evaluación de resultados, contamos ya con esta valiosa experiencia la cual ponemos a disposición de la industria de Servicios Turisticos de este lugar, así como algunas personas que laboraron en el proyecto anterior, han sido asignados al que se realizará aquí, por lo que estamos ciertos de que tendremos resultados muy positivos al contar con su colaboración y la de las personas que nos proporcionará la información necesaria para realizar estos trabajos.

Hecos tratado de homogenizar y mecanizar estos trabajos con el objeto de proporcionar a ustedes un "Servicio Técnico" más efectivo y en el menor tiempo posible, sin embargo no se pasará por alto ningún detalle importante, aún cuando salga fuera de programa En este proyecto; por lo que concierne a la evaluación de sus instalaciones, debemos informarles que se aplicaran algunos indices de comportamiento que mediante parámetros permiten estimar - desviaciones y posibles anomalías.

Los indicadores mencionados facilitan proporcionar las recomendaciones de tipo general, lo cual hemos enfocado a las áreas principales dentro de las industrias en la forma siguiente:

1.- TRANSFORMACION.

Determinación de la capacidad de transformación contra carga ins-

talada y demanda, verificación de la antiguedad y estado del equipo instalado en alta tensión.

Programas de prueba y mantenimiento, en forma especial para transformador, interruptor y apartarrayos

2.-TABLEROS DE PROTECCIONES Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCION PRIMARIA EN BAJA TENSION.

Verificación de capacidades y coordinación de Protecciones.

3. INSTALACIONES DE FUERZA (MOTORES Y RECEPTACULOS).

Verificación de las condiciones de operación de motores (carga mecánica).

Instalación de capacitores para rectificar el factor de potencia. Revisión de protecciones y arrancadores adecuados a la capacidad de los motores.

Confirmación de las características apropiadas de motores de - acuerdo a condiciones y tipo de operación.

4. INSTALACIONES DE ALUMBRADO Y CONTACTOS.

Revisión de niveles de iluminación y equipos adecuados al tipo de trabajo por desarrollar.

Verificación de control y carga en circuitos de alumbrado y en circuitos para contactos.

Confirmación de una forma apropiada para la iluminación de áreas durante los periodos de trabajo.

5. ASPECTOS GENERALES.

Dentro de este renglón se han considerado las partes correspondientes a canalizaciones, tuberías, cajas de conexiones, alimen-

tadores y circuitos de distribución, dispositivos y equipos especiales, así como sistema de tierras y pararrayos.

En todos los puntos mencionados anteriormente se ha tenido especial cuidado en verificar las condiciones de operación y los trabajos de mantenimiento preventivo, para determinar la evaluación.

6. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS.

En este apartado se incluye las condiciones originales del contrato de suministro de energía eléctrica por lo que respectan a fecha, carga conectada, demanda contratada y consumos.

Verificación de la facturación durante períodos anuales.
Verificación de los índices de crecimiento de cada empresa por lo que respecta a carga instalada, demanda real y factor de demanda.
Revisión del valor del factor de potencia durante el período de un año.
Importe de la facturación en período anual y determinación del precio medio del KWH CONSUMIDO.

Verificación de las condiciones de operación sobre todo por lo que corresponde a la demanda de energía eléctrica durante ciclos representativos, por tipos de industrias homogéneos.

7. DETERMINACION DE LOS INDICES.

Mediante un programa en computadora se obtienen los valores para poder hacer la evaluación y sus recomendaciones, fundamentalmente por lo que se refiere a:

A. Fecha de iniciación de operaciones.
B. Carga instalada original y actual (índice de crecimiento)
Ya tomando en cuenta las modificaciones de las tarifas que en este renglón benefician a los usuarios, el índice D considera

D. Carga instalada contra demanda real. (factor de demanda)
E. Capacidad de transformación contra demanda real. (índice aprovechamiento).
F. Demanda media por horas de operación contra demanda máxima por hora (factor de carga).
G. Número de horas de operación por períodos típicos.
H. Valor del factor de potencia durante un ciclo y actual.
I. Costo medio del KWH consumido.
J. Consumo de energía eléctrica contra volúmen de producto, para un período considerado. Indice de consumo por unidad de producto.
K. Facturación de energía eléctrica contra volúmen de producto en un período establecido. Indice de costo directo por consumo de energía eléctrica.

Los factores presentados en este inciso se usarán en primera instancia para hacer la evaluación y recomendaciones a ustedes con el objeto de mejorar sus condiciones operativas, de mantenimiento y hacer un aprovechamiento de la energía eléctrica que consumen, tratando de optimizar su eficiencia y costo.

Sabemos que se encontrarán nuevos indicadores y argumentos más efectivos para poder hacer mejores recomendaciones conforme estos trabajos se vayan llevando a cabo con mayor frecuencia y con la participación de su personal especializado, cuyas experiencias quedarán en esta forma capitalizadas.

8. CONTROL

Por su importancia, lo mencionamos únicamente, en vista de que aún no se desarrolla ningún proyecto específico para esta parte; lo cual nos permitirá evaluar y medir los resultados de estos programas.

En términos generales, se ha bosquejado unicamente esta posibilidad, con la información con que se cuenta en el archivo maestro de facturación, del cual se piensa obtener una copia con ciertos datos de uso para estos fines y completarlo con la información que se vaya generando en el desarrollo del proyecto y con la que se registre sobre consumo y comportamiento.

Se ha estudiado la factibilidad de mecanizar estos programas los cuales son sencillos y pueden proporcionarles información muy interesante para este y otros fines.

NOTA: Por su importancia en las instalaciones que ustedes operan hemos agregado dos aspectos:

1. Uso de instalaciones para control ambiental que incluye el sistema para aire acondicionado y refrigeración.
2. Instalación de dispositivos apropiados para un uso eficiente de la red de distribución con doble alimentador para minimizar interrupciones.

VI. PROPOSICIONES Y CONCLUSIONES.

Tomando en consideración la importancia que ya hemos mencionado del Sector representado por ustedes, como usuarios de energía eléctrica y de acuerdo a las proporciones que guardan sus consumos con respecto a de los demás usuarios, se debe tener en cuenta la influencia que su sector tiene dentro de los Programas de Uso Racional de Energía y en forma especial de la energía eléctrica ya que de antemano sabemos que una consecuencia lógica de un buen uso de la misma será la disminución en consumo y el ahorro económico para ustedes mismos.

En la planeación y desarrollo del proyecto se ha notado un gran interés por parte de sus representantes, y conforme se ha avanzado en las actividades y se ha demostrado la seriedad de este trabajo, se ha llegado a establecer un diálogo permanente

Por lo anterior las autoridades de la Comisión Federal de Electricidad han accedido para que en forma integrada al Programa para Uso Racional de la Energía Eléctrica, por medio de la División Centro Sur, ponga a su consideración y al servicio de la Industria hotelera de restaurantes y comercio los elementos con que contamos cuyo costo en el caso de Auditorías Técnicas prestados por Despachos, Empresas o Profesionistas resultaría muy honeroso.

Hemos visto en otras intervenciones las posibilidades de un uso racional de energéticos; la necesidad de lograrlo al menor plazo posible; los beneficios reales en otras empresas y consideramos que el punto de partida esta en poder realizar en estos momentos la Auditoría Técnica a las instalaciones para determinar sus condiciones y a partir de ellas llevar a cabo los planes más idóneos para lograrlo.

Nos satisface haber iniciado estas acciones y esperamos que ustedes las secunden para que en un tiempo razonable encontremos juntos las soluciones que aportarán a ustedes beneficios económicos y a nuestro País una gran ayuda en la escalada actual por estabilizar nuestros problemas financieros y de agotamiento de recursos no renovables.

Las proposiciones más concretas que se derivan de esta comunicación se pueden resumir en la siguiente forma:

1. Es evidente que existen aspectos generales, que afectan en un alto porcentaje la operación y mantenimiento de sus instalaciones, para ello se requiere instrumentar una buena planeación y supervisión dentro de las propias instalaciones y la actualización constante de sus proyectos, este servicio es el que Comisión Federal de Electricidad les esta ofreciendo como una aportación al uso eficiente de los energéticos y de sus instalaciones.
2. No se cuenta actualmente con un mecanismo que permita tener una comunicación constante con ustedes para revisar entre otra sus condiciones de carga, demanda y consumos y poder orientarlos en todas sus dudas y expeditar sus problemas. Sería conveniente la evaluación permanente y la notificación cuando estas características varíen y se haga necesaria su reconsideración.
3. En vista de no tener sistemas de evaluación para el consumo, por bloques, que nos permita conocer el comportamiento de áreas definidas, pero que sin embargo si se cuenta con la información necesaria; ya se ha iniciado un proyecto para concretar el procedimiento que nos proporcionara estos datos

tan importantes y con ello conocer el comportamiento y seguramente el resultado de esta Campaña.
4. Una consecuencia positiva durante el desarrollo de estos trabajos ha sido la formación de los Comités tanto por parte de la C.F.E., como por parte de los usuarios, quienes establecen el programa coordinado para llevar adelante la solución de los problemas que como suministrador y usuario se presentan normalmente.

   En forma extraordinaria a solicitud de sus representantes se les proporcionara asesoría con los recursos de la Industria Eléctrica para la buena utilización y manejo de sus instalaciones.
5. Nuestra proposición más sobresaliente es en el sentido de ampliar esta Campaña a otros ámbitos, mejorarla de acuerdo a las experiencias que se vayan teniendo, dotar a los recursos que participan de los elementos necesarios para medir resultados y llevar registros que permitan evaluar, difundir y en su caso obtener orientación para su mejoramiento

   Tenemos una petición que hacer a ustedes que consiste en la necesidad que hay para poder conocer los resultados de este proyecto, dado que en él se están poniendo en juego una gran cantidad de recursos cuyo desperdicio no podemos permitir.

   Lo anterior es poder contar con los datos de utilización de la energía en unidades medibles, para establecer una base de comparación con la cual se valuaran los esfuerzos y decisiones tomadas en función al estudio original.

Nuestras conclusiones sobresalientes se situan en tres puntos que son:

1.- Se ha establecido una estrecha relación con el núcleo de usuarios más importante; en tales condiciones se considera el momento más propicio para resolver todos los problemas de la parte que corresponde al buen uso de energía eléctrica y algunos otros laterales.

2.- Se ha establecido una forma de trabajo con el Sector Estudiantil que modifica y mejora las tradicionales bajo las cuales se desarrollaban el Servicio Social y las Prácticas Profesionales, con la forma actual se lograra un mejor nivel de aprovechamiento en las técnicas de Ingeniería y en otros aspectos.

3.- Los trabajos que se desarrollan, son de gran relevancia, tienen una proyección que no se había intentado anteriormente y sus resultados son de importancia vital en la situación actual, en nuestro medio y para nuestro País.

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 ELECTRICA

ING. MANUEL DE DIEGO

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA.

C O N T E N I D O:

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERIA UNAM.

PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA.

ING. MANUEL DE DIEGO MUÑOZ

OCTUBRE DE 1982.

RESUMEN

El presente trabajo ofrece un panorama de la problemática que concierne a los energéticos en general y, en particular, a la energía eléctrica, en nuestro país.

Se plantean en forma específica las consecuencias de las altas tasas de crecimiento en el consumo de la electricidad, como son: Un programa de obras acelerado y un programa de inversiones muy cuantioso que escapa a cualquier previsión si los precios de la energía no son acordes con los costos.

Las soluciones propuestas se basan en la racionalización de la producción y uso de la energía, y se pone énfasis en los beneficios que obtienen los usuarios, el Sector Eléctrico y el país.

Finalmente, se formula una invitación a la ingeniería mexicana para participar en las actividades que ofrece el amplio campo del uso racional de la energía eléctrica.

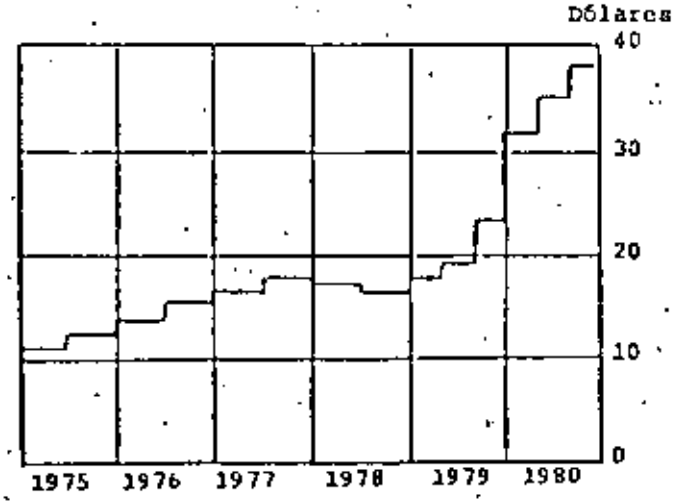
1.- Introducción

1.1. La Crisis de energéticos.

La inquietud mundial por la crisis de energéticos se inició aproximadamente hace trece años, período en el que el precio medio internacional del petróleo ha cambiado de 2.5 dólares por barril que tenía en 1969 hasta 34 dólares por barril en el año de 1980, lo que representa un incremento anual de 27%. A partir de entonces se tomó conciencia de que los recursos en hidrocarburos son finitos.

GRAFICA No. 1

PRECIOS DE PETROLEO CRUDO (1)



1.2. Repercuciones del precio del petróleo.

El aumento constante del precio del petróleo se ha reflejado en precios crecientes de otros bienes de consumo y de bienes de capital y entre ellos los equipos materiales y maquinaria que se utilizan en los procesos industriales y en las empresas de servicio público de energía eléctrica.

Como resultado de la escasez de energéticos a nivel mundial y el aumento de precio, diversos países se han abocado a la realización de estudios sobre la conservación de energía y racionalización en el uso de la energía por parte de los diferentes sectores del quehacer humano.

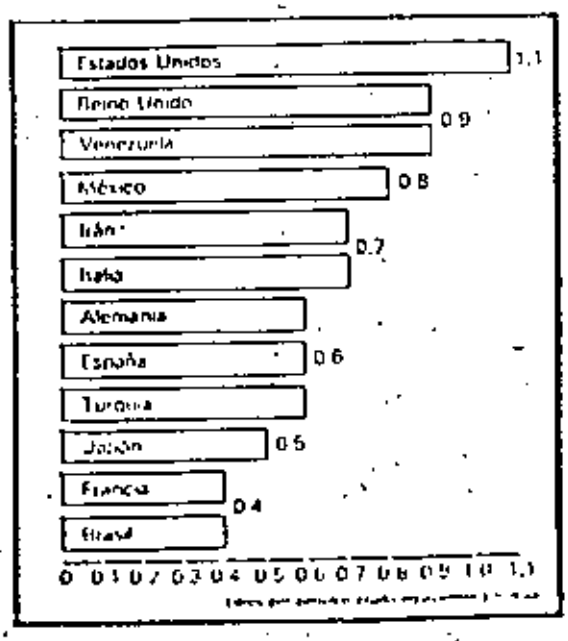
En Estados Unidos, Canadá, España y otros países europeos, se han elaborado programas poniendo énfasis en el control de la demanda de energía como factor que garantice un suministro adecuado de la misma y ya se dejan sentir los efectos de esta política con resultados altamente satisfactorios.

1.3. ¿Cuál es la situación del país en materia de energía?

Con el fin de establecer un marco de referencia de la intensidad del consumo de la energía en México, en la gráfica No. 1 se presentan los valores de diversos países. (2).

GRAFICA No. 2

Consumo de energía primaria por unidad de producto interno bruto en diversos países

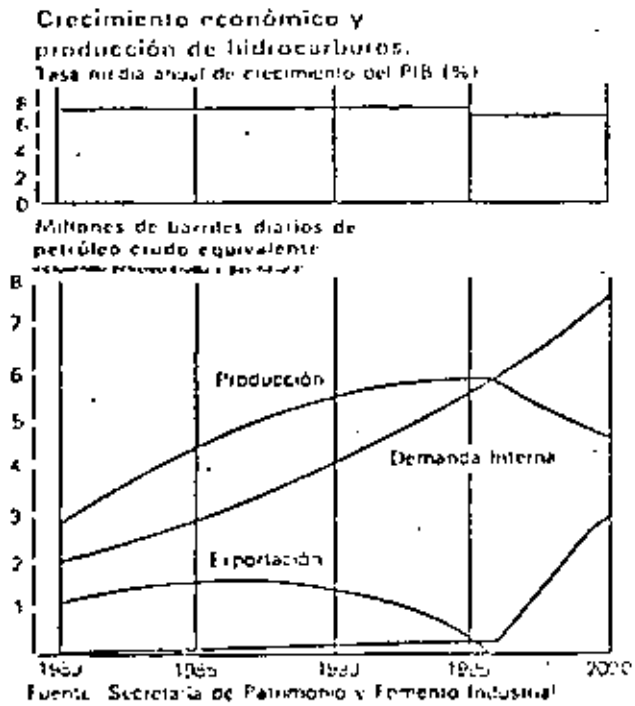


Basta observar la gráfica No. 2 para apreciar que en México consumimos más energía por unidad de producto interno bruto que en otros países como Italia, Alemania, España, Japón, Francia y Brasil, no obstante nuestro nivel de industrialización y contar con un clima más favorable en términos generales.(2)

Por otra parte, nuestras reservas probadas de energéticos son limitadas y si queremos mantener nuestro ritmo de desarrollo, debemos desde ahora actuar eficazmente para alargar su duración, ya que de no hacerlo así, en poco más de 10 años estaremos enfrentando problemas por su agotamiento -según puede apreciarse en la gráfica No.3-, y viéndonos en la necesidad de cubrir su déficit con importaciones a costos por demás elevados, dada la escasez mundial que se prevé para entonces.

El desequilibrio que se produciría en nuestra balanza de pagos, al trocar la percepción de divisas por una erogación en este renglón, afectaría gravemente nuestra economía y condiciones de vida.

GRAFICA No. 3



2.- El Uso Creciente de la Energía Eléctrica.

2.1. La demanda

En el momento de consumir energía eléctrica, se efectúa una demanda por la misma. La suma de los consumos en un momento dado, equivale a la demanda instantánea.

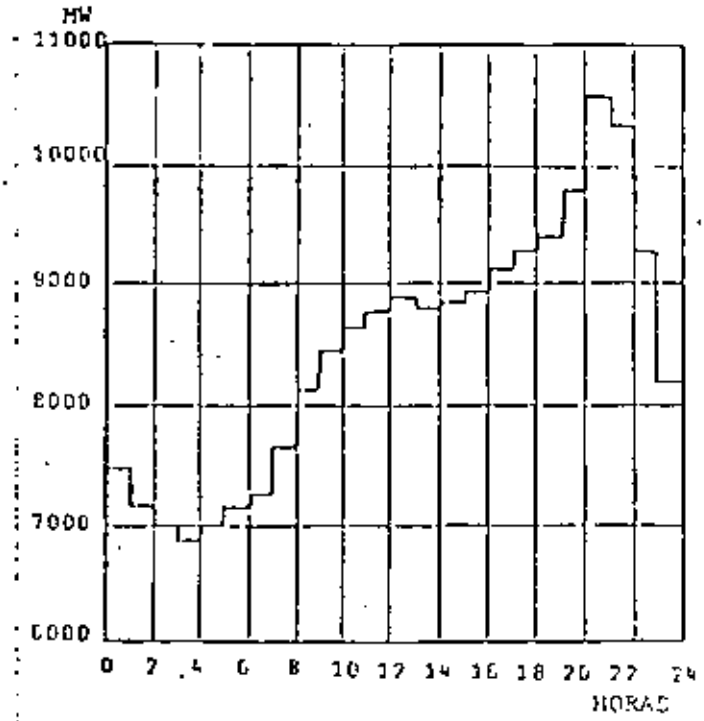
2.2. Curva típica de Carga. (4)

Los patrones de conducta en la utilización de la energía eléctrica, por parte de los usuarios, dan como resultado la curva típica de demanda de electricidad, conocida generalmente, como curva típica de carga, tal como se presenta en la gráfica No. 4.

GRAFICA No. 4

CURVA TIPICA DE CARGA PARA EL VERANO, DIA HABIL.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, AÑO 1981

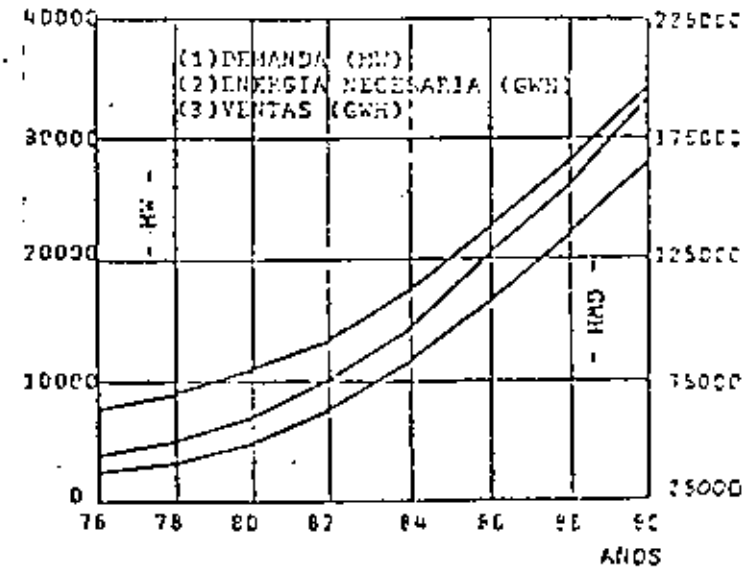


2.3. Pronóstico de la demanda y la energía necesaria.

La demanda de electricidad es creciente, tanto por el mayor uso en instalaciones existentes, como por la electrificación de nuevos poblados y el suministro a nuevos usuarios. En la gráfica No.5 se muestra la demanda, la energía necesaria y las ventas totales (5) para el período histórico 1976-1980 y los pronósticos hasta el año 1990.

GRAFICA No. 5

PRONOSTICO DE LA DEMANDA, DE LA ENERGIA NECESARIA Y DE LAS VENTAS



2.4. Tasas de crecimiento y programa de obras.

Nuestro país ha sostenido durante un largo período una alta tasa de crecimiento en la utilización de la energía eléctrica, de hecho se ha mantenido en el rango de 10% de incremento anual promedio (6). Por lo que se pronostica que la capacidad instalada de 15 millones de KW en 1980, llegará a 100 millones de KW para el año 2000, y de los 62,000 millones de KWH de generación de energía, se generarán 550,000 millones de KWH para el año 2000, es decir, el Sector Eléctrico deberá satisfacer en el año 2000 aproximadamente nueve veces la energía del año de 1980.

3.- Grandes Inversiones para satisfacer la Demanda de Electricidad.

3.1. Programa de inversión.

Para llevar el servicio eléctrico a las poblaciones cada vez más alejadas y satisfacer los incrementos en la demanda de los usuarios actuales, se requieren de cuantiosas inversiones para la instalación de centrales eléctricas, líneas de transmisión, subestaciones y líneas de distribución.

A manera de ejemplo, se puede mencionar que para el período 1980-1990, se tiene programada una inversión del orden de 592 754 millones de pesos (pesos de enero de 1982), considerando únicamente los conceptos antes citados (7).

3.2. Costos de Operación y de Financiamiento.

La planeación y construcción de las obras eléctricas deben ser adecuadas a fin de tomar en cuenta las previsiones necesarias para satisfacer la demanda y no entorpecer el desarrollo del país, pero es evidente que el costo de la operación y del capital puede incrementar el precio de la energía hasta alcanzar niveles insospechados, por lo que el problema en realidad es de tipo económico.

En los últimos años el costo del dinero se ha incrementado notablemente hasta límites increíbles, ya que en la actualidad los bancos están ofreciendo el 54% de interés sobre los depósitos de dinero a plazo fijo. Sin embargo, con el fin de evaluar el costo financiero que en un año determinado podría tener la inversión de 592 754 millones de pesos, mencionados anteriormente, dadas las condiciones especiales que se obtienen de sus fuentes de crédito extranjero, se puede considerar una tasa de interés relativamente baja del 30%, lo que equivaldría a un gasto de 177 000 millones de pesos.

3.3. El costo y el uso racional de la energía eléctrica.

Ante los altos costos financieros, el Sector Eléctrico se enfrenta a esta disyuntiva: el usuario paga los costos reales de la energía eléctrica, o el Gobierno continúa subsidiando el precio de la energía eléctrica.

Desde el punto de vista de una economía libre, el subsidio no es recomendable, porque favorece el uso ineficiente de la energía eléctrica y el despilfarro de los recursos con que cuenta el país.

Para resolver esta problemática, se considera que debe buscarse otra opción, y ésta se encuentra en la promoción del uso racional de la energía eléctrica.

4.- Soluciones Opcionales

4.1. Programa de energía (3)

México ha elaborado su Programa de Energía, el cual se encuentra dentro del marco del Plan Nacional de Desarrollo Industrial, con el objetivo principal de apoyar al desarrollo económico nacional.

El Programa contiene metas concretas para el año 1990 y con un horizonte de referencia al año 2000.

Dentro de las metas para el año 1990, se encuentran las correspondientes al crecimiento económico, a la producción de energía, a la estructura de la demanda y a la contribución de las políticas del Programa al ahorro de energía primaria.

El pronóstico de la demanda interna de energía primaria para el año 1990 con la proyección base, es de 5.4 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente, y el valor correspondiente según la proyección del Programa, es de 4.4 (Mbdpe), por lo que la meta de reducción en el consumo total de energía primaria por medio del uso racional, sería de 1.0 (Mbdpe). Esto representa un 19% con relación al total.

Al sector eléctrico corresponde reducir su consumo (mejorando la eficiencia) en 13% para el mismo año de 1990, lo que equivale a consumir 208 TWh en vez de los 239 TWh pronosticados con la proyección básica.

4.2. El Programa Nacional de Uso Racional de la Energía Eléctrica. (3)

El Programa Nacional de Uso Racional de la Energía Eléctrica representa la integración de esfuerzos y voluntades con el fin de promover el mejor aprovechamiento de la energía eléctrica entre todos los usuarios del país, agrupándolos según sus características particulares.

Participantes.- En el campo del Programa que comprende a las empresas productoras de bienes y servicios, participan éstas en forma individual y a través de las cámaras y asociaciones; participan también los fabricantes, proveedores y contratistas de maquinaria y de equipos eléctricos, conjuntamente con las instituciones de enseñanza superior y de investigación, las asociaciones profesionales y las diversas entidades involucradas por parte del sector público.

Objetivos.- Los objetivos específicos del Programa son los siguientes:

- Propiciar el aprovechamiento eficiente y seguro de la energía eléctrica.

- Coadyuvar a la optimización del rendimiento de las inversiones necesarias para dicho aprovechamiento.

- Permitir que los recursos liberados como consecuencia del logro de los dos objetivos anteriores, sean canalizados hacia áreas prioritarias para el desarrollo.

Beneficios.- El Programa significa beneficios para el país y para el Sector Eléctrico, así como para los usuarios de la energía eléctrica, según se explica a continuación:

- Para el país, porque gracias al uso racional de la energía eléctrica se evitan los perjudiciales dispendios de recursos energéticos y económicos que requiere su desarrollo, pudiendo éstos aplicarse a la satisfacción de necesidades reales de su población, con las consiguientes mejorías en la reducción de presiones inflacionarias, en su productividad y en su nivel de vida.

- Para el Sector Eléctrico, porque al irse logrando un uso más racional de la energía eléctrica, se mejorará el factor de carga de sus instalaciones, contribuyéndose así a obtener, con menores costos, una mayor calidad y continuidad del servicio.

- Para cada usuario, porque además de compartir los beneficios anteriores, al aumentar la eficiencia en el uso de la energía eléctrica abatirá el monto de su facturación y, por lo tanto la incidencia de éste en el costo de producción.

Plan de Acción.- El desarrollo del Programa, y consecuentemente, el logro de los beneficios derivados de sus objetivos, en términos generales descansa en el siguiente Plan de Acción:

Difusión: Este es el primer paso a dar para lograr la toma de conciencia de todos las personas que puedan llevar a cabo acciones encaminadas a la consecución de los objetivos del programa y a la obtención de sus beneficios. Usualmente se disponen para estos fines de tres tipos de medios de comunicación:

- Comunicación masiva: radio, TV, prensa, etc.

- Envío selectivo de mensajes: folletos, volantes, carteles, artículos y otros impresos.

- Comunicación personal: pláticas, conferencias, seminarios y reuniones en general. Por su mayor posibilidad de interacción, es preferible este último medio en cuanto a su efectividad para la involucración de las personas, máxime si se apoya con audio visuales y material impreso adecuado; aun cuando los otros dos medios son también elementos muy valiosos para la difusión del programa.

Estructura operativa.- Como todo plan de actividades que pretende abarcar un amplio sector por medio de comunicaciones personales en ambos sentidos, es indispensable la creación de una estructura operativa en forma piramidal. En el caso que nos ocupa, ésta existe en las propias agrupaciones empresariales y en las instituciones que participan en el Programa.

Información.- Adicionalmente a la implícita en la difusión del Programa, cabe resaltar la información sobre los aspectos necesarios para su instrumentación, para la implantación de medidas y para las evaluaciones técnico-económicas correspondientes. A este efecto, destacan fundamentalmente los siguientes medios:

- El "Manual Básico para el Uso Racional de la Energía Eléctrica".

- Las visitas de orientación promovidas por las agrupaciones empresariales o profesionales, mismas que pueden organizarse con la colaboración de entidades de enseñanza superior, dentro del marco de Planes Escuela-Empresa.

- La promoción de relaciones entre usuarios y proveedores de bienes y servicios relacionados con el uso racional de la energía eléctrica.

5.- Beneficios por el Uso Racional de la Energía Eléctrica.

5.1. Estructura del Consumo de energía eléctrica.

Todos podemos y debemos mejorar considerablemente nuestra eficiencia en el uso de la energía eléctrica.

A continuación se analizan las posibilidades que tienen algunos grupos de usuarios de liberar energía si toman medidas para mejorar la eficiencia en el empleo de la electricidad.

GRAFICA No. 6

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA Y NUMERO DE USUARIOS DE CADA SECTOR EN EL AÑO 1981 (8)

SECTOR	CONSUMO GWH	%	USUARIOS MILES	%
Industrial (*)	19 606	34.31	47.00	0.45
Gran Industria	10 454	18.33	0.10	--
Doméstico	11 233	19.65	9003.00	86.63
Servicios y Pequeño Comercio	4 845	8.49	1260.00	12.13
Alumbrado Público	1 854	3.25	26.00	0.25
Bombeos	5 891	10.33	55.00	0.58
Minas	3 183	5.58	0.32	--
TOTAL:	57 044	100.00	10391.42	100.00

(*) Incluye gran Comercio

5.2. Posibilidades para el Sector Industrial.

Como se puede observar, el sector industrial y el gran comercio ofrecen mayores posibilidades de influir positivamente en otros sectores al mejorar su eficiencia en el uso de la energía, porque su consumo es del 53% del total, y el número de usuarios es reducido, apenas el 0.45%.

Por informes de otros países y de algunas empresas en México, se sabe que se puede aumentar la eficiencia en el uso de la energía eléctrica en un rango de 15 a 30% en las plantas industriales. El incremento en la eficiencia reduce el consumo de energía y consecuentemente el pago de la misma.

Esta reducción de consumo ha permitido a algunas industrias mantener constante el gasto anual en pesos por concepto de energía eléctrica, a pesar del incremento en las tarifas de la electricidad.

El consumo de los dos primeros grupos de la Gráfica No. 6, es la cantida de 30 060 GWH, con un importe de 78 893 millones de pesos para 1981. Si el ahorro fuera tan sólo del 10%, éste representaría un beneficio adicional de 3 000 millones de pesos para la industria, considerando que la disminución fuera proporcional.

5.3. Reducción en el consumo de energéticos.

El consumo de energía en el Sector Eléctrico durante el año de 1981, fue 37 140 x 10^9 K cal. (8), con un valor interno a precios nacionales de 8,160 Millones pesos. Si a raíz de las campañas de uso eficiente de la energía eléctrica se pudiera disminuir el 10% del consumo, ello representaría 816 Millones de pesos de reducción en el costo de generar la electricidad. Para el país el valor de este ahorro sería de 5 o 6 veces más, si se considera a precios internacionales.

5.4. Evaluación de la reducción del pico de la demanda.

Se ha elaborado un estudio (9) para evaluar la disminución del valor del pico de la demanda para el período 1980-2000.

La reducción de la demanda en 10% significa una reducción de 3 726 MW, que equivale a un ahorro en inversión de 56 040 millones de pesos correspondientes al costo de las centrales eléctricas diferidas (considerando 615,000.00 por MW instalado). El costo financiero correspondiente asciende a 16 812 millones de pesos a una tasa de interés del 30%.

En resumen, el incremento de la eficiencia en el uso de la energía eléctrica traerá como consecuencia una reducción, tanto en el consumo como en la demanda de electricidad, con el consiguiente beneficio económico para los usuarios y la reducción de costos para el Sector Eléctrico. Esta reducción de costos podría traducirse en menores presiones para la modificación de las tarifas de la electricidad, ya que el Sector Eléctrico no persigue, por ley, el lucro en la prestación de servicios.

6.- Apoyos Necesarios

6.1. Asociaciones y Colegios de Profesionales.

El ingeniero por su formación y preparación técnica está abocado a la transformación de los recursos naturales en beneficio del hombre. En consecuencia, una vez que se dispone de la energía eléctrica, es fundamental que encamine sus esfuerzos al estudio de su uso eficiente, a fin de que no se derroche los recursos empleados para obtenerla, que corresponden a magnitudes muy elevadas según se mencionó anteriormente.

Por lo anterior, se invita a la ingeniería del país a participar activamente en el uso racional de la energía eléctrica a través de las actividades siguientes:

- Investigación de métodos y procedimientos para el uso eficiente de la energía eléctrica tanto nacionales como extranjeras.
- Divulgar por cuantos medios modernos proporcionan los sistemas de comunicación, su conocimientos sobre la materia, a través de boletines, revistas, conferencias, seminarios, cursos de capacitación y congresos.
- Realizar proyectos de ingeniería considerando el punto de vista de la eficiencia de la energía eléctrica.
- Formar despachos de consultoría sobre el uso eficiente de la electricidad.
- Promover la creación de empresas para la fabricación de artículos que conserven o ahorren energía eléctrica.
- Promover la venta de equipos eficientes con relación a la energía.
- Realizar estudios para el cambio de equipo y maquinaria poco eficiente o mal utilizado por otros más eficientes.

Como puede observarse, existe un campo muy amplio de actividades para la ingeniería mexicana, los cuales podrán realizarse por medio de la vinculación de las Asociaciones y Colegios de Profesionales con los Sectores Industrial y Eléctrico.

6.2. Materiales Auxiliares.

A fin de auxiliar a los usuarios de la energía eléctrica a utilizarla eficientemente, la Comisión Federal de Electricidad está elaborando un Manual Básico del Uso Racional de la Energía Eléctrica, el cual se integrará por medio de fascículos coleccionables.

Los temas que se tratarán, entre otros, son los siguientes:

Presentación del Programa
Iluminación
Motores y Controles
Factor de Potencia
Subestaciones y Transformadores.
Acondicionamiento de Ambiente
Tableros y Circuitos
Control de Demanda
Bombas y Compresoras
Soldadoras y Generadores
Elevadores, Transportadores y Montacargas.

Con el objeto de enriquecer el contenido de los fascículos, también se les invita a que den a conocer sus experiencias prácticas en artículos que envíen para su publicación a la Coordinadora General del Programa Nacional de Uso Racional de Energía Eléctrica con domicilio en: Melchor Ocampo No.469-2do. piso, México, D.F.

7.- Conclusiones y Recomendaciones.

El alto incremento en el precio mundial del petróleo ha desembocado en una serie de trastornos económicos que contribuyeron a agravar la inflación que padece la mayoría de los países, entre ellos México.

A pesar de contar nuestro país con elevadas reservas de petróleo, es evidente que, por un elemental principio de prudencia, debe cuidarse su conservación no usándolo en forma dispendiosa, dado que se trata de un recurso finito y no renovable.

Las grandes tasas de incremento en la producción que impone una demanda cada vez mayor, obligan a realizar un programa acelerado y de enormes dimensiones de nuevas obras que requiere inversiones cuantiosas muy por encima de la capacidad financiera del Sector Eléctrico; por lo que tiene que recurrir a financiamientos internos y externos a un elevado costo.

La solución está en nuestras manos, a través del uso racional de la energía eléctrica. Los beneficios de una política de esta naturaleza serán: en primer lugar, los usuarios por el menor gasto que les significará consumir menos energía; después el Sector Eléctrico, al disponer con facilidad de mayor producción de electricidad que le permita, sin costos adicionales, atender de inmediato la demanda; y, finalmente al país, porque verá estimulado su progreso en todos los órdenes de su vida nacional.

Es muy importante la participación del ingeniero para lograr el uso eficiente de la energía eléctrica, en el cual se abre un amplio campo de actividades para la ingeniería mexicana.

8.- Referencias.

(1) Boletín de Energéticos (SEPAFIN)

(2) Programa de Energía (SEPAFIN)

(3) Fascículo No.1 del Manual Básico de Uso Racional de la Energía Eléctrica (CFE)

(4) Centro Nacional de Control de la Energía (CFE)

(5) Desarrollo del Mercado Eléctrico CFE

(6) Conferencia del Director de CFE ante la Academia Mexicana de Ingeniería.

(7) Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico.

(8) Estadísticas básicas del Sector Eléctrico para el año de 1981.

(9) Estudio elaborado por la Gerencia de Planeación y Estudios (CFE).

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS DE AHORRO DE ENERGIA

ING. RAFAEL DOMINGUEZ HERNANDEZ

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS

DE AHORRO DE ENERGIA

Ing. Miguel Angel Valenzuela P.
Ing. Rafael Domínguez H.
Ing. Gustavo Romero C.

INDUSTRIAS RESISTOL, S. A.

I N D I C E

R E S U M E N

EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS DE AHORRO DE ENERGIA

Autores: M. A. Valenzuela
R. Domínguez
G. Romero

De: Industrias Resistol, S. A.
Depto: Tecnología y Control Ambiental

Este trabajo hace una breve descripción de los métodos comunes de evaluación económica y desarrolla una herramienta de uso práctico que facilita la incorporación del análisis económico riguroso a la evaluación de alternativas para uso eficiente de energía y aprovechamiento óptimo de recursos; incluye ejemplos de aplicación y un algoritmo de cálculo.

EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS DE AHORRO DE ENERGIA

I - IMPORTANCIA DEL TEMA

Los altos costos de los energéticos y las expectativas de aumento en sus precios, hacen cada día más necesario justificar, desde un punto de vista económico, las inversiones necesarias para aprovechar las oportunidades de ahorro de energía y hacer un uso eficiente de los servicios.

La realización de esta necesidad se ve obstaculizada por las dificultades que se presentan para efectuar un análisis económico ----- completo, de cada alternativa que se tenga. Entre esas dificultades señalamos: el desconocimiento de los métodos de evaluación, la --- carencia de información para aplicarlos, la indeterminación de la relación entre el uso ineficiente de recursos y su impacto econó--- mico; así como la carencia de un criterio de uso de energía para la selección de equipos y accesorios.

Con el fin de subsanar estas dificultades, se presenta una herramienta que permite efectuar un análisis económico completo, combinado con una gran facilidad de uso, y que puede ser empleada por personal sin experiencia, en la elaboración de esos análisis, pero que tiene un contacto directo con las alternativas de uso eficiente de recursos.

II- OBJETIVOS:

Efectuar una breve revisión de los métodos de uso común, para la evaluación económica de alternativas, y adaptar alguno de ellos para formular una herramienta, de uso práctico, que facilite estimar el impacto económico de una acción de conservación de energía (o -- disminución del consumo de servicios en una planta existente), y -- seleccionar equipos y accesorios que hagan uso eficiente de ella.

III- METODOS DE EVALUACION ECONOMICA

Los métodos que se revisan -brevemente- en este trabajo son:

A) Método del Valor Presente
B) Método del Costo Anual Uniforme Equivalente
C) Método de la Tasa Interna de Retorno
D) Método del Cálculo de la Vida de Servicio
E) Método del Costo Capitalizado.

Todos ellos se basan en el concepto de "equivalencia" o "valor del dinero en el tiempo"; esta equivalencia se calcula utilizando las siguientes relaciones, de acuerdo con el método empleado:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \qquad (1)$$

$$P = A\,\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \qquad (2)$$

$$A = P\,\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \qquad (2)$$

$$A = F\,\frac{i}{(1+i)^n - 1} \qquad (3)$$

donde:

P = Suma presente de dinero. El valor "equivalente" de uno o más flujos de efectivo en un punto relativo en el tiempo denominado el presente. (n = o).

F = Suma futura de dinero. El valor "equivalente" de uno o más flujos de efectivo en un punto relativo en el tiempo denominado el futuro. (n = x).

A = Una serie periódica de pagos - iguales y consecutivos - de fin de período que se entienden desde n = 1 hasta n = x.

n = Número de períodos (en este trabajo los períodos se consideran anuales).

i = Tasa de interés del período (para este trabajo, tasa de interés anual) .

A) Método del Valor Presente

Este método consiste en evaluar la equivalencia, en valor presente, de los flujos de efectivo que se observan durante la vida útil de la alternativa; la suma de esos flujos se conoce como "valor presente del flujo de efectivo", y la comparación de éstos (para cada alternativa) permite seleccionar aquella que tenga el mayor valor algebraico. (Fig. 1)

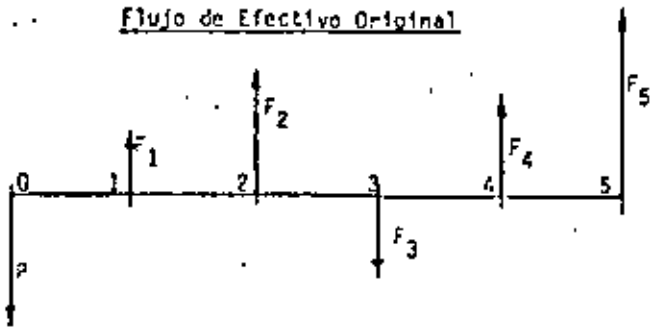
Cuando los flujos de efectivo de las diferentes alternativas son irregulares, se favorece el empleo de este método por simplificar el manejo matemático; a su vez, si las vidas útiles de las alternativas son diferentes, el método se aplica considerando un período igual al mínimo común múltiplo de ellas. Es decir, si se tienen que evaluar dos alternativas con vida estimada de dos y tres años, respectivamente, la evaluación deberá hacerse sobre un período de 6 años; en este caso, los flujos de efectivo respectivos serán de 3 y 2 ciclos idénticos a cada uno de los originales. (Fig.2)

B) Método del Costo Anual Uniforme Equivalente

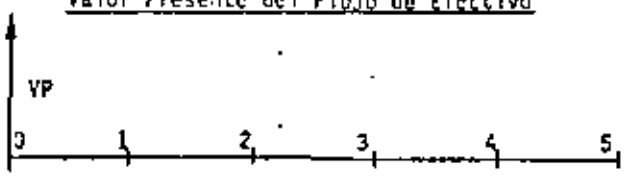
Consiste en evaluar la equivalencia en anualidades (v. definición de la variable A, pág. 3) de los flujos de efectivo que se presentan durante la vida útil de la alternativa, excepto aquellos que ya están anualizados.

Figura No. 1.

Flujo de Efectivo Original



Valor Presente del Flujo de Efectivo

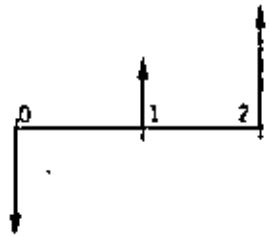


Ecuación para Calcular el Valor Presente

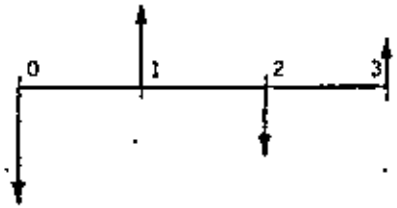
$$VP = -P + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} - \frac{F_3}{(1+i)^3} + \frac{F_4}{(1+i)^4} + \frac{F_5}{(1+i)^5}$$

Figura No. 2

Flujos de Efectivo Originales

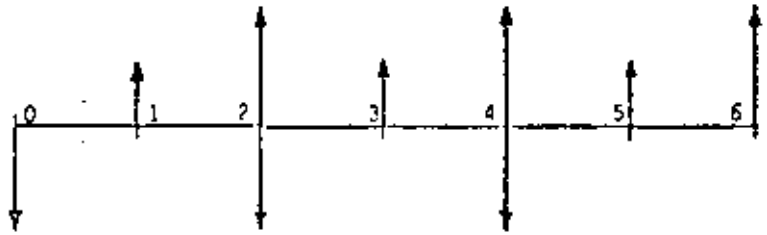


Alternativa A

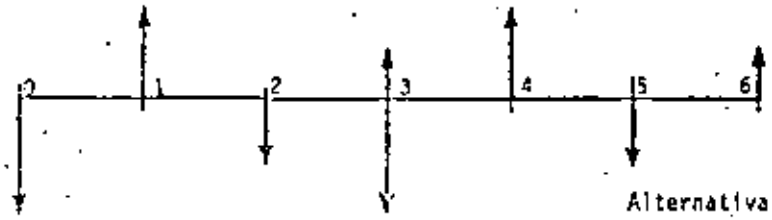


Alternativa B

Flujos de Efectivo para Seis Años



Alternativa A



Alternativa B

La suma de las anualidades, de un solo año, es el costo anual uniforme equivalente y la comparación de éstos (para cada alternativa) permite seleccionar aquella que tenga el mayor beneficio o el menor costo (Fig. 3)

Cuando las vidas útiles de las alternativas sean distintas, el costo anual uniforme equivalente se evalúa para un solo ciclo de cada una, sin necesidad de hacer ninguna consideración especial; este método simplifica el manejo matemático cuando los flujos de efectivo son predominantemente uniformes.

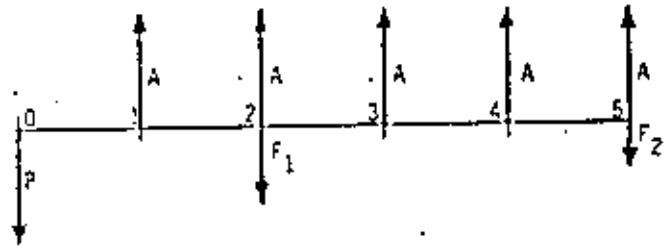
En los métodos expuestos en los apartados A y B, se calcula el valor equivalente de los flujos de efectivo (en un punto relativo en el tiempo, n=x) para cada alternativa y se comparan esos valores entre sí, para elegir la alternativa que tenga el valor positivo más alto (máximos ingresos). Cuando se obtiene un número negativo para el valor equivalente de los flujos de efectivo, significa que el proyecto no es autofinanciable.

C) Método de la Tasa Interna de Retorno

Para aplicar este método, se establece la ecuación que traslada el flujo de efectivo, de cada período, a valor presente, dejando como variable la tasa de interés; por un proceso iterativo convergente, se determina la tasa de interés para la cual el valor de la ecua-

Figura No. 3

Flujo de Efectivo Original



Flujo de Efectivo Anualizado

Ecuación para el Cálculo del CAUE

$$CAUE = \left[-P - \frac{F_1}{(1+i)^2} - \frac{F_2}{(1+i)^5} \right] \frac{i\,(1+i)^5}{(1+i)^5 - 1} + A$$

ción se iguala a cero, lo que equivale a la definición de la tasa interna de retorno. (Fig. 4)

El criterio que fundamenta la selección de alternativas, por el método que nos ocupa, se redondea al añadir que se seleccionará aquélla que presente la mayor tasa interna de retorno y, a la vez, sea mayor que una tasa mínima de rendimiento (generalmente se considera para este fin el costo de oportunidad, 1).

Al comparar las alternativas con vidas útiles diferentes, deberá realizarse un análisis considerando un período igual al mínimo común múltiplo de las vidas útiles, excepto cuando se decida establecer una ecuación que analice el flujo de efectivo anualizado, de acuerdo con lo ya expuesto.

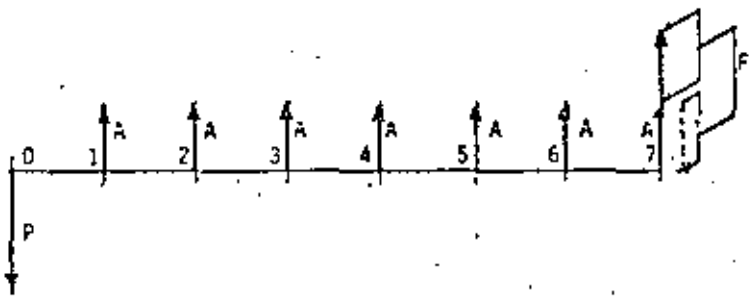
D) Método de Cálculo de la Vida de Servicio

En forma sencilla, el análisis de la vida de servicio para la evaluación de alternativas, se puede definir como "el número de años

1 El costo de oportunidad, es aquella tasa de rendimiento que, por habilidades o cualidades especiales del empresario, se obtendría si se invirtiera el capital en algún proyecto de naturaleza diferente al que se está evaluando.

Figura No. 4

Flujo de Efectivo Original



Ecuaciones para el Cálculo de la TIR

Si se evalúa a Valor Presente

$$0 = -P + A\,\frac{(1+TIR)^7-1}{TIR(1+TIR)^7} + F\,\frac{1}{(1+TIR)^7}$$

Si se evalúa por el CAUE

$$0 = -P\,\frac{TIR(1+TIR)^7}{(1+TIR)^7-1} + A + F\,\frac{TIR}{(1+TIR)^7-1}$$

Si se resuelve por iteraciones cualquiera de las dos ecuaciones, se encontrará el valor de la TIR para esta alternativa, el cual debe ser mayor que el costo de oportunidad para que el proyecto se justifique.

que debe retenerse y usarse un activo para recuperar su costo" con una tasa interna de retorno definida, los flujos anuales de efectivo y el valor de rescate. (Al igual que en el método de la tasa interna de retorno, deben emplearse valores de flujo de caja después de impuesto para que los resultados sean más representativos).

La Figura 5 muestra, esquemáticamente, la aplicación de este método y la ecuación resultante, al considerar una erogación en el período cero, flujos positivos de efectivo anualizados y un valor futuro - que puede ser el valor de rescate -.

La ecuación se resuelve analíticamente "iterando para n" hasta que se satisfaga la igualdad - o se invierta el signo de ella, 2 - y se encuentre el número de períodos necesario para que el valor presente de los ingresos iguale al valor presente de los egresos.

---

2 $0 = -P + \frac{A}{0.3}\frac{(1.3)^1 - 1}{(1.3)^1}$ (para n = 1)

$0 = -P + \frac{A}{0.3}\frac{(1.3)^2 - 1}{(1.3)^2}$ (para n = 2)

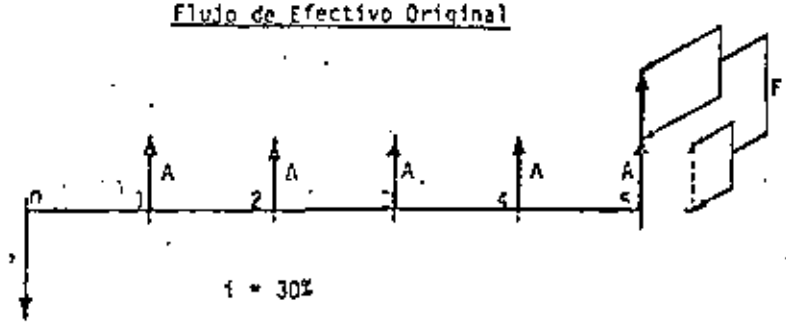
... ...

$0 = -P + \frac{A}{0.3}\frac{(1.3)^7 - 1}{(1.3)^7} + \frac{F}{(1.3)^7}$ (para n = 7)

en este caso, la inversión no se recuperaría para esta alternativa, que considera una vida útil de 7 años.

Figura No. 5

Flujo de Efectivo Original



Ecuación para el Cálculo de la Vida de Servicio

$$0 = -P + A\frac{(1.3)^n - 1}{0.3(1.3)^n} + F\frac{1}{(1.3)^n}$$

(*)

*) Este término deberá evaluarse sólo en el caso de que se itere para n = 5

E) Método del Costo Capitalizado

Este método es útil cuando se desea evaluar un proyecto perpetuo (o con vida útil muy grande). Este tipo de proyectos se presenta, por lo general, en el Sector Público (puentes, presas, carreteras, etc.) y su estudio requiere técnicas de análisis macroeconómicos que se encuentran fuera del alcance de este trabajo.

IV - COMPARACION DE LOS METODOS

Cuando se requiere comparar dos o más alternativas para tomar una decisión acerca de la viabilidad económica de alguna de ellas, es factible utilizar cualesquiera de los métodos presentados, y todos ellos conducirán a decisiones idénticas, si son aplicados correctamente. Sin embargo, cada uno presenta una mayor facilidad de aplicación en ciertas condiciones específicas.

Por ejemplo, si únicamente deseamos saber si una alternativa da mejores resultados que otra, que tiene la misma vida útil, y ambas tienen flujos de efectivo irregulares, la mejor opción sería usar el método del valor presente; en cambio, si el problema muestra diferentes vidas útiles y flujos de efectivo predominantemente regulares, se favorece el empleo del método del costo anual equivalente uniforme; también, a fin de responder a la pregunta ¿qué tan redituable es una inversión respecto a un nivel mínimo requerido por la empresa - en comparación con una tasa mínima de rendimiento aceptable - ? el método de la tasa interna de retorno dará los mejores resultados.

Al recordar los objetivos de este trabajo, estaremos de acuerdo en que será necesario adaptar un método que considere los fundamentos - de los hasta aquí expuestos - para poder llegar a la integración de la herramienta esbozada en las secciones I y II; por ello, recordamos que los flujos de efectivo que se presentan, en la estimación del costo de energía y servicios, resultan predominantemente irregulares y que, además, las empresas tienen determinada una tasa mínima de rendimiento aceptable; por tales motivos, el método del valor presente nos reportará los mejores resultados.

V. DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA

Como ya se mencionó, la herramienta de evaluación económica, que después definiremos, se fundamenta en el método del valor presente. En su formulación se manejarán flujos de efectivo después de impuestos y reparto de utilidades para obtener resultados que nos indiquen beneficios - o erogaciones - reales; esta herramienta se referirá en lo sucesivo como "Factor para Justificar Inversiones", FJI.

A) Definición

El Factor para Justificar Inversiones, FJI tiene varias definiciones que dependen del concepto que se busque realzar:

- El FJI, es el máximo capital que se justifica invertir a fin de realizar una reducción del consumo de energía o servicios.

- Es la utilidad que se percibe por la reducción del consumo de energía o servicios, cuando no se invierte capital para conseguirlo.

- Es el máximo capital adicional que se justifica invertir para seleccionar un equipo más eficiente en el uso de energía y servicios.

Es decir, permite calcular el máximo capital que puede invertirse para realizar un uso más eficiente de la energía.

Resulta conveniente recordar que el cálculo de FJI toma en consideración: el costo en que se incurre por el consumo de energía y la variación de su precio a través del tiempo; el costo del capital; la deducción del impuesto sobre la renta y el reparto de utilidades; la depreciación del equipo y su vida útil esperada.

B) Método de Cálculo del FJI

El FJI debe calcularse para k años, dependiendo del tiempo que se considere adecuado para justificar inversiones en diferentes equipos; también, es necesario calcular un FJI para cada uno de los servicios (ya que tienen diferentes flujos unitarios de efectivo, $/Unidad).

Para efectuar el cálculo de los FJI (para un servicio determinado) se emplea la siguiente ecuación:

$$FJ1i = \frac{0.5\ H}{Y} \sum_{i=1}^{i=10} \frac{F\ E\ i}{(1 + XI)^{(i-1)}} \qquad (1)$$

$$F\ E\ i = Di + AIIEi + AIICi + AIIGPi + AIIMTi + AIIVi$$

donde:

FJ1i = Factor para Justificar Inversiones correspondiente al año i(i=1 para 1982, i = 2 para 1983,..., i=10 para 1991), $/(Unidad/hr).

FEi = Flujo de efectivo del año i, $/Año.

H = Horas anuales de operación de la planta o del equipo de referencia, hr/Año.

Y = Consumo anual del servicio que se esté considerando, Unidad/Año.

XI = Costo anual del capital, fracción porcentual.

AIIEi y AIICi = Erogaciones anuales por consumo de combustible y electricidad en el año i, $/Año.

AIIGPi, AIIMTi y AIIVi = Costos anuales al personal, mantenimiento y varios - respectivamente - en el año i, $/Año.

Di = Depreciación anual (usualmente igual a inversión/10).

El coeficiente 0.5 que aparece en la ecuación para calcular FJIi es la deducción de la utilidad por impuesto sobre la renta y reparto al personal.

Como la tendencia del incremento anual de los costos y erogaciones que conforman el flujo de efectivo son generalmente diferentes, para cada uno de ellos, el método de cálculo del FJI se facilita haciendo uso de técnicas computacionales. El apéndice muestra la descripción de los diferentes pasos que se proponen para el cálculo del FJI, un diagrama de flujo y el programa que se empleó para el cálculo de los Factores para Justificar Inversiones que empleamos en los ejemplos de aplicación.

VI - EJEMPLOS DE APLICACION

Ejemplo 1.- Reemplazo de trampas de vapor.

La fuga de vapor por una trampa termodinámica es 17.5 lb/hr mayor que la de una trampa de cubeta invertida, operando en las mismas condiciones. Se desea conocer la máxima inversión justificable para reemplazar la trampa termodinámica. La experiencia en planta demuestra que las trampas de cubeta invertida tienen una vida útil de 3 años. El tiempo anual de operación es de 8000 horas.

Ahorro de vapor = 17.5 $\frac{lbs}{hr}$ I = Inversión justificable

H_v = 662.1 Kcal/Kg

Factor para Justificar Inversiones para vapor= 2946.003 $/(Mcal/hr)

$$\therefore I = 17.5 \frac{lb}{hr} \times 0.454 \frac{Kg}{lb} \times 662.1 \frac{Kcal}{Kg} \times 2.946003 \ \$/(Kcal/hr)$$

$$I = \$15497.11$$

Si el costo de la trampa de cubeta invertida, incluyendo el costo de instalación, es menor de esta cantidad, entonces el reemplazo se justifica.

Ejemplo 2.- Selección de una columna de destilación.

Se tienen dos diseños de columnas de destilación que cumplen con las especificaciones de operación y tienen diferentes consumos de servicios. Ambas tienen una vida útil estimada en diez años.

Se desea conocer la máxima inversión adicional justificable para instalar la columna con menores requerimientos de servicios.

	Columna A	Columna B
Consumo de Vapor (lb/hr)	1500	1200
Consumo de Agua de enfriamiento (GPM)	63.3	50

Factor para justificar inversiones para vapor = 7355.248 $/(Kcal/hr)

Factor para justificar inversiones para agua de enfriamiento = 1414.574 $/(lt/hr)

H_v = 662.1 Kcal/Kg

I = Inversión justificable

θ = Tiempo de operación = 8000 hrs/año

$$\therefore I_1 = (1500-1200)\ \frac{lb}{hr} \times 0.454\ \frac{Kg}{lb} \times 662.1\ \frac{Kcal}{Kg} \times 7.365248\ \frac{\$}{Kcal/hr}$$

$$I_1 = \$664\ 183.48$$

$$I_2 = (63.3 - 50)\ \frac{gal}{min} \times \frac{3.785\ lt}{gal} \times \frac{60\ min}{hr} \times 1414.574\ \frac{\$}{lt/hr}$$

$$I_2 = \$4\ 272\ 621.75$$

$$I_T = I_1 + I_2 = 664\ 183.48 + 4\ 272\ 621.75$$

$$I_T = \$4\ 936\ 805.23$$

Si la inversión para instalar la columna B, no excede a la inversión de la columna A en más de la cantidad indicada, se deberá instalar la columna B.

Ejemplo 3.- Reemplazo de lámparas.

Se pretende instalar en una planta, lámparas más eficientes, las cuales ahorrarán 10 Kw-Hr/Hr (calculados sobre una base de operación de 3000 hr/año).

Los fabricantes indican que tienen una vida útil de 9000 hrs. Se desea conocer cuál es el máximo capital que puede invertirse para su compra e instalación.

$$\text{Vida estimada} = \frac{9000\ hrs}{3000\ hrs/año} = 3\ años$$

Factor para justificar inversiones para electricidad = 14 754.605 $/(Kw-Hr/Hr)

(para un tiempo anual de operación de 8000 hrs.)

$$\therefore I = 10\ \frac{Kw-Hr}{hr} \times 14\ 754.605\ \frac{\$}{Kw-Hr/Hr} \times \frac{3000\ hrs.}{8000\ hrs.}$$

$I = \$55\ 329.77$

Si la inversión necesaria no excede esta cantidad, el proyecto se justifica.

Ejemplo 4.- Instalación de un sistema de retorno de condensados para una caldera en operación, el cual permitirá reducir el consumo de combustible y agua de repuesto.

El vendedor del equipo proporciona la siguiente información:

Servicio	Caldera sin Recuperación de Cond.	Caldera con Recuperación de Cond.
Combustible lt/hr	320	270
Agua deionizada lt/hr	2000	1000
Vapor para el desaereador Kg/hr	300	200
Bombeo HP	-	1.5

Además, indica que el plazo de entrega e instalación del equipo es de 6 meses, y tendrá un costo de $825,000.00

De acuerdo a la experiencia que se tiene en la planta, se piensa que el equipo tendrá una vida útil mínima de 6 años, operando 8000 horas al año. Se desea saber si se justifica la inversión.

Factores para justificar inversiones para:

Vapor = 4 938.868 $/(Mcal/hr)

Agua deionizada = 578.682 $/(lt/hr)

Combustible = 1 207.978 $/(Mcal/hr)

Electricidad = 24 747.387 $/(Kw-Hr/Hr)

H_v = 662.1 Kcal/Kg Poder calorífico del combustible=9860 $\frac{Kcal}{lt}$

Ahorro de combustible = 50 lt/hr

Ahorro de agua deionizada = 1000 lt/hr

Ahorro de vapor = 100 Kg/hr

Ahorro de electricidad = - 1.5 HP

$$I_1 = 50\ \frac{lt}{hr} \times 9860\ \frac{Kcal}{lt} \times 1.207978\ \frac{\$}{(Kcal/hr)} = \$595\ 533.15$$

$$I_2 = 1000\ \frac{lt}{hr} \times 578.682\ \frac{\$}{(lt/hr)} = \$578\ 682$$

$$I_3 = 100\ \frac{Kg}{hr} \times 662.1\ \frac{Kcal}{Kg} \times 4.938868\ \frac{\$}{(Kcal/hr)} = \$327\ 002.45$$

$$I_4 = 1.5\ \frac{HP\text{-}Hr}{Hr} \times 0.746\ \frac{Kw\ Hr}{Hr} / \frac{HP\ Hr}{Hr} \times 24\ 747.387\ \frac{\$}{(Kw\text{-}Hr/Hr)} = \$\text{-}27\ 692.33$$

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = \$1\ 473\ 525.27$$

Puesto que el equipo vale $825,000.00, se justifica plenamente hacer la inversión

Ejemplo 5.- Sistema de retorno de condensados, alternativa B.

Para el caso del ejemplo 4, un segundo vendedor ofrece un equipo similar, con los mismos consumos de servicios y un costo de $700,000.00. Sin embargo, en este caso, el plazo de entrega e instalación del equipo es de 1 año. Se desea saber cuál de los dos equipos se debe adquirir.

Factores para justificar inversiones para:

Combustible = 382.064 $/(Mcal/hr)
Agua deionizada = 214.265 $/(lt/hr)
Vapor = 1 506.94 $/(Mcal/hr)
Electricidad = 7 692.615 $/(Kw-Hr/Hr)

Considerando los resultados del ejemplo anterior, se justifica invertir en cualquiera de los dos equipos; por tanto, únicamente se evaluará la diferencia en la inversión entre ambas alternativas y el costo derivado del consumo de servicio durante los 6 meses de diferencia en los plazos de entrega.

	Alternativa A	Alternativa B
Costo del equipo ($)	825,000.00	700,000.00
Plazo de entrega (meses)	6	12

Consumo de servicios durante el plazo de entrega:

Alternativa A:

Combustible $I_1 = 320 \frac{lt}{hr} \times 9860 \frac{Kcal}{lt} \times 0.38 \frac{\$}{(Kcal/hr)} \times 0.5$ año

$I_1 = \$\ 602\ 744.16$

Agua deionizada $I_2 = 2000 \frac{lt}{hr} \times 214.265 \frac{\$}{(lt/hr)} \times 0.5$ años

$I_2 = \$214\ 265$

Vapor $I_3 = 300 \frac{Kg}{hr} \times 662.1 \frac{Kcal}{Kg} \times 1.51 \frac{\$}{(Kcal/hr)} \times 0.5$ año

$I_3 = \$149\ 661.75$

$I_{T(A)} = \$966\ 670.91$

Alternativa B:

Combustible $I_1 = 320 \frac{lt}{hr} \times 9860 \frac{Kcal}{lt} \times 0.38 \frac{\$}{(Kcal/hr)}$

$I_1 = \$1\ 205\ 488.32$

Agua deionizada $I_2 = 2000 \frac{lt}{hr} \times 214.265 \frac{\$}{(lt/hr)}$

$I_2 = \$428\ 530$

Vapor $I_3 = 300 \frac{Kg}{hr} \times 662.1 \frac{Kcal}{Kg} \times 1.51 \frac{\$}{(Kcal/hr)}$

$I_3 = \$299\ 323.5$

$I_{T(B)} = \$1\ 933\ 341.82$

Ahorro ocasionado por la disminución en el plazo de entrega:

$$A_n = I_{T\,(B)} - I_{T\,(A)} = 5966\ 670.91$$

Esta cantidad representa la inversión adicional que puede justificarse en la compra del equipo de menor tiempo de entrega (Alternativa A) y, dado que la alternativa A tiene un costo adicional de $125,000.00 en relación a la alternativa B, se justifica plenamente la compra del equipo A.

Ejemplo 6.- Selección de bomba centrífuga.

Se tienen cuatro alternativas para comprar una bomba. Todas ellas cumplen con las condiciones de operación. El precio de cada una y sus respectivos consumos de energía eléctrica se muestran en la Tabla Comparativa de Alternativas.

Se desea saber qué alternativa elegir si se toman en cuenta su costo y consumo de energía.

TABLA COMPARATIVA DE ALTERNATIVAS

Proyecto: _____ No. de Cuenta _____

Fecha: _____ Equipo y/o Trabajo: _____

ALTERNATIVA / CONCEPTO	1	2	3	4
Condiciones normales de operación:				
Capacidad	400 GPM	400 GPM	400 GPM	400 GPM
KW-H/H del motor	64.1	67.1	66.1	65.1
	-3KW-H/H	Base	-1 KW-H/H	-2 KW-H/H
Precio Cotizado	$200,000	$117,300	$135,200	$149,500
Ajuste por eficiencia	-65,242*		-21,747	-43,495
Precio Ajustado	$134,758	$117,300	$113,253	$106,005

RECOMENDACION:

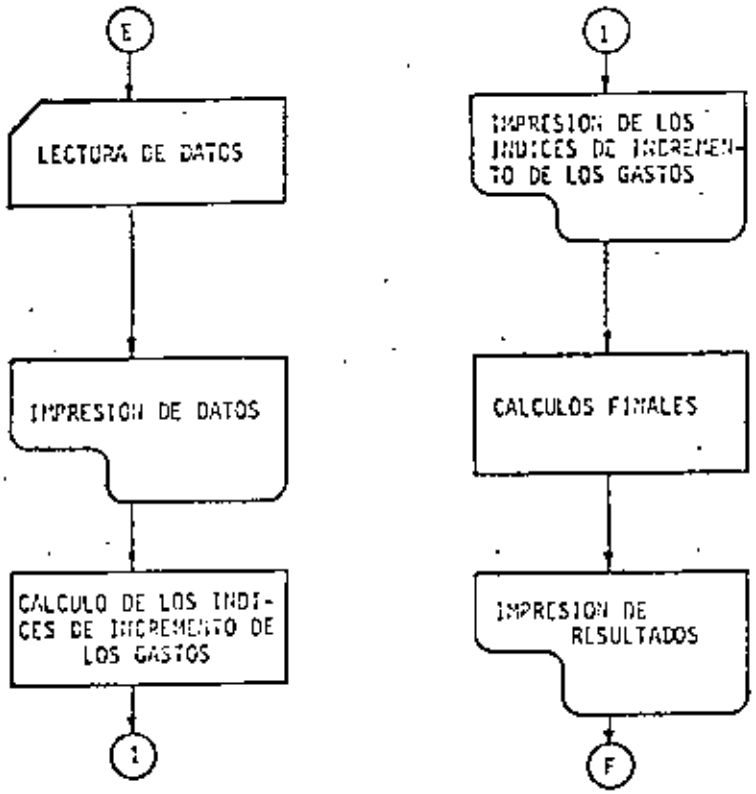
Se debe adquirir la alternativa No. 4

NOTAS:

Se requiere que el equipo opere durante 5 años.
El F/I es igual a:
21 747.387 $/(KW-Hr/Hr)
* 3 KW-Hr x 21 747.387 $ (KW-Hr/Hr)

A P E N D I C E .

A).- Diagrama de Flujo



B) Descripción del Programa

1) Lectura de Datos

BE(I), BC(I),... = Fracción decimal del porcentaje de incremento de los costos de servicios; representa el incremento de los gastos de un año respecto al anterior.

XI = Fracción decimal de la tasa de descuento.

YI = Fracción decimal de la deducción por concepto de impuestos y reparto de utilidades.

H = Tiempo anual de operación, hr/Año.

Y = Consumo de energía o servicios, unidades/Año.

D(I)= Depreciación anual, M$/Año.

AIIE(I), AIIC(I),... = Erogaciones anuales del año cero, M$/Año.

2) Impresión de Datos

Impresión tabular del pronóstico de los porcentajes de incremento de los costos de servicios; BE (I), BC(I),...

3) Cálculo de los Indices de Incremento de los Gastos

AI (I) = AI (I-1) * (B(I-1) + 1)

Estos índices se calculan para cada gasto, desde I=2 hasta I=11.

4) Impresión de los Indices de Incremento de los Gastos

Impresión tabular de estos índices.

Impresión de:

a) Tasa de descuento, XI
b) Tasa de descuento por concepto de Impuestos y Reparto de Utilidades, Y I.
c) Tiempo anual de operación, H.
d) Consumo de energía o servicios, Y.

5) Cálculos Finales

a) Proyección, a través del tiempo, de los gastos anuales de servicios.

AII(I) = AII(1) * AI(I)

desde I=2 hasta I=11.

b) Cálculo de los flujos de efectivo globales para cada año I.

FE(I) = AIIE(I) + AIIC(I) + AIIGP(I) + AIIMT(I) + + AIIV(I) + G(I)

desde I=1 hasta I=11

c) Cálculo del flujo de efectivo descontado acumulado

$$FED(I) = FED(I-1) + \frac{FE(I)}{(1+XI)^{(I-1)}}$$

desde I = 2 hasta I = 11

d) Cálculo de los "Factores para Justificar Inversiones"

$$FJI(I) = FED(I) * \frac{H}{Y} * Y1$$

desde I = 1 hasta I = 11

6) Impresión de Resultados

Impresión tabular de:

a) Proyección de los gastos anuales de servicios
b) Depreciaciones anuales
c) Flujos de efectivo
d) Flujos de efectivo descontados acumulados
e) Factores para justificar inversiones

HEWLETT-PACKARD 9000/16.7.00 LDU1/3000 TUE, SEP 8, 1981, 7:51 PM (C) HEWLETT-PACKARD CO.

```
$CONTROL USLINE(1,FILE=07
      PROGRAM ENERGY
      DIMENSION BE(11),BC(11),BGP(11),BMTTO(11),BV(11)
      DIMENSION D(13),GP(12),GIC(12),GIGP(12),GIMT(12),GIV(12),GIE(12
     1),GITC(12),GIIGP(12),GIIMT(12),GIIV(12),FC(12),FED(12),FII(12)
      N=10
      DISPLAY "TECLEE INCREMENTOS DE ELECTRICIDAD"
      DO 10 I=1,N
      DISPLAY "BE(",I,") ="
   10 ACCEPT BE(I)
      DISPLAY "TECLEE INCREMENTOS EN COMBUSTIBLES"
      DO 20 I=1,N
      DISPLAY "BC(",I,") ="
   20 ACCEPT BC(I)
      DISPLAY "TECLEE INC. DE GASTOS AL PERSONAL"
      DO 30 I=1,N
      DISPLAY "BGP(",I,") ="
   30 ACCEPT BGP(I)
      DISPLAY "TECLEE INC. DE GASTOS DE MANTENIMIENTO"
      DO 40 I=1,N
      DISPLAY "BMTTO(",I,") ="
   40 ACCEPT BMTTO(I)
      DISPLAY "TECLEE INC. DE GASTOS VARIOS"
      DO 50 I=1,N
      DISPLAY "BV(",I,") ="
   50 ACCEPT BV(I)
      DISPLAY "TECLEAR TASA DE DESCUENTO XI = "
      ACCEPT XI
      DISPLAY "TECLEAR PORCENTAJE RETENIDO POR IMP. Y REP. DE UT."
      ACCEPT Y1
      DISPLAY "TECLEAR HORAS DE OPERACION AL AND, H = "
      ACCEPT H
      DISPLAY "TECLEAR CONSUMO DE ENERGIA A SERVICIOS, Y ="
      DISPLAY "EN MILES DE UNIDADES"
      ACCEPT Y
      DISPLAY "TECLEAR DEPRECIACIONES ANUALES"
      DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
      DO 55 I=1,N+1
      DISPLAY "D(",I,") ="
   55 ACCEPT D(I)
      DISPLAY "EROGACION ANUAL ELECTRICIDAD"
      DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
      ACCEPT GIE(1)
      DISPLAY "EROGACION ANUAL COMBUSTIBLES"
      DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
      ACCEPT GITC(1)
      DISPLAY "EROGACION ANUAL GASTOS PERSONAL"
      DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
      ACCEPT GIIGP(1)
      DISPLAY "EROGACIÓN ANUAL MANTENIMIENTO"
```

```
      DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
      ACCEPT AIN(1)
      DISPLAY "REMUNERACION ANUAL VARIOS"
      DISPLAY "EN MILES DE PESOS"
      ACCEPT AIV(1)
      WRITE(7,100)
100   FORMAT(1H1//////57X,"FACTORES ECONOMICOS"///35X,"PRONOSTICO DE LO
     1S PORCENTAJES DE INCREMENTO DE LOS COSTOS DE SERVICIOS"//////)
      WRITE(7,101)
101   FORMAT(6X,"AAO",14X,"1",9X,"2",9X,"3",9X,"4",9X,"5",9X,"6",9
     1X,"7",9X,"8",9X,"9",9X,"10")
      WRITE(7,102)(BL(I),I=1,N)
102   FORMAT(//,2X,"ELECTRICIDAD",2X,10(3X,F7.4))
      WRITE(7,104)(BC(I),I=1,N)
104   FORMAT(//2X,"COMBUSTIBLE",3X,10(3X,F7.4))
      WRITE(7,105)(BCP(I),I=1,N)
105   FORMAT(//2X,"PERS. PERSONAL",10(3X,F7.4))
      WRITE(7,106)(BMITO(I),I=1,N)
106   FORMAT(//2X,"MANTENIMIENTO",1X,10(3X,F7.4))
      WRITE(7,107)(BV(I),I=1,N)
107   FORMAT(//2X,"GTOS. VARIOS",2X,10(3X,F7.4))
      AIE(1)=1.
      AIC(1)=1.
      AICP(1)=1.
      AIMIT(1)=1
      AIV(1)=1.
      DO 60 I=2,N+1
      AIE(I)=AIE(I-1)*(BE(I-1)+1.)
      AIC(I)=AIC(I-1)*(BC(I-1)+1.)
      AICP(I)=AICP(I-1)*(BCP(I-1)+1.)
      AIMIT(I)=AIMIT(I-1)*(BMITO(I-1)+1.)
 60   AIV(I)=AIV(I-1)*(BV(I-1)+1.)
      WRITE(7,108)
108   FORMAT(1H1//////40X,"INDICE DE INCREMENTO DE LOS GASTOS"//34X,"(RES
     1PECTO AL AAO CERO)"///)
      WRITE(7,103)
103   FORMAT(6X,"AAO",14X,"0",9X,"1",9X,"2",9X,"3",9X,"4",9X,"5",9X,"6",9
     1X,"7",9X,"8",9X,"9",9X,"10")
      WRITE(7,201)(AIE(I),I=1,N+1)
      WRITE(7,202)(AIC(I),I=1,N+1)
      WRITE(7,203)(AICP(I),I=1,N+1)
      WRITE(7,204)(AIMIT(I),I=1,N+1)
      WRITE(7,205)(AIV(I),I=1,N+1)
      WRITE(7,112) X
112   FORMAT(////////10X,"TASA DE DESCUENTO , X = ",F7.4)
      WRITE(7,113) Y
113   FORMAT(//////10X,"IMPUESTOS Y REP. DE UTILIDADES, Y = ",F7.4)
      WRITE(7,114) H
114   FORMAT(//////10X,"HORAS DE OPERACION AL AAO, H =",F7.1)
      WRITE(7,115) Y
```

```
115 FORMAT(///10X,"CONSUMO DE ENERGIA O SERVICIOS, Y=",F10.3)
    DO 70 I=2,N+1
    AITE(I)=AITE(1)*AIE(I)
    AIIC(I)=AIIC(1)*AIC(I)
    AIIGP(I)=AIIGP(I)*AIGP(I)
    AIIMT(I)=AIIMT(1)*AIMT(I)
 70 AIIV(I)=AIIV(1)*AIV(I)
    DO 80 I=1,N+1
 80 FE(I)=AITE(I)+AIIC(I)+AIIGP(I)+AIIMT(I)+AIIV(I)+D(I)
    FED(1)=FE(1)
    DO 90 I=2,N+1
 90 FED(I)=FED(I-1)+FE(I)/(1.+XI)**FLOAT(I-1)
    DO 95 I=1,N+1
 95 FJI(I)=FED(I)*(H/Y)*Y
    WRITE(7,116)
116 FORMAT(10X,10(/),52X,"TABLA DE RESULTADOS",5(/))
    WRITE(7,100)
    WRITE(7,201)(AITE(I),I=1,N+1)
201 FORMAT(//,2X,"ELECTRICIDAD",2X,11(2X,F8.2))
    WRITE(7,202)(AIIC(I),I=1,N+1)
202 FORMAT(//,2X,"COMBUSTIBLE",3X,11(2X,F8.2))
    WRITE(7,203)(AIIGP(I),I=1,N+1)
203 FORMAT(//,2X,"GTOS. PERSONAL",11(2X,F8.2))
    WRITE(7,204)(AIIMT(I),I=1,N+1)
204 FORMAT(//,2X,"MANTENIMIENTO",1X,11(2X,F8.2))
    WRITE(7,205)(AIIV(I),I=1,N+1)
205 FORMAT(//,2X,"GTOS. VARIOS",2X,11(2X,F8.2))
206 FORMAT(//2X,"DEPRECIACION",2X,11(2X,F8.2))
    WRITE(7,206)(D(I),I=1,N+1)
207 FORMAT(//2X,"FLUJO DE EFEC-",2X,"IVO",10X,11(2X,F8.2))
    WRITE(7,207)(FE(I),I=1,N+1)
208 FORMAT(//2X,"FLUJO DE EFEC-",/,1X,"IVO DESCONTADO",11(2X,F8.2))
    WRITE(7,208)(FED(I),I=1,N+1)
209 FORMAT(//,2X,"FACTOR PARA",/,2X,"JUSTIFICAR IN-",/,2X,
   2"VERSIONES",5X,11(1X,F9.3))
    WRITE(7,209)(FJI(I),I=1,N+1)
    STOP
    END
```

PARAMETROS ECONOMICOS

PRONOSTICO DE LOS PORCENTAJES DE INCREMENTO DE LOS COSTOS DE SERVICIOS

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ELECTRICIDAD	.1800	.1900	.2000	.2100	.2200	.2300	.2400	.2500	2400	.2300
COMBUSTIBLE	.2200	.2100	.2000	.1900	.1800	.1900	.2000	2100	2200	.2300
GTOS. PERSONAL	.2400	.2500	.2400	.2300	.2200	.2100	.2000	1900	.1800	1900
MANTENIMIENTO	.2000	.2100	.2200	.2300	.2400	.2500	.2600	.2500	.2400	.2300
GTOS. VARIOS	.2200	.2100	.2000	.1900	.1800	.1900	.2000	.2100	.2200	.2300

INDICE DE INCREMENTO DE LOS GASTOS

(RESPECTO AL AÑO CERO)

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ELECTRICIDAD	1.00	1.18	1.40	1.69	2.04	2.49	3.06	3.79	4.74	5.88	7.23
COMBUSTIBLE	1.00	1.22	1.48	1.77	2.11	2.49	2.96	3.55	4.30	5.24	6.45
GTOS. PERSONAL	1.00	1.24	1.55	1.92	2.36	2.88	3.49	4.19	4.98	5.88	7.00
MANTENIMIENTO	1.00	1.20	1.45	1.77	2.18	2.70	3.38	4.26	5.32	6.60	8.11
GTOS. VARIOS	1.00	1.22	1.40	1.77	2.11	2.49	2.96	3.55	4.30	5.24	6.45

TASA DE DESCUENTO , XI = .2400

IMPUESTOS Y REP. DE UTILIDADES, Y1 = .5000

HORAS DE OPERACION AL AÑO, H = 8000.0

CONSUMO DE ENERGIA O SERVICIOS, Y= 7200.000

TABLA DE RESULTADOS

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ELECTRICIDAD	6471.80	7636.72	9087.70	10905.24	13195.35	16098.32	19800.94	24553.16	30691.45	38057.40	46810.60
COMBUSTIBLE	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
GTOS PERSONAL	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
MANTENIMIENTO	343.00	411.60	498.04	607.60	747.35	926.72	1158.40	1459.58	1824.48	2262.35	2782.69
GTOS. VARIOS	145.20	177.14	214.34	257.21	306.08	361.18	429.80	515.76	624.07	761.37	936.43
DEPRECIACION	140.20	140.20	140.20	140.20	140.20	140.20	140.20	140.20	140.20	140.00	140.20
FLUJO DE EFECTIVO	7100.20	8365.67	9940.38	11910.26	14380.93	17526.42	21529.34	26668.70	33280.20	41221.12	50669.98
FLUJO DE EFECTIVO DESCONTADO	7100.20	13848.71	20311.51	26550.29	32644.45	38622.85	44545.30	50461.59	56415.65	62363.02	68258.70
FACTOR PARA JUSTIFICAR INVERSIONES	3914.006	7692.615	11294.172	14754.605	18135.809	21457.141	24747.387	28034.219	31342.027	34646.125	37921.500

FACTORES PARA JUSTIFICAR INVERSIONES

AÑO	SERVICIO (UNIDADES)				
	COMBUSTIBLE ($/Mcal/hr)	VAPOR ($/(Mcal/hr))	ELECTRICIDAD ($/(MW-Hr/Hr))	AGUA DE ENFRIAMIENTO ($/(Lt/hr))	AGUA DEIONIZADA ($/Lt/hr)
0	194.042	761.303	3944.556	156.973	132.640
1	382.064	1506.94	7692.615	306.683	214.265
2	563.311	2236.167	11284.172	449.885	293.178
3	737.003	2946.003	14754.605	586.885	369.172
4	902.382	3633.604	18135.809	718.473	442.046
5	1058.758	4296.41	21457.141	844.744	511.626
6	1207.978	4938.868	24747.387	965.76	578.682
7	1351.660	5564.971	28034.219	1082.639	643.903
8	1491.255	6176.632	31342.027	1196.121	707.723
9	1628.081	6775.55	34646.125	1306.582	770.546
10	1763.367	7365.240	37921.5	1414.574	832.713

BIBLIOGRAFIA

1. INGENIERIA ECONOMICA. A. J. Tarquin y L. T. Blank. Mc Graw Hill. México, 1978. Primera Edición. Pp. 25-43, 125-173 y 182-185.

2. INGENIERIA ECONOMICA. E. P. De Garmo y J. R. Canada. C.E.C.S.A. México, 1980. Segunda Impresión. Pp. 143-155 y 251-265.

3. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA EL USO EFICIENTE DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA Y EL COMERCIO. Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial. Comisión de Energéticos. México, 1977. Pp. 183-190.

4. PROCESS ENGINEERING ECONOMICS. H. E. Schweyer. Mc Graw Hill - Kogakusha. Pp. 137-174.

5. PRINCIPIOS DE INGENIERIA ECONOMICA. E. L. Grant, W. G. Ireson y R. S. Leavenworth. C.E.C.S.A. México, 1980. Primera Edición. Pp. 79-156.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

EJEMPLOS DE AHORRO DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA QUIMICA

ING. RAFAEL DOMINGUEZ HERNANDEZ

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Aprto. Postal M 2285

EJEMPLOS DE AHORRO DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA QUMICA

PRESENTADO POR:

ING. RAFAEL DOMÍNGUEZ HERNÁNDEZ

(SUBGERENTE DE CONTROL DE ENERGÍA.
INDUSTRIAS RESISTOL,S.A.)

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

FACULTAD DE INGENIERÍA , U.N.A.M.

(PALACIO DE MINERIA. 06 DE OCTUBRE DE 1982)

INDICE

CAPITULO 1

ANTECEDENTES

La rápida aceleración de los precios internacionales del petróleo durante la decada pasada, creó la inquietud por el fortalecimiento de los grupos especializados en el uso de la energía en los diferentes sectores de la economía.

En nuestro país, como consecuencia de este fenómeno, se formaron los primeros grupos abocados al estudio del uso de la energía en sus instalaciones industriales, la tabla 1.1 ilustra estos hechos.

TABLA 1.1

CRONOLOGIA DE LA FORMACION DE COMITES PARA EL BUEN USO DE LA ENERGIA

1973	CELANESE MEXICANA -Inicia el "Programa de Conservación y Ahorro de Energía"
1975	INDUSTRIAS RESISTOL, S.A.-Forma el Comité para el ahorro y la conservación de energía en Planta (CACEP).
1977	CONDUMEX- Crea el "Comité de Ahorro de Energéticos" (CADE)
1979	FASE- Implanta el "Comité para el Consumo de Energéticos".

Continúa....

A fines de 1980 y a principios de 1981, ocurren dos hechos significativos que tienen gran relevancia en el impulso de las actividades tendientes a mejorar el uso de la energía:

-En octubre de 1980, mediante la firma de un convenio entre el Patronato Nacional de Promotores Voluntarios y la Comisión Federal de Electricidad, nació el Programa Nacional de Uso Racional de la Energía Eléctrica, PRONUREE del cual se originan acciones concretas, destinadas a orientar a los consumidores, en todo el territorio nacional, sobre la mejor forma de aprovechar la electricidad, con el objeto de evitar los costosos desperdicios de la energía eléctrica que tanto perjudica al país.

-El 4 de febrero de 1981 se publicó en el Diario Oficial el decreto que aprueba y ordena la ejecución del Programa de Energía, documento elaborado por la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial.

1.1 DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN MEXICO:

En el Programa de Energía se asienta lo siguiente: "El sector energético es el principal consumidor de energía primaria del país (34%). Este incluye la refinación de petróleo, la generación de elec-

Continúa.....

tricidad y la coquización de carbón, actividades que al convertir la energía primaria en formas secundarias aprovechables, la usan de manera intensiva. La industria y los transportes son los otros grandes demandantes (25 y 24%, respectivamente). En contraste con países industriales ubicados en climas más fríos, el consumo doméstico es relativamente reducido (6%; en realidad, es importante recordar la existencia de grandes núcleos de mexicanos que no reciben los beneficios de la energía comercial: electricidad y combustibles industriales, lo cual coadyuva a esa baja participación dentro de la demanda de energía primaria). Por último, los sectores agrícola, comercial y de servicio público, así como los usos no energéticos (petroquímicos secundarios y fertilizantes principalmente), absorben la parte complementaria".

ACLARACION: Las notas indicadas entre paréntisis no forman parte del texto original: Los porcentajes se tomaron del gráfico de la "Estructura de la demanda de energía primaria por principales destinos, 1979", del Programa de Energía, y el comentario a la participación del consumo doméstico, del "Curso de Formación de Instructores y Curso de Formación de Expositores", publicado por PRONUREE.

Continúa...

En la tabla 1.2 se indica el consumo de energía del sector industrial en 1977, desglosado por tipos de industria. Puede apreciarse la participación de la industria química con un 12.32%.

TABLA 1.2

CONSUMO DE ENERGIA DEL SECTOR INDUSTRIAL, 1977 (MEXICO)

TIPO DE INDUSTRIA	CONSUMO DE ENERGIA (10^{12} Kcal)	PARTICIPACION %
Industria Azucarera	20.855	17.57
Industria Siderúrgica	20.144	16.97
Industria Cementera	15.265	12.86
Industria Química	14.624	12.32
Industria Papelera	8.925	7.52
Industria del vidrio	6.258	5.27
Industria textil	4.379	3.69
Industria Alimenticia	2.886	2.43
Otras Industrias	25.355	21.37
TOTAL	118.691	100.00

1.2 PRONUREE, RASGOS SIGNIFICATIVOS

1.2.1 OBJETIVOS

1. Contribuir a la preservación de los recursos energéticos del país, indispensables para asegurar el progreso de la nación.

2. Permitir a la Comisión Federal de Electridad una aplicación más racional de sus recursos, a fin de acelerar la atención de necesidades prioritarias que permanecen insatisfechas con el consiguiente beneficio a la economía nacional y al bienestar de sus habitantes.

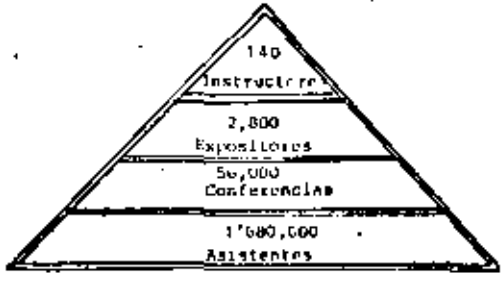
Continúa..

3. Crear consiencia en el usuario sobre la importancia de evitar el despilfarro de energía eléctrica, inspirado en los dos objetivos anteriores y en su propio beneficio económico.

1.2.2 CAMPAÑAS

El Programa Nacional del Uso Racional de la Energía Eléctrica promueve acciones tendientes al logro de sus objetivos, mediante campañas que se fundamentan, preferentemente, en el contacto directo con los diferentes tipos de usarios. Para este fin, ha preparado a 140 instructores, quienes, a su vez, formarán 2,800 expositores.

Considerando que cada expositor sustentará dos conferencias al mes, al cabo de diez meses se habrán llevado a cabo 56,000 eventos que, de acuerdo con los planes del PRONUREE, representan aproximadamente 1'680,000 asistentes que recibirían directamente los mensajes de ahorro de electricidad. El siguiente esquema resume estas previsiones:



ESQUEMA BASICO DEL PROGRAMA

Debido a la diversidad de usuarios del sector eléctrico, se contemplan, en el esquema anterior, cuatro tipos de campañas:

-Usuarios Menores, incluye a grupos infantiles, y unidades habitacionales

Continúa..

-Usuarios Mayores, abarca a la industria , al gran comercio y al sector de servicios.

-Campaña Interna, se considera a empleados e instalaciones del sector.

-Campaña Escolar, comprende los niveles de primaria, secundaria, educación medio superior y superior

La campaña de Usuarios Mayores tiene importancia relevante, debido a la elevada concentración que este sector tiene en el consumo nacional de energía eléctrica (55% del consumo concentrado en el 0.4% de los usuarios, ver tabla 1.3)

Para lograr los resultados que se pueden esperar de esta campaña -10 a 15% de reducción en el consumo, de acuerdo con experiencias de otros países y de algunas empresas en México-, se esta realizando una planeación cuidadosa que comprende, entre otros puntos, los siguientes:

-Evaluación de la situación actual de la industria por sectores, desde el punto de vista de utilización de energía eléctrica por tonelada de producto terminado.

-Análisis de los métodos y procesos de fabricación por sectores, a fin de determinar los puntos de menor eficiencia o causas de desperdicios de la electricidad, para elaborar las recomendaciones y medidas especificas para el mejor aprovechamiento de la energía eléctrica.

-Determinación de las metas a las que se puede llegar para cada sector industrial, en cuanto a consumo de electricidad.

-Elaboración de recomendaciones para realizar mejoras en el diseño de equipos manufacturados en la industria.

Continúa.....

TABLA 1.3

DISTRIBUCION DEL CONSUMO NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA:

SECTOR	CONSUMO GWH	%	USUARIOS MILES	%
Industrial	17,918	34.5	45.00	0.4
Gran Industria	10,643	20.5	00.09	---
Doméstico	10,038	19.3	8401.00	86.5
Servicios y pequeño comercio	4,392	8.5	1193.00	12.3
Alumbrado Público	1,666	3.2	24.00	0.3
Bombeo	5,685	10.9	50.00	0.5
Minas	1,612	3.1	0.31	---
TOTAL	51,954	100.0	9711.40	100.0

1.3 RESUMEN DEL PROGRAMA DE ENERGIA

1.3.1 OBJETIVOS:

-Satisfacer las necesidades nacionales de energía primaria y secundaria.

-Racionalizar la producción y el uso de la energía.

-Diversificar las fuentes de energía primaria, presentado particular atención al empleo de recursos renovables.

-Asegurar la integración adecuada del subsector energético al resto de la economía.

-Ampliar el conocimiento de los recursos energéticos del país y mantener actualizado el inventario correspondiente.

-Fortalecer la infraestructura científica y técnica nacional para aprovechar el potencial energético del país y desarrollar nuevas energías.

Continúa...

1.3.2 PROPOSICIONES BASICAS:

-Limitar las exportaciones, hasta 1982, en:

1.5×10^6 barriles de petróleo por día.
300×10^6 pies cúbicos de gas natural por día

-Implementar medidas de conservación, que podrían reducir el consumo de energía en un millon de barriles de petróleo crudo equivalente por día, en 1990.

1.3.3 POSIBILIDADES DE AHORRAR ENERGIA:

-Hacer un uso mas cuidadoso de esta sin incurrir en inversiones de capital.

-Aplicar tecnologías para recuperar desperdicios industriales, como la cogeneración, el reciclaje de materiales intensivos en el consumo de energía (aluminio y acero) y otras.

-Modificaciones en los productos industriales, y cambios en el diseño de los productos empleados como insumos de capital.

1.3.4 MEDIDAS INDIRECTAS PARA DISMINUIR EL CONSUMO DE ENERGIA (POLITICA DE PRECIOS DE LA ENERGIA)

-Disminuir la brecha entre los precios internos y externos, alcanzando el 70% de éstos para los combustibles industriales (combustóleos: ligero, intermedio y gas natural), eliminando prácticamente la diferencia en el resto de los productos pretrolíferos en el lapso de un decenio.

-En el caso de la electricidad, afinar la estructura tarifaria para evitar distorciones, y que su precio medio se deteriore en terminos reales, respecto a la tasa interna de inflación.

Las figuras 1 a 4 muestran la evolución de los precios de la electricidad, el combustoleo pesado, el gas natural y el diesel.

Continúa...

1.3.5 ACCIONES DIRECTAS PARA DISMINUIR EL CONSUMO DE ENERGIA:

-Normas de Eficiencia Energética: Se establecerán normas de eficiencia energética para los procesos industriales; estas variarán en el tiempo de acuerdo con programas específicos concertados con las empresas, y tendrán amplia difusión entre el público.

-Cogeneración: Se autorizarán los proyectos de cogeneración, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por las autoridades competentes.

Durante el mes de agosto de 1982, la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, por medio de la Dirección de Energía, realizó la "Encuesta sobre el Consumo de Energía en la Industria, en 1981." Los cuestionarios que la conforman solicitan la información necesaria para determinar, entre otros, el consumo específico de energía (base de una norma de eficiencia energética) y la participación del costo de la electricidad en el precio del producto terminado.

Fig. 1: GRAFICA COSTO UNITARIO vs. TIEMPO

ENERGIA ELECTRICA

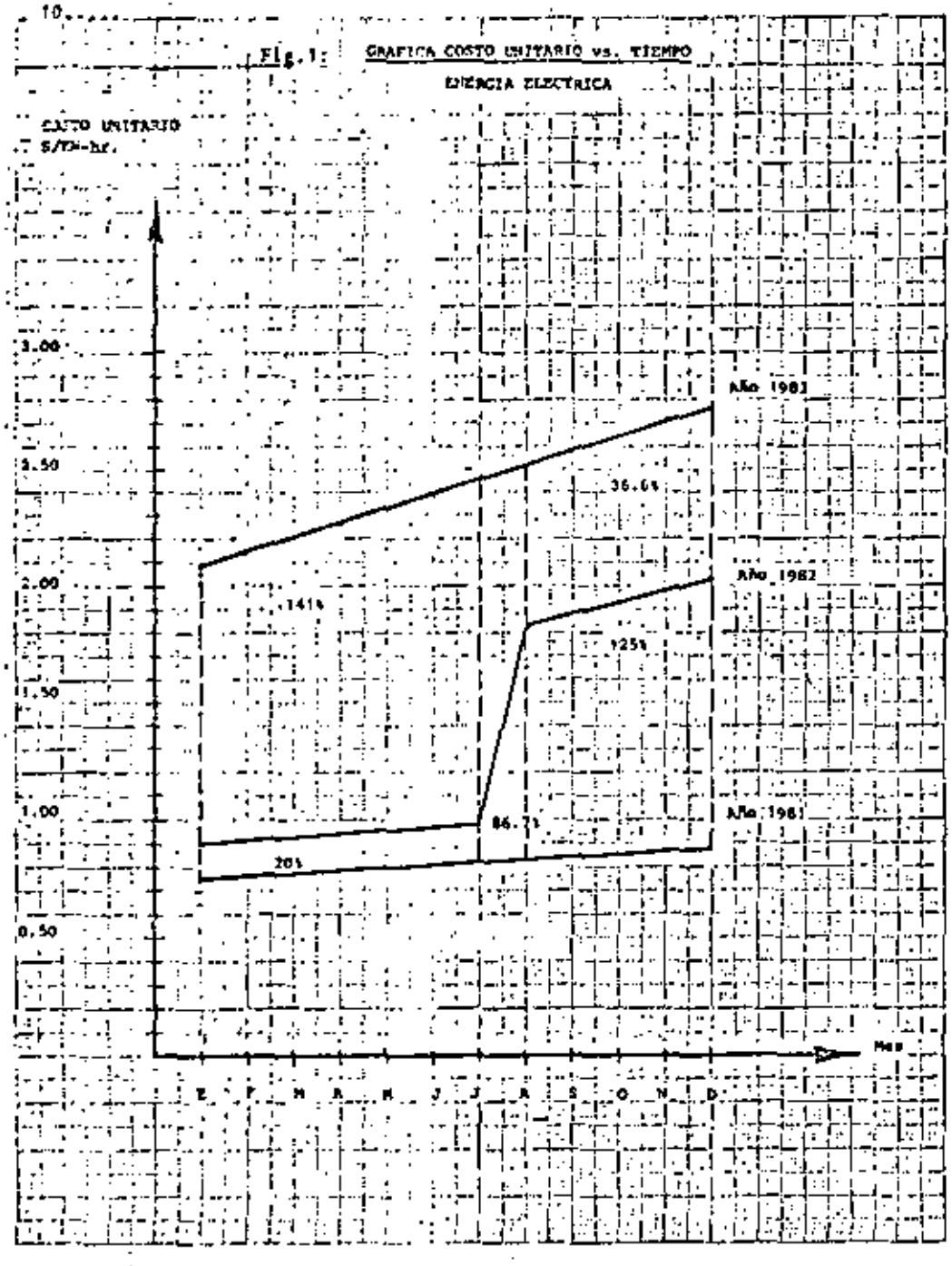


Fig. 2

GRAFICA COSTO UNITARIO vs. TIEMPO.

COMBUSTIBLE: COMBUSTOLEO PESADO.

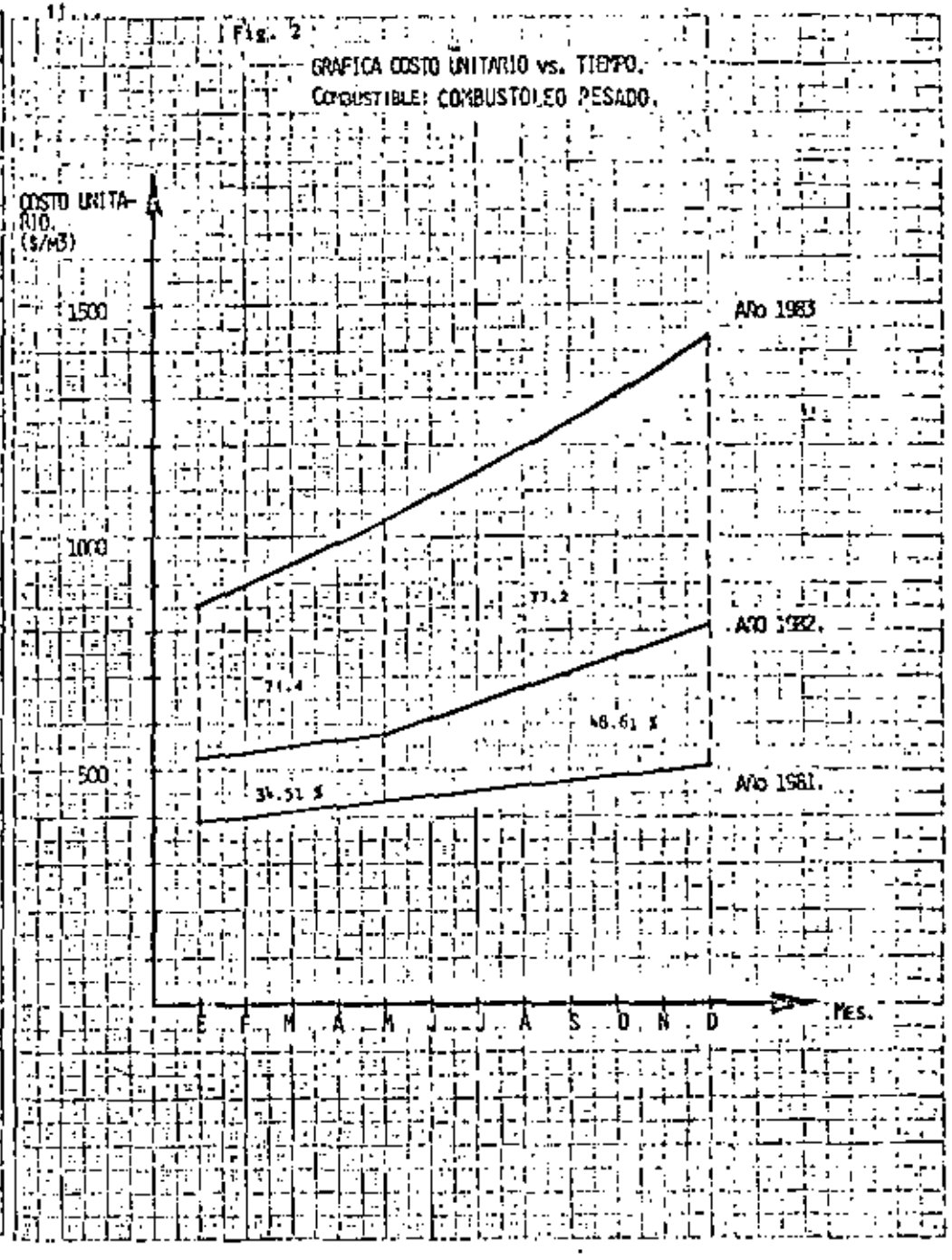


Fig. 3

GRAFICA COSTO UNITARIO vs. TIEMPO.

Combustible: GAS NATURAL.

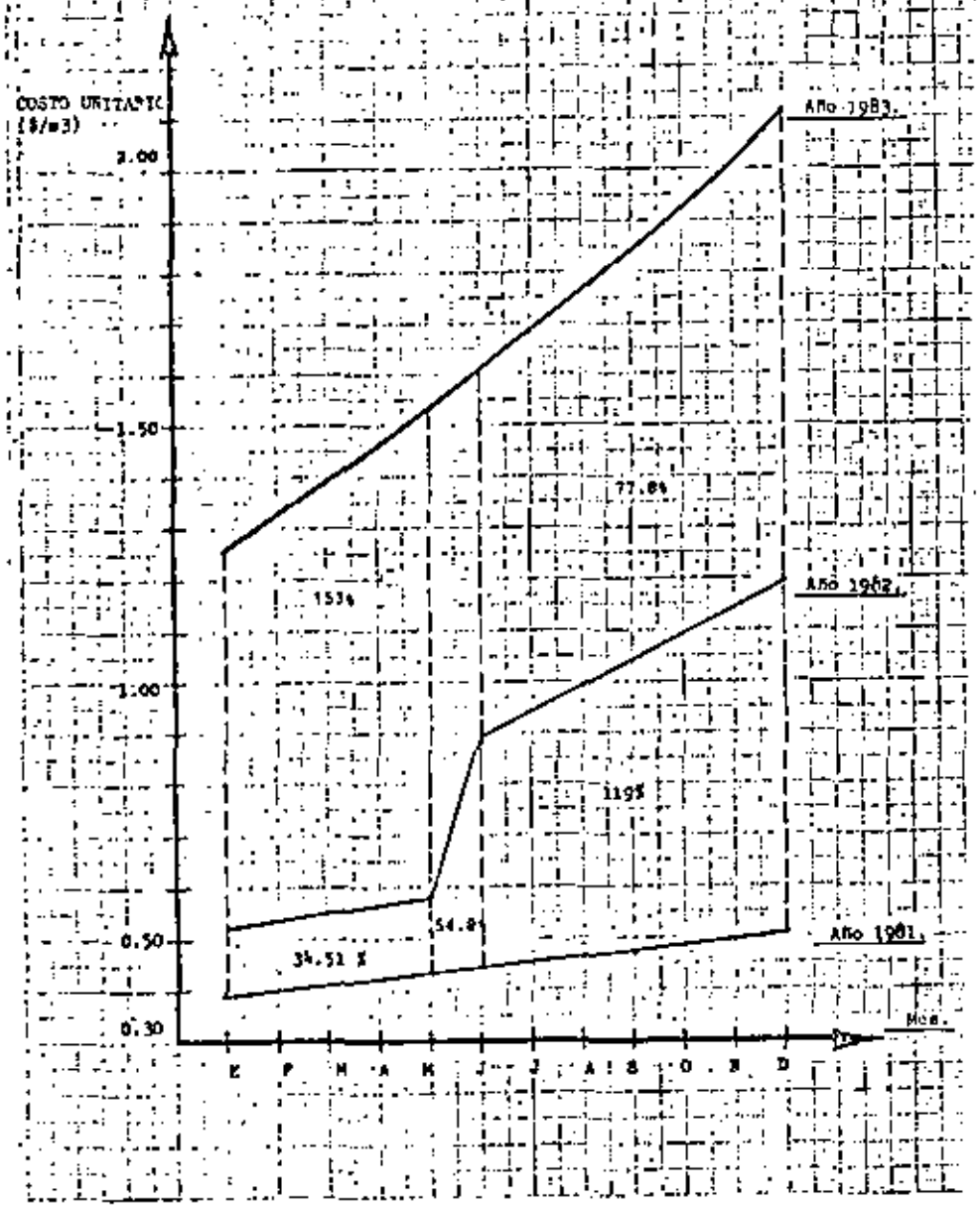
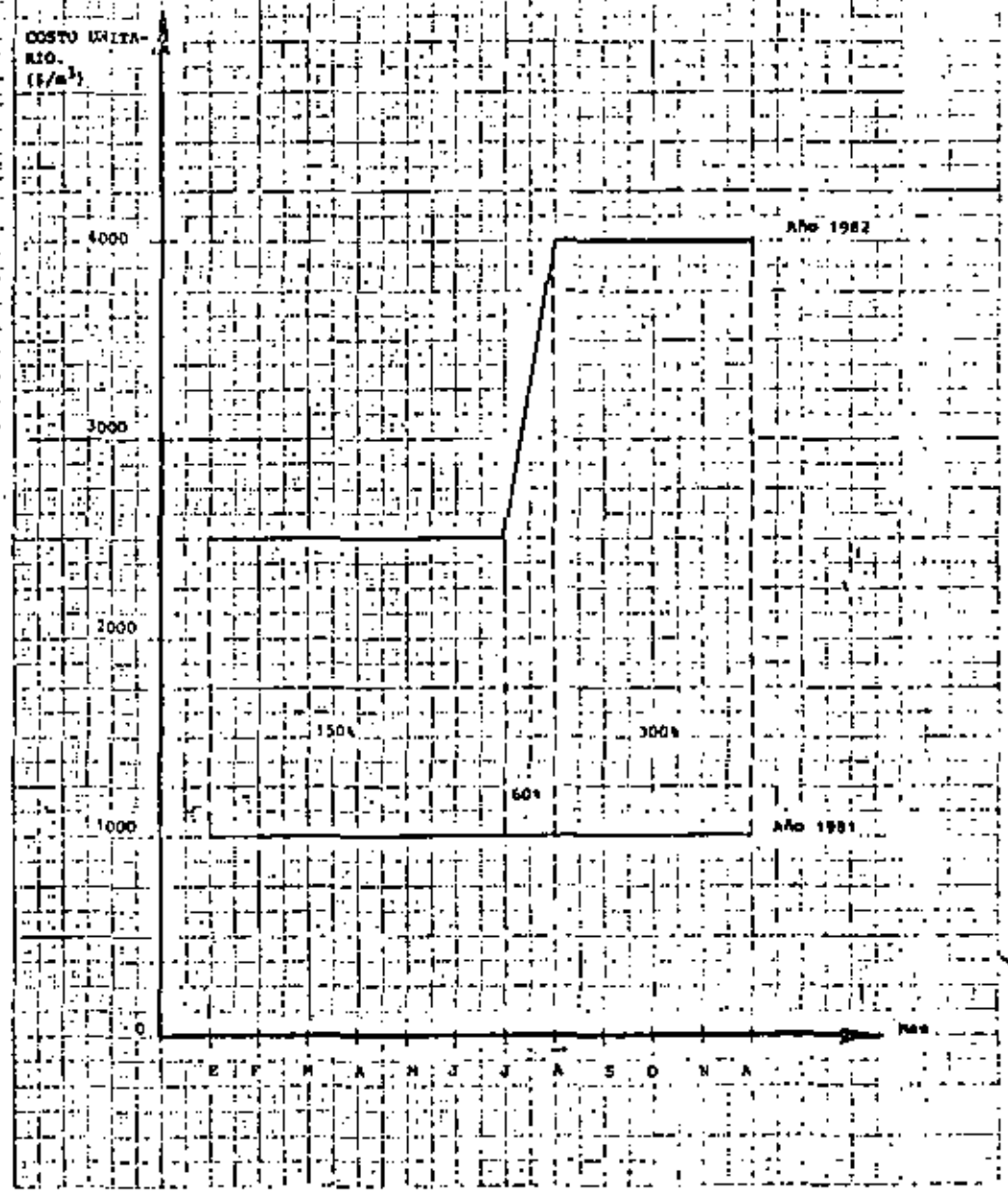


Fig. 4

GRAFICA COSTO UNITARIO vs. TIEMPO

COMBUSTIBLE : DIESEL



CAPITULO 2

PROGRAMAS PARA MEJORAR EL USO DE LA ENERGIA

2.1 DEFINICIONES:

Al revisar documentos -provenientes de diferentes organizaciones- relacionados con mejorías en el uso de la energía, es común encontrar un mismo término para indicar diferentes ideas o, también, diferentes términos para indicar una misma idea. Así, los nombres empleados para identificar a los grupos responsables de promover un mejor uso de la energía (ver el aparato uno), contiene diversos términos, entre ellos: conservación y ahorro de energía, Celanese ; ahorro y conservación -además, uso eficiente, como veremos posteriormente- de energía, Resistol; ahorro de energía, Condumex; consumo racional de energéticos, fase y, por último, uso racional de la energía, PRONURED. Lo anterior, ha motivado algunas notas aclaratorias.

"Aunque el término de "Uso Racional" es suficientemente claro, se ha visto que con frecuencia es interpretado en dos formas equívocas: La primera de ellas dándole la connotación exclusiva de "ahorro", que en el mejor de los casos, se toma en su acepción de "sacrificio de la satisfacción de tener un bien presente para obtener una satisfacción mayor en el futuro"; y la segunda de ellas en el sentido de "restricción" "racionamiento", provocados sin duda, por su similitud fonética".

"Por lo tanto, es necesario mencionar lo que se pretende

Continúa...

es un mejor uso de la energía evitando, desde luego, sus pérdidas y desperdicios; pero sobre todo, buscando sea empleada en forma segura y provechosa para el país".

(Cita de la conferencia "Programa Nacional del Uso Racional de la Energía Eléctrica," Manuel De Diego Muñoz, memorias del 2º Seminario sobre el uso eficiente de la energía, septiembre de 1981.)

"Un aspecto muy importante fué el poder definir los diversos conceptos utilizados; un ejemplo de lo anterior se tiene en la aplicación de los conceptos "ahorro" y "conservación". Para el primero, significa evitar cualquier tipo de desperdicio; en cambio para el segundo, significa el utilizar al máximo el poder calorífico de un energético o alguna de las formas de energía utilizadas en la industria, como por ejemplo el vapor".

(Cita de la conferencia "Resultados obtenidos a través de ocho años de un programa de conservación de energía, Jorge Martínez Montes, Memorias del 2º Seminario sobre el uso eficiente de la energía en la industria, septiembre de 1981.)

"De acuerdo con la definición de la Conferencia Mundial de Energía el término "Conservación de la energía" se emplea para designar todas las acciones tendientes a lograr el uso más eficaz de los recursos energéticos finitos; estas acciones incluyen la racionalización del uso de la energía mediante la eliminación de los actuales despilfarros y el

Continúa....

aumento en la eficiencia en el uso de la energía gracias a la reducción del consumo energéticos específico, sin sacrificar la calidad de la vida humana y utilizando para ello todas las posibilidades, incluso la substitución de una forma de energía por otra."

(Cita de la conferencia "La Conservación y el Uso Eficiente de la Energía en el marco de refetencia del Programa de Energía de México, Jacinto Viqueira Landa, memorias del 2º seminario sobre el Uso Eficiente de la Energía en la Industria, septiembre de 1981.)

Como se observa en las citas anteriores, el término"ahorro" (Martínez Montes) significa "racionalización" (de Diego Muñoz y Jacinto Viqueira); también, el término conservación expresa diferentes ideas, de acuerdo con el autor que las propone.

Por desgracia, la falta de consenso en el empleo de los términos que conforman el lenguaje del mejor uso de la energía, se extiende a otros conceptos:

Fase, en su hoja de control No. 1 (ver figura 4), llama "Energéticos utilizado" al agua. Por otro lado, al revizar las evaluaciones de las oportunidades de mejoras en el uso de la energía, presentadas por los comites de las Plantas al grupo corporativo de Industrias Resistol, he observado una gama de valores para establecer, por ejemplo, el poder calorífico de los combustibles industriales (8,600 kcal/lt ó 10,600 Kcal/lt, para el combustoleo, lo cual im -

Continúa...

plica una variación del 25% que, frecuentemente, cambia la toma de decisiones).

Considero de primordial importancia el unificar los términos empleados por los diversos grupos dedicados al mejor uso de la energía, con el fin de evitar distorciones al trasmitir las experiencias de cada organismo. A título personal, propongo los siguientes conceptos:

USO RACIONAL DE UN RECURSO: Evitar desperdicios, mediante la reducción (o mejor,eliminación) de pérdidas del recurso (eliminación de fugas de fluídos, empleo de aislamientos, correción del bajo factor de potencia, aprovechamiento de la iluminación natural, reuso del agua de enjuague de las resinas intercambiadoras, etcetera).

USO EFICIENTE DE UN RECURSO: Reducir el consumo específico del recurso (unidad de recurso/unidad de producto terminado), mediante dos medidas:

-Recuperación de la energía desperdiciada para utilizarla en otras etapas del proceso, u otros procesos (cogeneración, recuperación del ca-

Continúa...

lor contenido en purgas de calderas, gases de escape o, también, aprovechar el calor de las reacciones exotermicas para aumentar la temperatura de otros fluídos, etcetera)

-Empleo de nuevas tecnologías, nuevos equipos o nuevos productos industriales de menor consumo de energía.

CONSERVACION DE UN RECURSO: Las acciones combinadas de los dos conceptos anteriores.

En cuanto al poder calorífico de los combustibles industriales, les propongo emplear los valores publicados en la elaboración de los Balances de energía y estadísticas complementarias del Programa de Energía, ver tablas 2.1 y 2.2

2.2 DESARROLLO DEL PROGRAMA DE CONSERVACION DE ENERGIA:

Para desarrollar exitosamente un programa de conservación de energía, es necesario:

A) El convencimiento y apoyo firme de la Dirección General de la Empresa, y su compromiso de soportar el programa .

Continúa...

B) El establecimiento de un comite coordinador, con las siguientes funciones básicas:

-Establecer objetivos y metas (corporativas, en su caso).

-Definir el glosario de términos, a fin de evitar dualidades, como las mostrados en el inciso anterior.

-Especificar las unidades que se emplearan para medir resultados. En términos generales, es recomendable fundamentarse en el consumo específico de un período de referencia (el año inmediato anterior al inicio del programa); es decir, considerar: unidades de energía/unidad de producción, (Kcal/t, por ejemplo).

-Revisar los programas de las localidades productivas, reorientandolos cuando se alejen de los objetivos y metas de la empresa.

-Coordinar la realización de juntas de trabajo, estableciendo la periodicidad y el temario a seguir.

-Diseñar los formatos para consolidar los objetivos y métas, los avances y los resultados del programa.

-Proveer de asistencia técnica especializada, apoyandose en recursos internos y externos.

-Difundir la información relacionada con la conservación de la energía.

C) La estructuración de los comites de Planta (en realidad, estos grupos son los responsables directos del buen uso de la energía en su localidad), con las siguientes funciones principales:

Continúa.....

-Determinar los objetivos y las metas de la unidad productiva, siguiendo las directrices del comite coordinador.

-Establecer el programa y evaluarlo técnica y económicamente.

-Desarrollar estudios del uso de la energía en los diferentes procesos de la Planta.

-Preparar y circular los informes necesarios, de acuerdo con los programas de revisión y consolidación de resultados.

-Participar activamente en las mesas redondas, para intercambiar experiencias con los coordinadores de otras localidades.

2.3 PROGRAMAS ESPECIFICOS DE INDUSTRIAS RESISTOL:

En nuestra empresa se identifican tres niveles del Programa de Conservación de Energía, su aplicación depende del consumo relativo de la Planta, de la madurez del comite y de los recursos disponibles para desarrollar el programa'

2.3.1 PROGRAMA BASICO DEL USO RACIONAL DE ENERGIA:

Este programa considera las acciones tendientes a reducir el desperdicio de energía. Prácticamente no requiere de inversión, ni de recursos humanos especializados. Los beneficios están relacionados con el grado de deterioro de la instalación (entre más descuidada este una unidad, podrá obtener mayores beneficios al aplicar este programa: de no llevarlo a cabo tendrá pérdidas cuantiosas.)

Continúa....

ACCIONES TIPICAS:

-Eliminar fugas de vapor, agua y aire NOTA: (*) Considero conveniente aclarar que en Industrias Resistol se busca mejorar la generación y el uso de todos los servicios de la Planta (combustibles: combustoleos, gas natural y diesel; energía eléctrica, vapor y fluídos térmicos; recursos materiales: agua -cruda, de enfriamento, suavizada, deionizada, atemperada y refrigerada-, y aire comprimido)

-Corregir el bajo factor de potencia;

-Retornar condensados de vapor;

-Mantener limpios los tragaluces y ventanas a fin de aprovechar al máximo la iluminación natural;

-Establecer horarios para encendido y apagado de luminarias (además de mantener limpios los difusores y los tubos lumínicos);

-Recubrir superficies calientes, para minimizar pérdidas por radiación;

-Establecer balances globales de energía;

-Mantener estadísticas actualizadas de la generación y el consumo de servicios.

-Generar los informes requeridos por los diferentes grupos relacionados con este programa.

2.3.2 PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA:

En este nivel se busca recuperar la energía desperdiciada; para conseguirlo, es necesario realizar estudios específicos y ejecutar inversiones moderadas. Los beneficios de

Continúa.....

este programa dependen, en general, de la bondad del diseño de los equipos y sistemas de la Planta.

ACCIONES TIPICAS:

- Aprovechar la fracción vapor de las purgas de calderas;
- Atrapar la energía contenida en los gases calientes de hornos y calderas, mediante la instalación de precalentadores de aire y economizadores;
- Precalentar corrientes de proceso, a expensas de fluídos que sería necesario enfriar por otros medios (empleando agua de enfriamento, por ejemplo);
- Recuperar el agua de enjuague de las resinas de intercambio iónico;
- Efectuar balances de materiales y energía, por línea de producción;
- Determinación de los consumos específicos;
- Adecuar los niveles de iluminación, mediante relocalización de luminarios e instalación de interruptores;
- Generar la información requerida por los grupos implicados en el programa;
- Incorporar las acciones tendientes a reducir el desperdicio de energía, ver 2.3.1.

2.3.3 PROGRAMA DE USO EFICIENTE DE ENERGIA

Aunque todos los programas están orientados a mejorar el uso de los servicios, este nivel presenta las mejores oportunidades para reducir el consumo específico. El llevarlo a cabo requiere la participación de un grupo que ha alcanzado un alto grado de especialización, y de inversiones mayores.

Continúa.....

Los logros potenciales son función de la tecnología que se uso para el diseño de la Planta.

ACCIONES TIPICAS:

- Modificaciones, o eliminación, de pasos en los procesos;
- Aprovechamiento del calor de las reacciones exotermicas;
- Incorporación del "criterio del uso de energía" en la selección de equipos y accesorios (factores para justificar inversiones);
- Programación de la demanda de potencia, para reducir "picos" de la demanda máxima medida;
- Evaluación de proyectos de cogeneración;
- Desarrollo de proyectos de energía;
- Incorporación de las acciones de los dos niveles anteriores, ver 2.3.1 y 2.3.2.

TABLA 2.1

VALORES CALORICOS Y FACTORES DE CONVERSION:

Los valores que se presentan en el cuadro 4.1 constituyen promedios ponderados de los poderes calóricos de diversos energéticos producidos en México. Son utilizados por la Comisión de Energéticos en la elaboración de sus balances de energía. Siguen muy cerca aunque con algunas diferencias a los planteados por el Instituto Mexicano del Petróleo en sus publicaciones de la serie Energéticos. Debe advertirse que las características medias de los energéticos varían en el tiempo debido a cambios en la producción primaria o en las condiciones de generación de la energía secundaria.

En la cuantificación de la energía eléctrica se utiliza comúnmente las siguientes unidades de medida:

Kilowatt (KW) = 1000 Watts
Megawatt (MW) = 1000 Kilowatts
Gigawatt (GW) = 1000 Megawatts
Terawatt (TW) = 1000 Gigawatts

FACTORES DE CONVERSION:

PESO:

1 Kilogramo = 2.20462 libras; 1 libra = 0.453592 Kilogramos
1 tonelada métrica= 1000 kilogramos=2 204.62 libras
1 tonelada métrica=1.10231 toneladas cortas=0.984207 toneladas largas

Continúa.....

VOLUMEN:

1 metro cúbico= 35.3147 pies cúbicos
1 galón (E.U.)= 3.7854 litros= 0.832674 galones imperiales
1 barril= 159 litros= 42 galones (E.U.)= 0.158987 metros cúbicos
1 litro= 1 decimetro cúbico= 0.264172 galones (E.U.)

ENERGIA Y CALOR:

1 caloría= 4.1868 joules (J)
1 kilocaloría= 1000 calorías= 3.96832 BTU=1.163 watts-hora
1 kilowatt-hora=3,412.14 BTU=859.845 Kcal.=3.6 mega joules (MJ)

TABLA 2.2

VALORES CALORICOS DE ENERGETICOS PRODUCIDOS EN MEXICO:

Petróleo Crudo	1 353 650 Kcal/barril
Petróleo Crudo equivalente	1 282 314 Kcal/barril
Etano	701 700 Kcal/barril
Gas natural	8 460 Kcal/m^3
Gasolinas	1 295 700 Kcal/barril
Kerosinas	1.405 700 Kcal/barril
Turbosina	1 405 700 Kcal/barril
Diesel	1 469 600 Kcal/barril
Gas L.P.[1]	1 051 500 Kcal/barril
Combustóleo	1 593 000 Kcal/barril
Asfaltos	1 593 000 Kcal/barril
Grasas	1 469 600 Kcal/barril
Lubricantes	1 469 600 Kcal/barril
Parafinas	1 469 600 Kcal/barril
Energía Eléctrica primaria[2]	3 074 Kcal/KWh
Energía eléctrica secundaria[3]	860 Kcal/KWh
Carbón	5 000 000 Kcal/ton.
Coque	6 567 920 Kcal/ton.
Uranio	72 500 000 Kcal/kg.

1 Densidad 0.54 ton./m^3.
2 Valor de substitución de energía eléctrica considerando una eficiencia de conversión por combustibles fósiles del 2[illegible] por ciento
3 Poder calórico al 100 por ciento de eficiencia

Continúa...

Algunas definiciones de unidades de energía

BTU (British Unit): cantidad de calor necesaria para elevar un grado Farenheit una libra de agua que se encuentra a 60° F.

Calorías: Cantidad de calor necesaria para elevar un grado centígrado un gramo de agua que se encuentra a 15°C.

Joule: es el trabajo producido por la fuerza de un Newton al desplazar, en el sentido de la fuerza, un metro su punto de aplicación.

CAPITULO 3

EJEMPLOS DE AHORRO DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA QUIMICA

Los ejemplos incluidos en este apartado ilustran algunas de las medidas de conservación que Industrias Resistol ha evaluado y, en su caso -criterio económico-, está en vías de implementar. Para su presentación se ordenaron en función del beneficio que se espera de su realización: primero, se considera la médida que tiene menor potencial y, al último, aquella que reducirá severamente el consumo de un servicio (agua cruda):

Ejemplo 1: Aislamiento de tanques de condensados (Reducir el desperdicio de energía)

Ejemplo 2: Empleo integral de la purga de calderas (Aprovechar la energía desperdiciada).

Ejemplo 3: Agotamiento de los gases de combustión (Aprovechar la energía desperdiciada).

Ejemplo 4: Sustitución de los sistemas tradicionales de enfriamento (Conservación de energía, proyecto de energía).

3.1 AISLAMIENTO DE TANQUES DE CONDENSADOS

3.1.1 ANTECEDENTES

Los tanques de retorno de condensados están, generalmente, sin aislar. Existe la inquietud de evaluar la conveniencia técnico-económica de aislarlos para minimizar las pérdidas de energía hacia la atmósfera. En el caso del tanque de retorno de condensados de FQ, se dispone de información imprecisa acerca de sus dimensiones. La utilidad de este anexo radica en la presentación de un método sencillo para estimar las pérdidas de calor a través de las paredes y las tapas de tanques.

3.1.2 ESTIMACION DE LAS PERDIDAS DE CALOR A TRAVES DE LAS PAREDES DE TANQUES

Para diseñar el espesor óptimo de aislamiento de un tanque, es fundamental cuantificar el flujo de calor que se desea confinar. El procedimiento de cálculo de ese flujo de calor (propuesto en la ref. 1) se describe a continuación:

3.1.2.1 Procedimiento:

1.- Calcular el área expuesta del tanque en pies^2.
2.- Elegir un valor apropiado de U (coeficiente de transferencia de calor) en la tabla 1.
3.- Si el tanque no tiene aislamiento, el valor de U deberá corregirse de acuerdo al material almacenado en el tanque, utilizando la siguiente relación:

$$Un = Ut \; F \quad \text{----------} \quad (1)$$

donde: Un = Coeficiente U corregido de acuerdo al material almacenado, (BTU/h pie^2 °F)

Ut = Coeficiente U (de la tabla 1) elegido de acuerdo a la velocidad del viento en el exterior del tanque (BTU/h pie^2 °F)

F = Factor de corrección por material almacenado (Tabla No. 2).

4.- Si el tanque se encuentra aislado, el valor de U deberá corregirse de acuerdo al tipo de aislamiento utilizado, según la siguiente relación:

$$Ux = Ut \; \frac{K}{0.23} \quad \text{----------} \quad (2)$$

donde: Ux = Coeficiente U corregido de acuerdo al material de aislamiento utilizado, (BTU/h pie^2 °F)

Ut = Coeficiente U (de la tabla 1) elegido de acuerdo a la velocidad del aire en el exterior del tanque y el espesor del aislamiento existente, (BTU/h pie^2 °F)

K = Conductividad térmica del material utilizado en el aislamiento. (BTU/h pie^2 °F/pulg). (Tabla No. 3).

5.- Calcular las pérdidas de calor a través de las paredes y tapas del tanque, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$Q = Un\ A\ (tp - ta) \quad \text{----------} \quad (3)$$

$$Q = Ux\ A\ (tp - ta) \quad \text{----------} \quad (3')$$

donde: Q = Pérdidas de calor a través de las paredes y tapas del tanque, (BTU/h)

Un, Ux = Coeficiente U corregido (BTU/h pie^2°F).

Tp = Temperatura del material almacenado en el tanque, (°F)

Ta = Temperatura del aire ambiente en el exterior del tanque, (°F).

A = Area total expuesta de las paredes y tapas del tanque, (pies^2).

3.1.2.2 Estimación de las pérdidas de calor a través de las paredes y tapas de un tanque de retorno de condensados.

Considerando que el tanque de retorno de condensados tiene 10 metros de diámetro y 14 metros de altura; la temperatura del agua en su interior es de 85°C y la temperatura del aire ambiente es de 30°C.

1.- Cálculo del área total.

A total = A pared + A tapa.

El tanque se encuentra asentado en el terreno, por lo cual sólo se calculará el área de una tapa expuesta.

$$A\ tapa = \frac{\pi}{4}\ D^2 \qquad D = 10\ m = 32.81\ pies \qquad H = 14\ m = 45.93\ pies$$

$$= \frac{\pi}{4}\ (32.81)^2$$

A tapa = 845.48 pies^2

A pared = π DH = π (32.81 pies) (45.93 pies)
A pared = 4734.27 pies^2
A total = 5579.75 pies^2

2.- Elección del coeficiente U.

Para elegir el coeficiente es necesario calcular, previamente, el gradiente de temperatura disponible.

DT = tp - ta = 185 - 86 = 99°F

tp = 85°C = 185°F
ta = 30°C = 86°F

En la parte media de la tabla No. 1 se encuentra la siguiente información para el tanque sin aislamiento.

Coeficiente U (BTU/h pie^2°F)	2.1	4.4	5.1	5.7	6.1	6.5
Velocidad del viento (millas/h)	0	10	15	20	25	30

Puesto que el tanque no está aislado, no se requiere corrección del coeficiente U por material de aislamiento; sin embargo, como el tanque no está normalmente lleno en su totalidad, es necesario efectuar la corrección del coeficiente de acuerdo con el material almacenado. Esto es, se calculará un coeficiente U válido para la porción del tanque lleva de líquido, y otro coeficiente para la fracción del tanque que contiene vapor "flash". Por tanto, la información que relaciona el coeficiente U con la velocidad del viento queda:

COEFICIENTE U (BTU/h pie^2°F)	Parte llena de líquido	2.1	4.4	5.1	5.7	6.1	6.5
	Parte llena de vapor	1.05	2.2	2.55	2.85	3.05	3.25
VELOCIDAD DEL VIENTO (mph)		0	10	15	20	25	30

NOTA: Los valores del coeficiente U mostrados en esta tabla se obtuvieron considerando F = 1, para la fracción del tanque llena de líquido, y F = 0.5 para la parte llena de vapor flash, ver tabla No. 2.

3.- Cálculo de las pérdidas de calor.

Para realizar este cálculo definiremos la variable Xl que es la fracción del tanque llena de líquido; es decir:

$$Xl = \frac{Hl}{Ht}$$

donde: Hl = Altura del líquido en el interior del tanque, pies.

Ht = Altura total del tanque, pies

De esta forma, se puede calcular un coeficiente Up ponderado, de acuerdo con el contenido del líquido en el tanque:

$$Up = Ul\ X\ l + Uv\ (1 - Xl)$$

donde: Ul = Coeficiente U para la parte llena de líquido
Uv = Coeficiente U para la parte llena de vapor.

$$Q = Up(At)\ DT$$

$$Q = Up\ (5579.75)\ (99)$$

$$Q = 552\ 395.25\ Up$$

La tabla No. 4 muestra los resultados obtenidos en función del espesor del aislamiento (se consideró colchoneta de fibra de vidrio, K = 0.32 BTU/h pie² (°F/pulg), la fracción del tanque llena de líquido y la velocidad del viento.

3.1.2.3 Aclaración.

Es necesario determinar las dimensiones precisas del tanque de retorno de condensados para obtener estimaciones adecuadas.

3.1.3 REFERENCIAS

1.- Applied Chemical Process Design. Aertin, F. y street, G. N.Y., U.S.A. 1978, Plenum Publishing Corporation. Sección B.2 "Heat Losses From Tanks".

TABLA NO. 1

Heat Loss from Storage Tanks and Product Correction Factors

Heat loss expressed as U (BTU/hr. sq. ft. F)
ΔT = Product temperature minus air temperature.

Surface Condition	Still Air	10 mph	15 mph	20 mph	25 mph	50 mph
General Range of ΔT = 60 F						
Uninsulated	1.8	4.1	4.7	5.2	5.7	6.1
1" Insulation	0.18	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21
1½" Insulation	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
2" Insulation	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
General Range of ΔT = 100 F						
Uninsulated	2.1	4.4	5.1	5.7	6.3	6.5
1" Insulation	0.18	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21
1½" Insulation	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
2" Insulation	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
General Range of ΔT = 200 F						
Uninsulated	3.7	5.1	5.7	6.4	6.8	7.6
1" Insulation	0.19	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22
1½" Insulation	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
2" Insulation	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11

A k value of 0.23 was used in calculating U for insulated tanks.

Calculated from data in Oil and Gas Journal's "The Refiner's Notebook," No. 135, by Prof. W. L. Nelson.

TABLA NO. 2

Product correction factors. Apply to uninsulated U values only.

Product	Approximate Product Temp.		
	75 F	350 F	750 F
Watery solutions	1.00	1.00	1.00
Gasoline, Kerosene, etc.	0.90	0.90	0.90
Light oils	0.80	0.85	0.90
Medium oils	0.70	0.75	0.80
Heavy oils	0.60	0.65	0.70
Asphalts, Tars, etc.	0.50	0.55	0.60
Gases or Vapor spaces	0.50	0.50	0.50

U values as listed for insulated tanks, apply to all products without correction.

TABLA NO. 3

Thermal Conductivity of Some Insulating Materials

Material	Temperature range (°F) Minimum	Temperature range (°F) Maximum	Temperature (°F)	Thermal conductivity (Btu-in./ft²-hr-°F)
Calcium silicate	100	1200	70	0.31
			150	0.41
			300	0.47
Glass foam	-400	800	70	0.39
			150	0.43
			300	0.506
Glass fiber	-300	600	70	0.25
			150	0.30
			300	0.39
Magnesia	-20	600	70	0.41
			150	0.43
			300	0.49
Perlite	-200	1500	300	0.42
			500	0.51
Polystyrene foam	-400	175	70	0.26
			150	0.90
Polyurethane foam	-50	230	70	0.17
			150	0.27

TABLA No. 4

Pérdidas de calor a través de las paredes y la tapa de un tanque de condensados.

Altura del tanque = 14 metros
Diámetro del tanque = 10 metros
Temperatura en el interior del tanque = 85°C
Temperatura del aire ambiente = 30°C
Aislamiento = Colchoneta de fibra de vidrio (K = 0.32 BTU/h pie² (°F/pulg))

PERDIDAS DE CALOR EN MILLONES DE BTU's/hr.

ESPESOR DEL AISLAMIENTO	X1	H1 (metros)	VELOCIDAD DEL AIRE (MILLAS/HORA) 0	10	15	20	25	30
Tanque sin Aislamiento	1	14	1.16	2.431	2.817	3.149	3.370	3.591
	0.9	12.6	1.102	2.309	2.676	2.991	3.201	3.411
	0.8	11.2	1.044	2.187	2.535	2.834	3.033	3.232
	0.7	9.8	0.986	2.066	2.395	2.676	2.864	3.052
	0.6	8.4	0.928	1.944	2.254	2.519	2.696	2.872
	0.5	7	0.870	1.823	2.113	2.361	2.527	2.693
Tanque con 1" de aislamiento	1	14	0.138	0.153		0.161		
	0.9	12.6	0.131	0.146		0.153		
	0.8	11.2	0.124	0.138		0.145		
	0.7	9.8	0.117	0.131		0.137		
	0.6	8.4	0.110	0.123		0.129		
	0.5	7	0.103	0.115		0.121		
Tanque con 1 1/2" de aislamiento	1	14	0.100		0.108			
	0.9	12.6	0.095		0.102			
	0.8	11.2	0.090		0.097			
	0.7	9.8	0.085		0.091			
	0.6	8.4	0.80		0.086			
	0.5	7	0.075		0.081			
Tanque con 2" de aislamiento	1	14	0.077		0.085			
	0.9	12.6	0.073		0.080			
	0.8	11.2	0.069		0.076			
	0.7	9.8	0.065		0.072			
	0.6	8.4	0.062		0.068			
	0.5	7	0.058		0.064			

3.2 EMPLEO INTEGRAL DE LA PURGA DE CALDERAS

3.2.1 A N T E C E D E N T E S.

El agua alimentada a una caldera (para reponer las pérdidas de vapor -por fugas-, condensados no retornados y purgas) contiene sólidos que deben ser removidos para evitar incrustaciones. La frecuencia de la remoción depende de la presión a la que opera la caldera, de la concentración de sólidos en el agua de repuesto y del régimen de carga.

El mecanismo para remover los sólidos contenidos en una caldera es conocido con el nombre genérico de "purga". Esta puede ser continua o intermitente, manual o automática, de fondos y/o de domo; en cualquier caso, contiene energía y agua que interesa recuperar. Para este fin existen, al menos, dos mecanismos complementarios de importancia industrial:

- Separación de la purga en dos fases, por el empleo de un separador "flash", y, posteriormente, uso de la fase vapor para recuperar el agua y la energía que contiene.

- Recuperación de la energía contenida en la fase líquida, por el empleo de un intercambiador de calor.

3.2.2 CALCULO DE LA ENERGIA (Y EL AGUA) RECUPERABLE.

El cálculo de la energía y el agua recuperables, mediante la instalación de un separador "flash" y un intercambiador de calor, se fundamenta en el estándar de retorno de condensados (preparado por la Gerencia de Tecnología y Control Ambiental, Industrias Resistol, S.A.).

3.2.2.1 Cálculo de la separación "flash".

3.2.2.1.1 Determinación del gasto de la purga, Gp.

Gp = Alimentación a las calderas - Evaporación real de las calderas

$$Gp = 900 \frac{t}{d} - 780 \frac{t}{d}$$

$$Gp = 120 \frac{t}{d} = 5 \frac{t}{h} = 1{,}39 \frac{l}{s}$$

3.2.2.1.2 Determinación de las entalpías de los fluidos.

Hls = entalpía del líquido saturado a la presión de la purga Kcal/Kg.

Hls = Hls (leída a 36,15 Kg/cm^2 abs).

Hls = 251,44 Kcal/Kg.

Hlf = entalpía del líquido saturado a la presión del separador "flash", Kcal/Kg.

Hlf = Hlf (leída a 1,0337 Kg/cm^2 abs).

Hlf = 100,04 Kcal/Kg.

C.L. = Calor latente de evaporación a la presión del separador "flash", Kcal/Kg.

C.L. = C.L. (leído a 1,0337 Kg/cm^2 abs).

C.L. = 539,06 Kcal/Kg.

3.2.2.1.3 Determinación de las fracciones líquida y vapor.

Xg = fracción vapor, Kg de vapor/Kg de purga.

$$Xg = \frac{Hls - Hlf}{C.L.}$$

$$Xg = (251{,}44 - 100{,}04) \frac{Kcal}{Kg.} \times \frac{1}{539{,}06} \frac{Kg}{Kcal}$$

Xg = 0,281

Gvf = Gasto del vapor "flash", t/h.

Gvf = Xg x Gp

$$Gvf = 0{,}281 \times 5 \frac{t}{h} = 1{,}405 \frac{t}{h}$$

Xl = fracción líquida, Kg. de líquido/kg. de purga

Xg + Xl = 1

Xl = 1 - Xg = 1 - 0,281 = 0,719

Gfl = Gasto de la fracción líquida, t/h.

Gfl = Xl x Gp

$$Gfl = 0{,}719 \times 5 \frac{t}{h} = 3{,}595 \frac{t}{h}$$

3.2.2.1.4 Determinación de la energía contenida en las fracciones líquidas y vapor.

Qv = energía contenida en la fracción vapor, Kcal/h.

Qv = Gvf x Hvf

(Hvf = entalpía de la fracción vapor a la presión del separador "flash" = 639,1 Kcal/Kg.)

$$Qv = 1{,}405 \frac{t}{h} \times 1\,000 \frac{Kg}{t} \times 639{,}1 \frac{Kcal}{Kg}$$

$$Qv = 897{,}935{,}5 \frac{Kcal}{h}$$

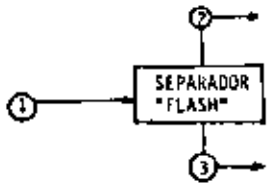
Ql = energía contenida en la fracción líquida, Kcal/h.

$$Ql = Gfl \times Hlf$$

$$Ql = 3{,}595 \frac{t}{h} \times 1\,000 \frac{Kg}{t} \times 100{,}04 \frac{Kcal}{Kg}$$

$$Ql = 359{,}643{,}8 \frac{Kcal}{h}$$

3.2.2.1.5 Balance en el separador "flash"



Corriente	Entalpía (Kcal/Kg)	Gasto (Kg/h)	Energía (Kcal/h)	Observación
1	251,44	5 000	1,257,200.0	Purgas
2	631,10	1 405	897,935.5	Fracción vapor
3	100,04	3 595	359,643.8	Fracción líquida

3.2.2.1.6 Recuperación en el separador "flash"

La instalación de un separador "flash", en las cercanías del tanque de condensados, permitirá recuperar la fracción vapor, mediante la conexión de la descarga superior del separador al tanque de condensados.

El recuperar la fracción vapor representa una disminución, en la reposición de agua a calderas, de 12 300 m^3/año. La energía que contiene esta fracción significa una reducción en el consumo de gas natural de 1,105,011.7 m^3 de gas natural por año (parámetros: 7,87 x 10^9 Kcal/año, 8898 Kcal/m^3 g.n., una eficiencia de generación de vapor de 80% y una eficiencia de recuperación, de la fracción vapor, del 100%).

3.2.2.2 <u>Recuperación de calor de la fracción líquida</u>

La corriente tres del separador "flash" contiene 359,643.8 Kcal/h; de esta energía, se pueden recuperar 203,980.3 Kcal/h mediante la instalación de un intercambiador de calor, con lo cual es factible incrementar la temperatura del agua de repuesta a calderas en 37°C (parámetros: temperatura de agua de repuesto-desmineralizada-,26°C capacidad calorífica del agua de repuesto, 1 kcal/(kg°C); gasto del agua de resposición, 5,584 Kg/h).

3.2.2.2.1 Determinación de la energía recuperable en el intercambiador de calor, Qr.i.c..

Qr.i.c. = Gfl (Hlf - Hlr)

(Hlf, se describe en 3.2.2.1.2; Gfl se determina en 3.2.2.1.3)

Hlr = entalpía de la fracción líquida a la salida del intercambiador de calor, Kcal/Kg.

Hlr = Hlr (43°C)

Hlr = 43,3 Kcal/Kg

$$Qr.i.c. = 3\,595 \frac{Kg}{h} (100{,}04 - 43{,}3) \frac{Kcal}{Kg}$$

$$Qr.i.c. = 203{,}980{,}3 \frac{Kcal}{h}$$

3.2.2.2.2 Incremento en la temperatura del agua desmineralizada.

El intercambiador de calor propuesto tiene la finalidad de incrementar la temperatura del agua desmineralizada (reposición de calderas), absorbiendo parte de la energía residual contenida en la fracción líquida del separador "flash". La temperatura final del agua desmineralizada se calcula a partir de la Ecuación de Fourier:

Qr.i.c. = G r x Cp x (t2 - t1)

(Gr = Gasto de agua desmineralizada a calderas, 93 GPM ó 5 584 Kg/h), donde:

Cp = Capacidad calorífica del agua desmineralizada, Kcal/(Kg°C)

$$Cp = 1 \frac{Kcal}{Kg°C}$$

t2 = temperatura del agua desmineralizada a la salida del intercambiador, °C.

t2 = (?)

t1 = temperatura del agua desmineralizada, °C.

t1 = 26°C.

$$t2 = \frac{Qr.i.c.}{Gr\ Cp} + t1$$

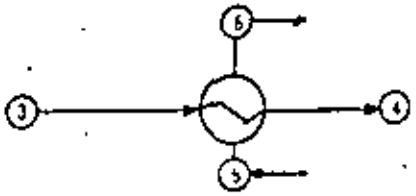
$$t1 = 203{,}980{,}3 \frac{Kcal}{h} \times \frac{1}{5\,584} \frac{h}{Kg} \times \frac{1}{1} \frac{Kg°C}{Kcal} + 26°C$$

t2 = 62,53°C

Por último, el incremento en la temperatura del agua desmineralizada es de:

Incremento = t2 - t1 = (62,53 - 26)°C
Incremento = 36,53°C

3.2.2.2.3 Balance en el intercambiador de calor:



Corriente	Temperatura (°C)	Entalpía (Kcal/Kg)	Gasto (Kg/h)	Energía
3	100	100.04	3 595	359,643.8
4	43	43.3	3 595	155,663.5
5	26	26.7	5 584	149,092.8
6	63	62.8	5 584	350,675.8

3.2.2.3 Resumen de resultados.

Agua recuperable en el separador "flash" = Gvf

$$Gvf = 1.41 \ \frac{t}{h} = 12,351.6 \ \frac{m^3}{año}$$

Energía recuperable en el separador "flash" = Qv.

$$Qv = 897,935.5 \ \frac{Kcal}{h} = 7.8659 \times 10^9 \ \frac{Kcal}{año}$$

Energía recuperable en el intercambiador de calor = Qr.i.c.

$$Qr.i.c. = 203,980.3 \ \frac{Kcal}{h} = 1.7869 \times 10^9 \ \frac{Kcal}{año}$$

Energía total recuperable = Qv + Qr.i.c

$$\text{Energía total recuperable} = 1,101,915.8 \ \frac{Kcal}{h} = 9.652 8\times10^9 \ \frac{Kcal}{año}$$

3.3 AGOTAMIENTO DE LOS GASES DE COMBUSTION

3.3.1 ANTECEDENTES

La principal pérdida de energía de una caldera está asociada con la que transportan los gases de combustión hacia la atmósfera (del 10 al 15% de la suministrada por el combustible, en ausencia de sistemas de recuperación); de esta energía parte es recuperable por el empleo de trampas de calor: precalentadores de aire y economizadores.

Los precalentadores de aire tienen por función el aumentar la temperatura de este fluido, a expensas de la de los gases de combustión. Se estima que por cada 56°C de decremento en la temperatura de los gases de combustión se eleva la eficiencia de una caldera en 2.5%. (Ver Fig. al final del anexo)

Los economizadores, al igual que los precalentadores de aire, como ya se mencionó, atrapan parte de la energía contenida en los gases de combustión; en este caso la energía es aprovechada por el agua de alimentación -a la caldera- para elevar su temperatura. De manera aproximada, un incremento de 6°C en la temperatura de esta agua reducirá en 1% el consumo de combustible. (Ver Fig. al final del anexo).

De manera general, se recomienda emplear simultáneamente precalentadores de aire y economizadores, en aquellas calderas con capacidad de, por lo menos 22.7 t/h y cuya presión de operación sea superior a los 28 Kg/cm^2.

3.3.2 RECOMENDACION

El sistema de generación de vapor del complejo FQ está integrado por tres calderas (la de sulfúrico será considerada en estudios posteriores). Cada una de ellas tiene instalado un precalentador de aire con el fin de aumentar el aprovechamiento de los gases de combustión, se recomienda evaluar la instalación de los economizadores respectivos.

En éste incluso se desarrollan los cálculos que permiten estimar la energía recuperable por la adecuación de un economizador a la caldera de mayor capacidad, CV-3.

3.3.3 CARACTERISTICAS DE LOS ECONOMIZADORES.

Un economizador es un arreglo de tubos que se instala en la chimenea de una caldera -por encima del precalentador de aire-; permite absorber parte de la energía contenida en los gases de combustión, al elevar la temperatura del agua de alimentación, reduciendo el consumo de combustible que se necesita para generar una cantidad definida de vapor.

La energía que se puede recuperar está limitada por varios factores:

- Temperatura de los gases de combustión (a la salida del precalentador de aire);

- presión de operación de la caldera;
- espacio disponible para instalar el equipo; y,
- corrosividad, de los gases de combustión.

3.3.3.1 Costos

El costo de los economizadores está relacionado con diversos factores, entre ellos:

- Arreglo de los tubos;
- área total de transferencia de calor; y,
- tamaño, tipo y material de los tubos.

En tanto, los costos de instalación dependen de lo siguiente:

- Espacio disponible;
- modificaciones a la chimenea;
- precalentamiento del agua de alimentación a calderas;
- modificaciones a la línea del agua de alimentación;
- caídas de presión que soporte el sistema de bombeo del agua de alimentación a calderas; y
- cambios de ventilador por aumento de la caída de presión de los gases de combustión.

3.3.3.2 Elementos de diseño.

3.3.3.2.1 Tamaño del economizador.

La superficie de los economizadores es de un 25 a un 30% de la correspondiente a la caldera en que va a instalarse el equipo (operando simultáneamente con un precalentador de aire).

3.3.3.2.2. Tubos.

Los tubos de los economizadores son fabricados, en general, de fierro forjado o acero, en diámetros externos desde 1 3/4 de pulg. hasta 2 pulg. Cuando van a instalarse en calderas de alta presión (FQ), se prefieren los de acero, por requerir menor espesor de pared, tener mayor conductividad y menor costo inicial. En cambio, los tubos de acero forjado son usados en calderas de baja presión, especialmente cuando los combustibles empleados generan gases de combustión muy corrosivos.

Es común aumentar la superficie de transferencia de calor de los economizadores, mediante la utilización de aletas soldadas al exterior de los tubos. El combustible a quemar determina el tipo y el espaciamiento de las aletas; cuando se queman combustibles limpios es recomendable adaptar aletas largas con poco espaciamiento entre ellas.

3.3.3.2.3 Temperatua máxima del agua de alimentación.

La temperatura del agua de alimentación, a la salida del economizador, debe mantenerse por debajo de la desatuaración (desde 20°C hasta 40°C) para evitar vaporización, golpes de ariete y choques térmicos.

3.3.3.2.4 Corrosión interna.

Los economizadores están sujetos a corrosión interna por el oxígeno disuelto en el agua que se va a calentar, a bajas concentraciones del ion hidróxilo. Conforme se incrementa la temperatura del agua en el economizador, la solubilidad del oxígeno disminuye y el exceso ataca la superficie interior del tubo. Para evitar problemas de corrosión es necesario desarear el agua de alimentación a calderas (calentándola hasta 100°C), para eliminar el oxígeno en disolución, y mantener un pH básico (entre ocho y nueve).

3.3.3.2.5 Corrosión externa.

Los problemas de corrosión externa están estrechamente ligados con el contenido de azufre del combustible a quemar y la temperatura mínima del extremo frío.

3.3.3.2.6 Emisión de contaminante.

La emisión de contaminantes no se afecta por el empleo de economizadores.

3.3.4. CALCULO DE LA ENERGIA RECUPERABLE

3.3.4.1 Cálculo del combustible quemado en la caldera CY-3.

Evaporación promedio = Mv

$Mv = 802,3 \frac{t}{d} = 33,43 \frac{t}{h}$

Entalpía del vapor = Hv.

Hv = Hv (343°C y 36,4 Kg/cm^2 abs).

Hv = 734,8 Kcal/Kg.

Entalpía del agua de alimentación = Hl.

Hl = Hl (108,8°C)

Hl = 108,98 Kcal/Kg.

Eficiencia de operación = Nop

Nop = 82,82 %

Poder calorífico superior del gas natural = HHV

HHV = 9 263 Kcal/m^3.

Consumo de combustible = Cc

$$Cc = \frac{Mv\ (Hv - Hl)}{Nop \times HHV}$$

$$Cc = 33{,}43\ \frac{t}{h} \times (734{,}8 - 108{,}98)\ \frac{Kcal}{Kg} \times 1000\ \frac{Kg}{t}$$

$$\times \frac{1}{0{,}8282} \times \frac{1}{9\ 263}\ \frac{m^3}{Kcal}$$

$$Cc = 2{,}723{,}08\ \frac{m^3}{h}$$

3.3.4.2 Determinación de la composición de los gases de combustión (base seca)*

$\%\ O_2 = 3{,}6\%$

$\%\ CO_2 = 9{,}6\ \%$

$\%\ CO = 0\%$

$\%\ N_2 = 100 - (\%\ O_2 + \%\ CO_2 + \%\ CO)$

$\%\ N_2 = 86{,}8\ \%$

NOTA(*): A falta de medición directa, los valores anteriores se calcularon por interpolación de la información contenida en la hoja "PRUEBAS DE COMBUSTION CALDERA CR EN AUTOMATICO". Método: trazo de gráficas de $\%\ O_2$ y $\%\ CO_2$ con evaporación real, t/h; posteriormente, interpolación a una evaporación de 33,43 t/h.

3.3.4.3 Determinación de la composición del gas natural.

BASE DE CALCULO: 100 Kgmol de gases de combustión

$Cx\ Hy + a\ O_2 + b\ N_2\ \ 9{,}6\ CO_2 + 3{,}6\ O_2 + 86{,}8\ N_2 + c\ H_2O.$

Balance de materiales (kgmol de elementos y compuestos):

3.3.4.3.1 Del nitrógeno, N_2.

REACTANTES	PRODUCTOS
b	86,8

Por tanto:

b = 86,8

3.3.4.3.2 De la composición del aire.

21% O_2 y 79% N_2

$$a = \frac{b}{0{,}79} \times 0{,}21 = \frac{86{,}8}{0{,}79} \times 0{,}21$$

a = 23,07

3.3.4.3.3. Del oxígeno elemental, O.

REACTANTES	PRODUCTOS
2a ; de O_2	9,6 x 2 ; de CO_2
	3,6 x 2 ; de O_2
	c de H_2O
2a	9,6 x 2 + 3,6 x 2 + c

Por tanto:

$$2a = 9{,}6 \times 2 + 3{,}6 \times 2 + c$$

$$c = 2a - (9{,}6 + 3{,}6)2$$

$$c = 2 \times 23{,}07 - (9{,}6 + 3{,}6)2$$

$$c = 19{,}74$$

3.3.4.3.4 Del carbono elemental, C.

REACTANTE	PRODUCTO
x	9,6 ; del CO_2

Por tanto:

x = 9,6

3.3.4.3.5 Del hidrógeno elemental, H.

REACTANTE	PRODUCTO
y	2c ; del H_2O

Por tanto:

$y = 2c = 2 \times 19{,}74$

$y = 39{,}48$

3.3.4.3.6 Composición del combustible y ecuación de la combustión.

$Cx\ Hy = C_{9,6}\ H_{39,48} = 9.41\ C_{1,02}\ H_{4,19}$

$9.41\ C_{1,02}\ H_{4,19} + 23{,}07 O_2 + 86{,}8\ N_2\ 9{,}6\ CO_2 + 3{,}6 O_2 + 86{,}8\ N_2 + 19{,}74 H_2O$

3.3.4.3.7 Gases de combustión.

COMPUESTO	DESCARGA (Kgmol)	DESCARGA (%**)
CO_2	9,6	9,6
O_2	3,6	3,6
N_2	86,8	86,8
H_2O	19,74	0
CO	0	0

NOTA (**): Base seca

3.3.4.4 Balance de calor

$$Q = \sum_{i=1}^{n} \int_{t1}^{t2} \left[ni\ (ai + bit + cit^2)\right] dt$$

$$Q = \sum_{i=1}^{n} \left\{ ni \left[ai\ (t2 - t1) + \frac{bi}{2}\left((t2)^2 - (t1)^2\right) + \frac{ci}{3}\left((t2)^3 - (t1)^3\right)\right] \right\}$$

NOTAS:

Q = Energía recuperable al enfriar los gases de combustión desde t1 (235°C) hasta t2 (esta energía es absorbida por el agua de alimentación a calderas), Kcal/(100 Kgmol de gases de combustión).

t = °C

i	n	a	$b \times 10^{-3}$	$c \times 10^{-6}$
CO_2	9,60	9	7,183	- 2,475
O_2	3,60	6,95	2,326	- 0,77
N_2	86,80	6,77	1,631	- 0,345
H_2O	19,74	7,76	3,096	- 0,343

Al desarrollar:

$$Q = 852{,}2383\ (t_2 - t_1) + 1{,}4 \times 10^{-1}(t_2^2 - t_1^2) - 2{,}1083 \times 10^{-5}(t_2^3 - t_1^3)$$

3.3.4.4.1 Cambio de base.

BASE DE CALCULO: 1 h de operación de la caldera

$$Qr = Q\ \frac{Kcal}{(100 Kgmol\ de\ g.c.)} \times \frac{1}{9{,}41}\ \frac{(100\ Kgmol\ de\ g.c.)}{Kgmol} \times 2\ 723{,}08\ \frac{m^3}{h}$$

$$0{,}6862\ \frac{Kg}{m^3} \times \frac{1}{(12 \times 1{,}02 + 1 \times 4{,}19)} \times \frac{Kgmol}{Kg}$$

$$Qr = 12{,}08604\ Q\ ,\ \frac{kcal}{h}$$

$$Qr = 104{,}423{,}39\ Q\ ,\ \frac{Kcal}{año}$$

NOTA ACLARATORIA:

2 723,03 m^3/h = consumo de combustible, ver D.1.

0,6862 Kg/m^3 = densidad del gas natural.

$(12 \times 1{,}02 + 1 \times 4{,}19)\ \frac{Kgmol}{Kg}$ = Peso molecular del gas natural.

3.3.4.4.2 Temperatura final del agua de alimentación a calderas, tf.

$q = w\ Cp\ (tf - t)$

donde:

w = gasto del agua de alimentación a calderas, 45 359 Kg/h.

Cp = 1 Kcal/(Kg°C).

t = temperatura del agua desareada, 108,8 °C

$q = Qr = 12{,}08604\ Q$, Kcal/h.

Por tanto:

$$tf = \frac{q}{w\ Cp} + t$$

$$tf = \frac{q}{45\ 359} + 108{,}8 \quad , °C$$

3.3.4.4.3 Cálculo de la reducción en el consumo de combustible, R.

$Cc = 2{,}723{,}08\ \frac{m^3}{h}$ (ver inciso 1)

$Qs = Cc \times HHV$

$$Qs = 2{,}723{,}08\ \frac{m^3}{h} \times 9\ 263\ \frac{Kcal}{m^3} \times 24\ \frac{h}{d} \times 360\ \frac{d}{año}$$

$$Qs = 2{,}1793 \times 10^{11}\ \frac{Kcal}{año}$$

$R = \frac{Qr}{Qs} \times 100$;(Qr, en base anual. Ver inciso 4.1)

3.3.4.4.4 Cálculo del incremento en la eficiencia de la caldera, INop.

$$Nop(1) = \frac{Mv\ (Hv - H1)}{HHV\ Cc\ (1)} \times 100 = \underline{82{,}9425\%}.$$

$$Nop(2) = \frac{Mv\ (Hv - H1)}{HHV\ Cc(2)} \times 100$$

$INop = Nop\ (2) - Nop\ (1)$

$HHV\ Cc\ (2) = HHV\ Cc\ (1) - Qr$

3.3.4.4.5 Tabla resumen.

TABLA RESUMEN

TEMPERATURA DE LOS GASES EXHAUSTOS t2 (°C)	INCREMENTO EN LA EFICIENCIA DE LA CALDERA INop (%)	TEMPERATURA DEL AGUA DEL ECONOMIZADOR tf (°C)	REDUCCION EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE R (%)	CALOR RECUPERABLE EN EL ECONOMIZADOR Qr (Kcal/año)
235	0	108,8	0	0
228	0,255	111	0,31	$0{,}6678 \times 10^9$
200	1,285	117	1,53	$3{,}3264 \times 10^9$
190	1,658	120	1,96	$4{,}2708 \times 10^9$
180	2,032	122	2,39	$5{,}2126 \times 10^9$
170*	2,409	125*	2,82	$6{,}1517 \times 10^9$
160	2,788	127	3,25	$7{,}0881 \times 10^9$
150	3,170	129	3,68	$8{,}0217 \times 10^9$

NOTA(*)

Yaberrum en su estudio "ENERGY SAVING BY INCREASING BOILER EFFICIENCY (EUA, ndc, 1979), establece dos temperaturas límite para el calentamiento del agua de alimentación a calderas en un economizador:

1) El gradiente mínimo entre la temperatura de los gases de combustión y el agua de alimentación a calderas, debe ser de 45°C (t2 - tf 45 °C), a fin de mantener un potencial de transferencia de calor adecuado.

2) La temperatura máxima a la salida del economizador usualmente se mantiene de 20 a 40 °C por debajo de la temperatura de saturación del agua de alimentación (243°C); para evitar vaporización, golpes de ariete, choques térmicos y espumeo.

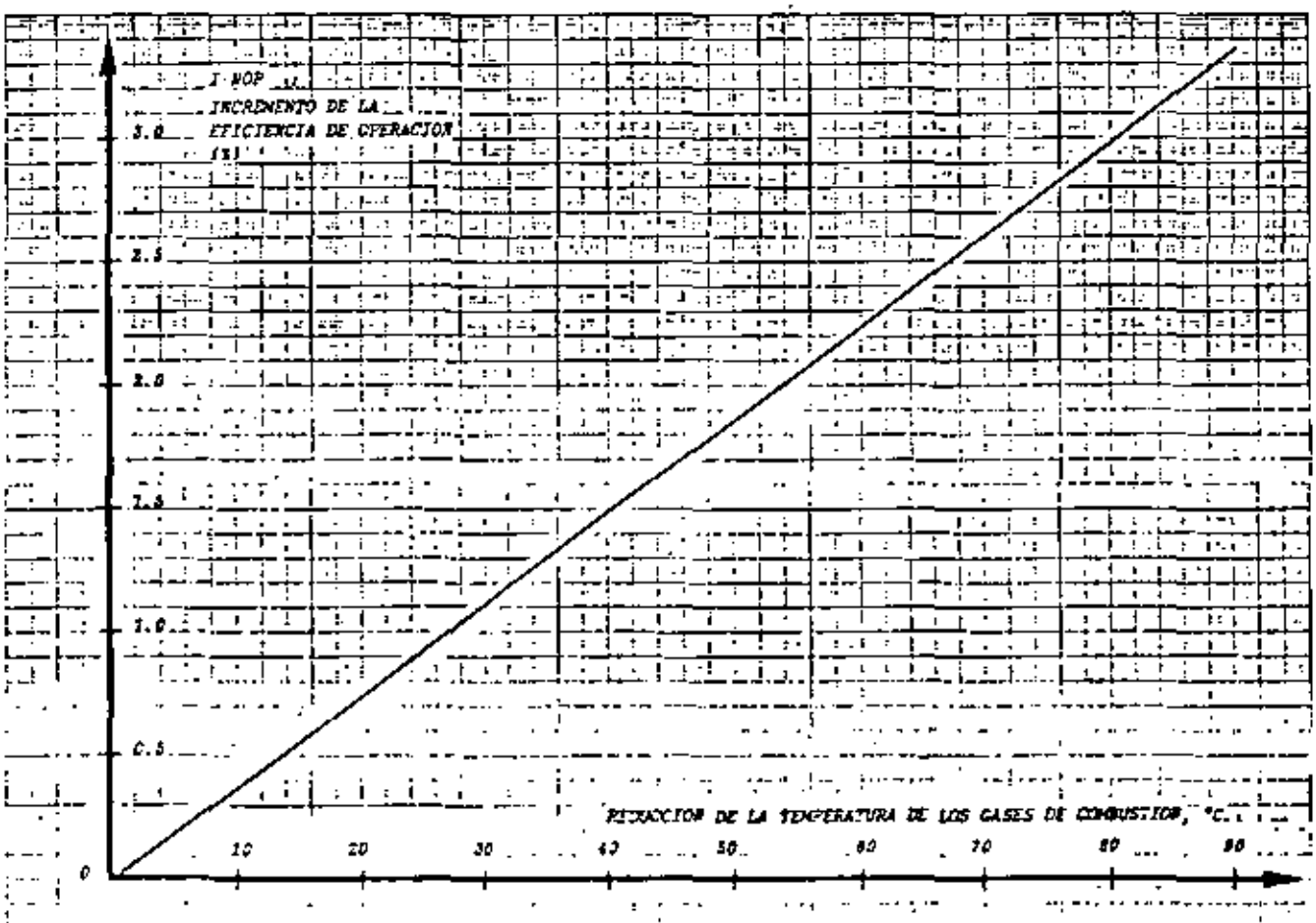


FIG. 3 INCREMENTO DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA CV-3 (I BOP) CONTRA LA REDUCCION EN LA TEMPERATURA DE LOS GASES DE COMBUSTION.

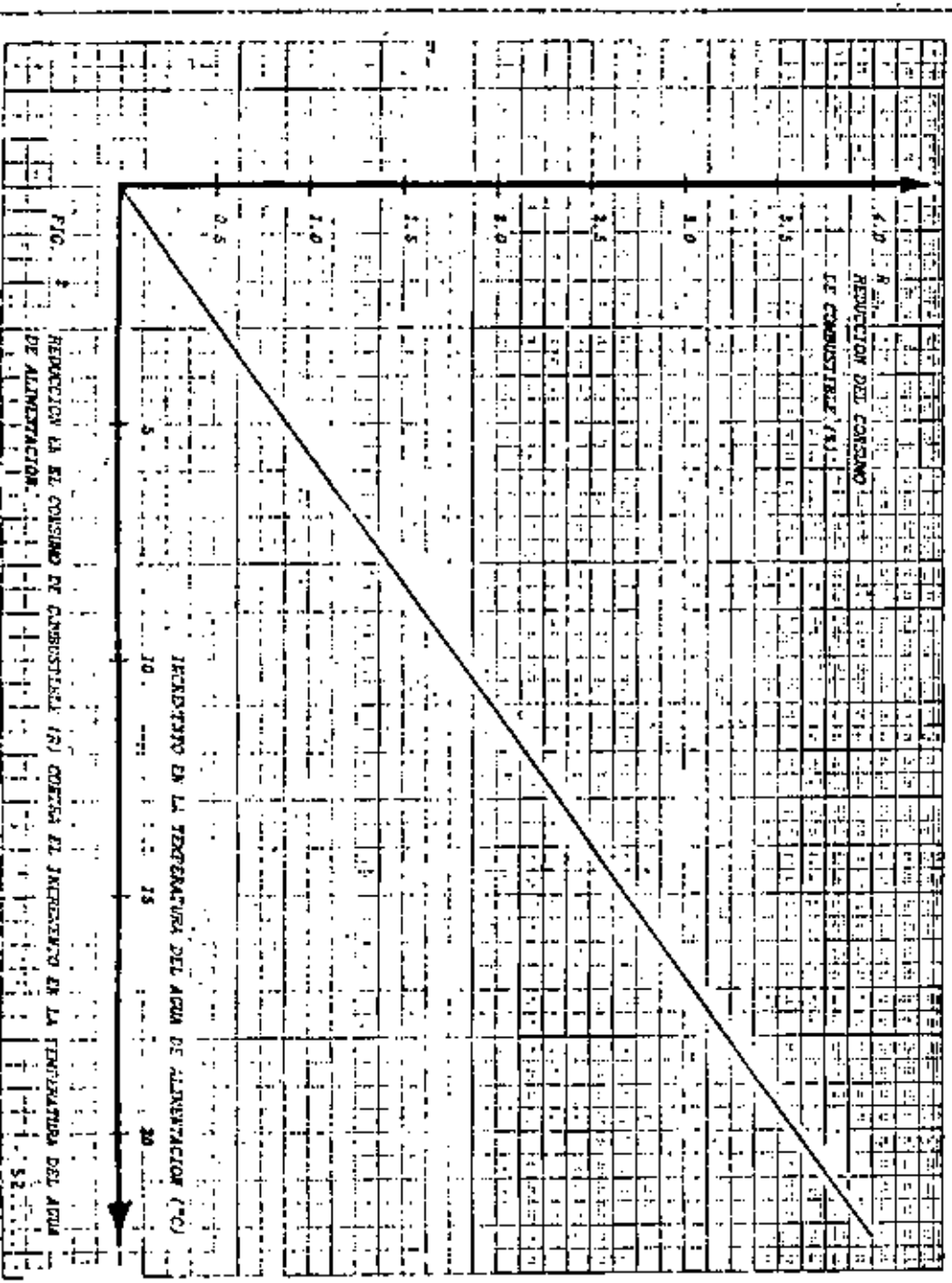


FIG. 4 REDUCCION EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE (%) CUANDO EL INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DEL AGUA DE ALIMENTACION

SUSTITUCION DE LOS SISTEMAS TRADICIONALES DE ENFRIAMIENTO

3.4.1 ANTECEDENTES

En la actualidad, la demanda de agua cruda excede a la capacidad de suministro de los pozos en operación.

Las ampliaciones de F/A y MHA aumentarán el déficit de este fluído.

El análisis del consumo global de agua cruda muestra los siguientes rasgos significativos:

- El caudal proporcionado por los pozos de FQ es insuficiente para cubrir la demanda actual, 30 l/s y 32.2 l/s, respectivamente. La demanda esperada al realizarse las ampliaciones (F/A y MHA) es de 38.8 l/s.
- El consumo de agua cruda relacionado con la operación de la torre de enfriamiento es, en la actualidad, del 75% del total (45% evaporación y 30% purgas). A futuro se estima una participación del 76% (46% evaporación y 31% purgas).
- Las ampliaciones incrementarán el consumo de agua cruda en 20%. El incremento, en su mayoría, está relacionado con la remoción de carga térmica en la torre de enfriamiento (17%, o bien, el 85% del incremento es por este concepto).

Para subsanar los déficits -actuales y futuros- de agua cruda y capacidad de remoción de carga térmica, la planta considera dos medidas complementarias:

- Perforar un pozo adicional con capacidad de 22 l/s; e,
- Instalar celdas complementarias a la torre de enfriamiento.

3.4.2 PROPUESTA

Los antecedentes anteriores hacen deseable la búsqueda de medios alternativos para remover la carga térmica del agua de enfriamiento. En cualesquiera de los casos se buscará una disminución en la demanda de agua cruda.

La literatura reporta, al menos, dos medios para remover cargas térmicas al nivel requerido por FQ (37×10^6 Kcal/hr al concretarse las ampliaciones):

a) Intercambiador de platos.

b) Enfriadores con aire.

La primera alternativa requiere una fuente contínua de agua fría (lago, arroyo, río o cualquier otra que reuna los requisitos anteriores). En el caso de FQ, se vislumbra el suministro de agua a través de un circuito cerrado, con origen en el acueducto de PEMEX y retorno al mismo. De concretarse el contrato respectivo, ésta representa la mejor alternativa.

La segunda alternativa, "enfriadores con aire", tiene un empleo extenso en plantas petroquímicas, particularmente en lugares con limitaciones en el suministro de agua. Estos equipos emplean el aire como "fluído frío" y requieren gastos mínimos de agua de reposición.

Como se mencionó, el "intercambiador de platos" tiene la limitante de lograr un contrato de uso del agua del acueducto, con PEMEX. En cambio, el "enfriador con aire" es una alternativa que puede evaluarse en base a parámetros técnico-económicos, los párrafos siguientes contienen elementos de apoyo para esta evaluación:

La inspección primaria a la torre de enfriamiento determinó la alternativa de sustituir este sistema por un enfriador "solo aire", con capacidad de remover alrededor de 37 X 10^6 Kcal/h. La sustitución propuesta disminuiría el consumo de agua cruda en 430 000 m^3/año (43% ó 13.63 l/s). Un análisis más detallado obligó a desechar esta alternativa - se pretendía obtener agua de enfriamiento a 32°C mediante el empleo de un "fluído frío", aire ambiente, de 37°C de temperatura -; sin embargo, este análisis evidenció la participación de una carga térmica de 14 X 10^6 Kcal/h proveniente del condensador de vapor exhausto del turbogenerador.

La sustitución del condensador del vapor exhausto del turbogenerador por un "enfriador con aire", evita reponer 322 000 m^3 de agua cruda por año a la torre de enfriamiento. Este volumen es altamente significativo, por disminuir la demanda de agua cruda hasta un nivel que puede ser cubierto con los pozos actualmente en operación. (De concretarse la sustitución propuesta, la demanda de agua cruda - después de las ampliaciones de F/A y MMA - sería de, aproximadamente, 28.25 l/s y, como ya se mencionó, la capacidad de los pozos actuales es de, aproximadamente, 30 l/s).

Propuesta: Se propone la sustitución del condensador del vapor exhausto por un "enfriador con aire".

La evaluación de esta alternativa deberá considerar las siguientes premisas:

- Se evita el perforar un pozo.
- Hace innecesaria la anexión de celdas a la torre de enfriamiento.
- El agua cruda ha multiplicado su costo por las nuevas disposiciones legales. La disminución de 322 000 m^3/año representa, en 1982, 966 000 pesos disponibles (3 $/$m^3$).
- Se cumple con la Política de Ahorro y Control de Energéticos -en su concepción amplia, como servicios -: "Es política general de Industrias Resistol, S.A. el que se haga un aprovechamiento óptimo de la energía, usando eficientemente los energéticos" -léase servicios-, continúa "en todas sus instalaciones, buscando la manera de reducir su consumo, así como reemplazando los caros o escasos por aquéllos más baratos o abundantes".

3.4.3 CALCULO DEL AHORRO DE AGUA

Como se mencionó (ver inciso 8), los "enfriadores con aire" requieren una reposición mínima del agua de enfriamiento (excluyendo fugas, estos equipos operan virtualmente sin purga entonces, el agua que se considera "ahorrada" corresponde al volumen que pierde la torre de enfriamiento, por evaporación y purgas. Los métodos de evaluación, presentados a continuación, dan resultados muy próximos, con lo cual se incrementa la confiabilidad en ellos.

3.4.3.1 En base al gasto de agua de enfriamiento y la diferencia de temperaturas, a la entrada y a la salida de la torre de enfriamiento.

G agua de enfriamiento = 10 413 Gpm

Diferencia de temperaturas = (38 - 32) °C = 6°C

Cp agua = 1 $\frac{Kcal}{Kg°C}$

Carga térmica removida por la torre de enfriamiento = Q

$$Q = 10{,}412.5 \frac{Gal}{min} \times 3.785 \frac{l}{Gal} \times 60 \frac{min}{h} \times 1 \frac{Kg}{l} \times 1 \frac{Kcal}{Kg°C} \times 6°C$$

$$Q = 14{,}188{,}073 \frac{Kcal}{h} = 25.54 \times 10^6 \frac{BTU}{h}$$

$$Evaporación = \frac{Q}{C.L.(35°C)} = 14{,}188{,}073 \frac{Kcal}{h} \times \frac{1}{577.51} \frac{Kg}{Kcal}$$

C.L. (35°C) = Calor latente de evaporación, leído a 35°C.

$$Evaporación = 24{,}567{,}660 \frac{Kg}{h} = 24\ 568 \frac{Ton}{h}$$

$$Evaporación = 215\ 213 \frac{Ton}{año} = 6.82 \frac{l}{s}$$

$$Purga = 215\ 213 \frac{Ton}{año} \times \frac{1}{1.5^*} = 143{,}475.33 \frac{Ton}{año}$$

Nota* : El 1,5 equivale a 2,5 ciclos de concentración en el sistema de torre de enfriamiento.

$$Purga = 4.55 \frac{l}{s}$$

Agua "ahorrada" = Evaporación + purga.

$$Agua\ "ahorrada" = 358{,}687.84 \frac{Ton}{año} = 11.37 \frac{l}{s}$$

3.4.3.2 En base al gasto de vapor exhausto del turbogenerador.

W vapor exhausto = 22 273 $\frac{kg}{h}$

C.L. (3 in Hg abs) = 571,5 $\frac{Kcal}{kg}$

C.L.(3 in Hg abs) = Color latente de evaporación leído a tres pulgadas absolutas de mercurio.

Carga térmica removida por el condensador = Qc

$Qc = 22\ 273\ \frac{kg}{h} \times 571{,}5\ \frac{Kcal}{kg} = 12{,}729{,}020\ \frac{Kcal}{h}$

$\text{Evaporación} = \frac{Qc}{C.L.(3\ in\ Hg\ abs)} = 12{,}729{,}020\ \frac{Kcal}{h} \times \frac{1}{571{,}5}\ \frac{Kg}{Kcal}$

$\text{Evaporación} = 22\ 041\ \frac{Kg}{h} = 22{,}041\ \frac{Ton}{h} = 193\ 081\ \frac{Ton}{año} = 6{,}12\ \frac{l}{s}$

$\text{Purga} = 14{,}694\ \frac{Ton}{h} = 128\ 721\ \frac{Ton}{año} = 4{,}08\ \frac{l}{s}$

Agua "ahorrada" = Evaporación + Purga

$\text{Agua "ahorrada"} = 36{,}375\ \frac{Ton}{h} = 321\ 802\ \frac{Ton}{año} = 10{,}20\ \frac{l}{s}$

Con una perspectiva conservadora, se considera una disminución potencial, en la reposición a la torre de enfriamiento, de 322 000 m^3 de agua cruda por año, mediante la instalación del "enfriador con aire".

3.4.4 PREDISEÑO DEL "ENFRIADOR CON AIRE"

La secuencia de cálculo, a continuación desarrollada, se tomó del estudio de Ennis C. Smith," Air Cooled Heat Exchangers, a new industrial cooling medium for cooling process streams in Oil, Gas, and Chemical Plants".

3.4.4.1 Datos básicos para la estimación de un condensador "sólo aire", para llevar a fase líquida el vapor exhausto del turbogenerador.

. Carga térmica a manejar (se considera la máxima a manejar en el "sólo aire", al operar el turbogenerador a capacidad plena) = Q

$Q = Ga.e. \times Cp \times (Ts - te)$

donde:

Ga.e.= Gasto máximo del agua de enfriamiento.

Cp = Capacidad calorífica del agua de enfriamiento.

Ts = Temperatura promedio del agua de enfriamiento, a la salida de la torre de enfriamiento.

Te = Temperatura promedio del agua de enfriamiento, a la entrada de la torre de enfriamiento.

$Q = 10\ 300\ \frac{Gal}{min} \times 1\ \frac{BTU}{lb\ °F} \times 10.8\ °F \times 500{,}2\ \frac{lb\ min}{Gal\ h}$

$Q = 55{,}65 \times 10^6\ \frac{BTU}{h}$

. Vacío en el condensador = 3 pulgadas de mercurio.

Presión absoluta del vapor exhausto = Pabs. en el condensador.

Pabs. del vapor exhausto = (29,92 - 3) pulg. de Hg.

. Pabs. del vapor exhausto = 26.92 pulg. de Hg = 13.223 Psia.

T del pozo caliente = T de saturación del vapor exhausto.

. T del pozo caliente = 97°C, T1 = T2 = 206,6 °F

. T de bulbo seco del aire = t1 = 40°C = 104°F

3.4.4.2 Secuencia de cálculo (Ennis C. Smith)

3.4.4.2.1 Determinación de la carga térmica de diseño:

$Q = 55{,}65 \times 10^6$ BTU/h

3.4.4.2.2 Selección de la temperatura (de diseño) de entrada del aire (t1)

t1 = 40°C = 104 °C

3.4.4.2.3 Selección de los tubos, arreglo, y presión de diseño:

. Tubos de 1 pulg. de diámetro exterior, 12 BWG, con aletas de aluminio de 5/8 pulg. de alto (diámetro exterior de aletas, 2.25 pulg.), ocho aletas por pulgada lineal de tubo.

. Longitud de los tubos: 24 pies.

. Material de los tubos: SS tipo 304.

. Presión de diseño : 150 Psig.

3.4.4.2.4 Selección del coeficiente de transferencia de diseño (Ud):

$Ud\ (\text{de tablas}) = 130 \text{ a } 145\ \frac{BTU}{h\ pie^2\ °F}$

$Ud^* = 140\ \frac{BTU}{h\ pie^2\ °F}$

Nota*: Este valor se basa en un pie cuadrado de superficie exterior, considerando tubo desnudo.

3.4.4.2.5 Cálculo de (T1 - t1)/U:

$\frac{T1 - t1}{U} = (206{,}6 - 104)\ °F \times \frac{1}{140} \times \frac{h\ pie^2\ °F}{BTU}$

$$\frac{T1 - t1}{U} = 0.7329 \quad \frac{H\ pie^2\ (°F)^2}{BTU}$$

3.4.4.2.6 Determinación del número "óptimo" de hileras de tubos, nh:

nh = 3 hileras de tubos.

3.4.4.2.7 Determinación de "varios" valores típicos:

. Velocidad del aire a través de la cara del banco (Face Velocity), FV= 630 pie/min.

. Relación del área total de los tubos desnudos, AT, con respecto al área de la cara del banco.

$$FA = \frac{AT}{FA} = 3,8 \quad \frac{pie^2}{pie^2}$$

. Relación del área total de los tubos desnudos, AT, con respecto a la potencia requerida en el ventilador, HP.

$$Hp = \frac{AT}{HP} = 50 \quad \frac{pie^2}{HP}$$

3.4.4.2.8 Determinación de la temperatura del condensado, a la salida del condensador (método iterativo de prueba y error):

Primera iteración:

1. Suponer t2, t2 = 150°F = 65.5 °C

2. Calcular FA, FA (1):

$$FA\ (1) = \frac{Q}{(t2-t1)FV \times 1,08} = \frac{55,645,000,}{(150-104)\ 630 \times 1,08}$$

$$FA\ (1) = 1\ 778\ pie^2$$

3. Calcular la MLDT:

$$MLDT = \frac{(T1 - t2) - (T2 - t1)}{Ln\ \frac{(T1 - t2)}{(T2-t1)}}$$

$$MLDT = \frac{(206,6 - 150) - (206,6 - 104)}{Ln\ \frac{(206,6 - 150)}{(206,6 - 104)}}$$

MLDT = 77,33°F

4. Calcular FA, FA (2), mediante la siguiente ecuación:

$$FA\ (2) = \frac{Q}{Ud\ MLDT\ (AT/FA)} = \frac{55,645,000,}{140 \times 77,33 \times 3,8}$$

$$FA(2) = 1,352,6\ pie^2$$

5. Comparar FA (1) y FA(2). Cuando FA(1) y FA(2) son iguales, se acepte como correcto el valor supuesto de t2 (en el paso 1); cuando, por el contrario, FA(1) es diferente de FA(2), suponer una nueva t2 y desarrollar la iteración.

FA (1) ≠ FA (2).

Segunda iteración:

1. t2 = 170°F = 76.67°C

2. $$FA(1) = \frac{55,645,000,}{(170 - 104)\ 630 \times 1,08} = 1,239,13\ pie^2$$

3. $$MLDT = \frac{(206,6 - 104) - (206,6 - 170)}{Ln\ \frac{(206,6 - 104)}{(206,6 - 170)}}$$

MLDT = 64,03°F

4. $$FA(2) = \frac{55,645,000,}{140 \times 64,03 \times 3,8} = 1,633,54\ pie^2$$

5. FA(1) ≠ FA(2)

Tercera iteración:

1. t2 = 160°F = 71.11°C

2. $$FA(1) = \frac{55,645,000}{(160-104) \times 630 \times 1,08} = 1,460,41\ pie^2$$

3. $$MLDT = \frac{(206,6 - 104) - (206,6 - 160)}{Ln\ \frac{(206,6 - 104)}{(206,6 - 160)}} = 70,95°F$$

4. $$FA(2) = \frac{55,645,000,}{140 \times 70,95 \times 3,8} = 1,474,22\ pie^2$$

5. FA(1) = 1,460,41 pie^2

FA(2) = 1,474,22 pie^2

FA(1) es aproximadamente igual a FA(2); se considera correcto t2, t2=160°F

3.4.4.2.9 Determinación del área de cara requerida, FA, y el área total, AT:

$$FA = \frac{FA(1) + FA(2)}{2} = \frac{1,460,41 + 1,474,22}{2}$$

$$FA = 1,467,32 \text{ pie}^2$$

$$AT = FA \times \left(\frac{AT}{FA} \right) = 1,467,32 \times 3,8 = 5,575,8 \text{ pie}^2$$

AT (de tubo desnudo) = 5,575,8 pie^2

3.4.4.2.10 Cálculo del ancho del banco:

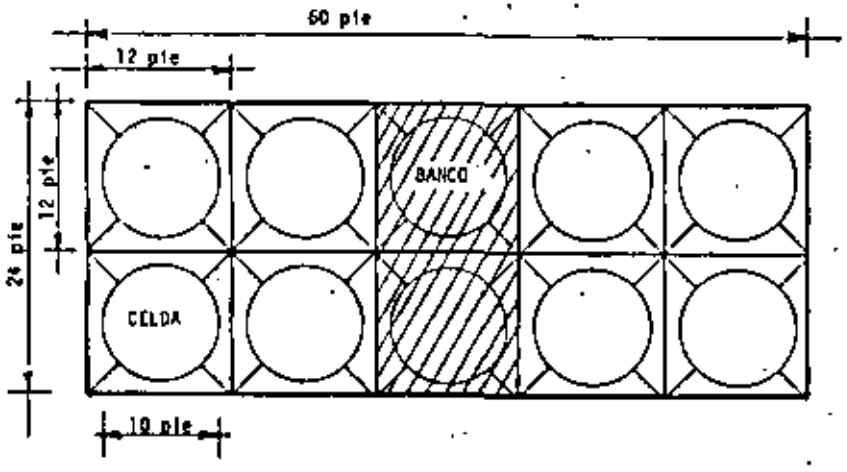
$$\text{Ancho} = \frac{FA}{\text{Longitud de los tubos}} = \frac{1,467,32 \text{ pie}^2}{24 \text{ pie}}$$

Ancho = 61,13 pie.

3.4.4.2.11 Ajuste a dimensiones comerciales:

- Dos celdas en paralelo por banco;
- Cinco bancos en paralelo;
- Un ventilador de 10 pie de diámetro por celda; y,
- 89 tubos por celda (6,2832 pie^2/tubo).

(El área total, AT, es igual a 5592 pie^2, - 89 x 6,2832 x 10-.)



3.4.5 EVALUACION TECNICO-ECONOMICA

La metodología de evaluación económica se apoya en el uso de los factores para justificar Inversiones, FJI. Los FJI no han sido calculados por falta de la información básica para su cálculo; por tanto, la evaluación económica se realizará al contar con esa información.

Como se expresa en el reporte del "Proyecto Piloto en Fenoquímia", la metodología de evaluación nos proporciona el capital que puede ser invertido para concretar una medida de ahorro, o disminución en el consumo de un servicio. La contraparte, para justificar un proyecto, es calculada a partir del costo del equipo instalado. Para disponer de información confiable, se ha solicitado la verificación del prediseño, y su cotización correspondiente, a el Ing. Jorge Garibay, representante de SWECOMEX, S.A., estos datos estarán disponibles en el transcurso del mes de abril.

La racionalización del consumo de energía es entonces una preocupación prioritaria del gobierno federal y forma uno de los tres ejes sobre los que se formuló el programa de energía del que presentamos a continuación los aspectos referentes a este tema.

El Plan Global de Desarrollo define con claridad que la energía no constituye un objetivo en sí mismo, sino una palanca de desarrollo, postula que nuestros recursos naturales, específicamente los hidrocarburos, son un instrumento para el fomento industrial del país; sustenta en síntesis que México se orienta firme y decididamente hacia la consolidación de una sociedad libre y justa. Dados estos principios se depuraron y enriquecieron el conjunto de políticas y lineamientos que en materia energética habían venido instrumentándose para integrarlos en un todo coherente que responde al nombre de Programas de Energía.

Este es un Programa con metas concretas a 1990 y con un horizonte de referencia al año 2000. Ello es así porque en esta materia cualquier política, para ser realmente significativa requiere de un largo período de maduración. En este sentido se puede decir que en el terreno de la energía el Siglo XXI está prácticamente a la vuelta de la esquina.

Los objetivos específicos de este Programa son garantizar el abastecimiento oportuno y adecuado de energía para alimentar nuestro desarrollo económico integral e independiente; racionalizar el uso de los energéticos y diversificar sus fuentes primarias, con particular atención a las de origen renovable. Todo ello cuidando que el sector energéticos se integre de una manera balanceada al conjunto de la economía nacional.

Pero pasemos de lo general a lo particular para hablar de uno de los objetivos específicos del programa, es decir, racionalizar la producción y el uso de la energía.

Dada la situación socio-geo-económica de México, la racionalización del consumo de energía tendrá su mayor efecto en el transporte y en la industria, esta última incluyendo el propio sector energético.

Estamos conscientes que sólo podrán lograrse ahorros significativos si se adoptan medidas concretas que modifiquen patrones de consumo y aumenten la eficiencia en el uso de los combustibles a través de una mejor planificación.

Metas y Proyecciones del Programa de Energía

El primer conjunto de metas se refiere a la racionalización y a la conservación de energía.

Por sus efectos, la racionalización y la conservación deben concebirse como una fuente adicional de energía capáz de hacer una contribución significativa a los objetivos del Programa, en particular el de disminuir la dependencia frente a los hidrocarburos y el de la diversificación. Dicha contribución, que se expresa en reducciones del consumo energético a un nivel dado del producto interno bruto, puede ser de gran magnitud, alargándose de esta manera la vida de las reservas de petróleo y gas natural. Además, se trata de una opción económicamente competitiva al compararse con otras fuentes alternativas, ya que se recuperan con relativa rapidéz los costos por unidad de energía en que se incurre para aprovecharla.

Existe un primer conjunto de posibilidades para ahorrar energía, que consiste simplemente en hacer un uso más cuidadoso de ésta, lo que en muchos casos no implica costo de capital alguno. Estas posibilidades debieran explotarse de inmediato. Un segundo grupo se relaciona con la aplicación más generalizada de tecnologías ya conocidas en el país para recuperar desperdicios industriales. Tal es el caso de la cogeneración, que permite un mayor aprovechamiento del vapor producido en los procesos, y del reciclaje de desechos de materiales, como los de aluminio y acero, que ya incorporan cantidades considerables de energía. En tercer lugar, se han desarrollado nuevas tecnologías aún no plenamente aplicadas en el país. Estas logran una mayor eficiencia energética a través de cambios en los procesos industriales o mediante modificaciones en el diseño de los productos a utilizar como insumos y bienes de capital, tanto por la industria como por otros sectores.

El programa contempla metas específicas de racionalización y conservación a alcanzarse durante los años ochenta y a través de la instrumentación de medidas directas. Los ahorros que así se lograrían son adicionales a los que es previsible que ocurran autónomamente, dadas las tendencias tecnológicas presentes. Dichas metas pretenden evitar el desperdicio de combustibles; elevar la eficiencia en el propio sector energético; y ahorrar energía en sus distintos usos, particularmente en el transporte y en la industria.

Además de las medidas directas de racionalización, el Programa acorde con el PNDI, establece una política de precios tendiente no sólo a moderar el crecimiento de la demanda interna de energía sino también a lograr otros objetivos de política económica. Los precios internos de los combustibles fósiles han estado tradicionalmente por debajo de los internacionales, con el propósito deliberado de alentar a la industria, situación que se deterioró con la última devaluación. El PNDI considera que debe continuar la política de fomento a la industria basada en el suministro de energéticos a precios menores a los internacionales. Esto es un instrumento que un país en desarrollo con abundancia de hidrocarburos puede utilizar legítimamente en la competencia internacional. Cabe recordar que el crecimiento industrial de las economías hoy desarrolladas se alimentó de una oferta abundante de energéticos a bajos precios, en ocasiones a costa de sus productores. El PNDI otorga, además, precios preferenciales de energía eléctrica, combustibles y materias primas petroquímicas a las nuevas plantas que se establezcan en zonas geográficas prioritarias de desarrollo industrial.

Sin embargo, como señala el PNDI, no conviene a la economía continuar con una política en que los precios internos de los energéticos difieran en exceso de los que privan en el mercado internacional. Se corre el riesgo de alentar ciertas producciones que, si bien pueden ser rentables individualmente, no generan valor agregado para el país, o bien no generan tanto como sería el caso si los insumos que absorben se emplearan en otros usos.

El Programa establece criterios para modificar los precios de los distintos energéticos. Por lo que a los hidrocarburos se refiere, se propone un esquema que contempla un horizonte de largo plazo y que toma en consideración su repercusión tanto en la economía en su conjunto como sobre el sector energético -

mismo. Los ajustes correspondientes han sido diseñados para evitar impactos inflacionarios desproporcionados. El objetivo que se pretende es llegar al 70 por ciento de los precios externos de referencia de los combustibles industriales y del diesel y a eliminar prácticamente la brecha en el resto de los productos petrolíferos en el lapso de un decenio.

En el caso de la electricidad, la política de tarifas que propone el Programa tiene como uno de sus objetivos resguardar el poder adquisitivo de los consumidores de bajos ingresos y ofrecer cierto grado razonable de proteccción a la industria a través de costos menores a los internacionales de este insumo de uso generalizado. Los precios actuales al público por tipo de suministro cumplen en buena medida con estos objetivos, aunque resulta necesario realizar ciertos afinamientos a la estructura tarifaria a fin de eliminar distorsiones que propician usos inadecuados de la energía.

Las distintas metas y políticas se simularon en los submodelos de hidrocarburos y de electricidad que forman parte del Modelo Industrial de México, bajo las nuevas previsiones del PNDI. Así, en las proyecciones obtenidas a partir de éstos existe plena interacción entre las variables macroeconómicas y los subsectores de energía, permitiendo estimar el impacto de dichas metas y políticas en los sistemas energético y económico considerados en conjunto. Los submodelos están construídos sobre una base desagregada: 14 grupo de productos, varios destinos y distintas regiones productoras y procesadoras de hidrocarburos, así como la estructura detallada de la oferta y la demanda de electricidad. Si bien

los resultados de estas proyecciones se utilizaron para elaborar los escenarios a que se hizo referencia en cada caso los métodos aplicados y los horizontes temporales abarcados son distintos.

Ello hace posible realizar dos proyecciones a 1990 de los balances de energía del país. La proyección base supone que continuarán las tendencias históricas de la demanda interna de energía, modificadas por los cambios tecnológicos que previsiblemente ocurrirán de manera autónoma durante los próximos diez años. Así mismo, supone una política de precios de los energéticos que tan sólo evite que éstos se deterioren en términos reales respecto a la tasa interna de inflación. Por su parte, la proyección del Programa de Energía incorpora las metas específicas de racionalización y conservación a conseguirse de manera directa así como la política de precios descrita.

Las diferencias entre una proyección y otra constituyen la expresión cuantitativa de la contribución de las políticas del Programa al logro de sus objetivos. Ambas están construídas sobre la misma trayectoria macroeconómica de crecimiento, consistente con la nueva versión del PNDI, por lo que dichas diferencias obedecen exclusivamente a cambios en la evolución del sector de la energía. Considerar una sola trayectoria macroeconómica implica que en ambas proyecciones se establezca la misma política de exportación de hidrocarburos para los años ochenta: 1.5 millones de barriles diarios de petróleo y 300 millones de pies cúbicos por día de gas natural.

Como se señaló, durante los últimos cinco años la relación entre las tasas

de crecimiento de la demanda interna de energía primaria y del producto interno bruto fue del orden de 1.7. No obstante, es de esperarse que en el futuro, entre otras razones por el mayor dinamismo previsto de la economía y por la presencia de nuevas tendencias tecnológicas, esta relación disminuya de manera autónoma. Así, la proyección base estima que durante 1979-90 dicho coeficiente será de 1.3. Por su parte, con las políticas propuestas por este Programa deberá reducirse aún más, hasta llegar a 1.0.

La diferencia entre estas dos últimas cifras es considerable; implica que en 1990, a la misma tasa de crecimiento del producto interno bruto, se estaría demandando 19 por ciento menos energía primaria. Asimismo, ello significa en ese año consumir internamente 24 por ciento menos petróleo -2.6 millones en lugar de 3.4 millones de barriles diarios-; 30 por ciento menos gas -6 600 millones en vez de 9 400 millones de pies cúbicos diarios-; y 13 por ciento menos electricidad -208 TWh frente a 239 TWh.

Los ahorros que resultan del efecto total de las políticas propuestas por el Programa son moderados en la medida en que no agotan las posibilidades identificadas. No obstante, como ya se apuntó, tienen una contribución a la oferta de energía en 1990 de un orden de magnitud igual a una y media veces la que provendría en ese año de las fuentes hidráulica, geotérmica, nuclear y carbonífera, tomadas en conjunto. Ascienden al final del decenio al equivalente de un millón de barriles diarios de petróleo crudo, volumen similar al de la carga actual de las refinerías en México, cuyo valor a los precios que hoy privan en el mercado internacional es aproximadamente de 11 millones de dólares. Por ello, la racionalización y la conservación pueden concebirse como una fuente adicional de energía de gran importancia, susceptible de aprovecharse a costos menores para la economía nacional que los que suponen las opciones alternativas.

Por destinos, los ahorros más significativos por su magnitud se observan en los consumos del propio sector de energía, en el transporte y en el industrial. Por fuentes, los hidrocarburos realizan la contribución principal y se hace un mayor aprovechamiento de otros recursos como el carbón. Por políticas, la que más importancia tiene a 1990 es la de precios de hidrocarburos, que afecta sobre todo al sector del transporte. No obstante el considerable impacto de dicha política en alcanzar las metas del Programa, durante el decenio los aumentos propuestos harían que la tasa general de inflación sólo crecieran en alrededor de un punto anual por encima de lo que se elevaría de otra manera.

Instrumentación

- Explotación racional de la energía. Se acordarán metas específicas de productividad con las entidades paraestatales que operan en las ramas de la energía buscando elevar sus niveles de eficiencia. Estas considerarán, entre otros aspectos, la reducción de mermas y desperdicios.

Industria

- Programas de fomento. En éstos se consignarán metas de ahorro de energía atendiendo a las posibilidades de cada actividad. El otorgamiento de precios diferenciales de combustibles industriales será condicional a la firma y cumplimiento posterior de estos compromisos.

- Normas de eficiencia energética. Se establecerán a nivel de los procesos industriales así como en el caso de productos intermedios y finales cuyo uso requiera energía. Las normas variarán en el tiempo de acuerdo a programas específicos acordados con las empresas y tendrán una difusión amplia entre el público.

- Cogeneración. A fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía primaria, en el caso de las empresas que no forman parte del sector eléctrico se autorizarán los proyectos de cogeneración que cumplan con los requisitos exigidos por las autoridades competentes.

- Flexibilidad en el uso de combustibles. Con objeto de mantener un amplio grado de flexibilidad respecto al consumo de combustibles industriales, el sector eléctrico, el petróleo y otros grandes demandantes deberán instalar equipos duales que permitan usar indistintamente gas y combustóleo.

Transporte

- Redes de transporte colectivo. En los grandes centros urbanos éstas requieren ampliarse y modernizarse, por lo que el Estado les asignará mayores recursos. Al mismo tiempo, se buscará disminuir de manera gradual diversos incentivos que actualmente tiene el transporte individual. Ello contribuirá a realizar ahorros considerables de energía.

- Normas de eficiencia automotriz. Se alentarán mejoras en el diseño y la operación de vehículos automotores que reduzcan el consumo de combustible por kilómetro recorrido.

- Medios alternativos de transporte. En cuanto al sistema ferroviario, se han iniciado programas de grandes dimensiones tendientes a fortalecerlo, ampliarlo y modernizarlo mediante su electrificación paulatina. Se hacen esfuerzos similares por lo que se refiere a la infraestructura portuaria, la flota marina y las redes de ductos. Estos medios, además de otras ventajas, hacen un uso más racional de la energía que le transporte por carretera, por lo que deben fomentarse. El programa de "barcos y tubos" de Pemex, por ejemplo, persigue esos propósitos.

Sector doméstico y de servicios

Se buscará moderar el uso de aire acondicionado y calefacción mediante diseños arquitectónicos que aprovechen mejor la ventilación natural, protejan el ambiente interior de la irradiación del sol o, en su caso, hagan un mayor uso pasivo de la energía solar. Los programas de vivienda pública deberán servir como vehículo para difundir las nuevas tendencias en esta materia.

La política de precios que plantea el Programa constituye su principal instrumento de acción indirecta. Busca no sólo racionalizar el crecimiento de la demanda interna de hidrocarburos y de la electricidad sino también alcanzar objetivos económicos más amplios. Lograr los efectos esperados de estas medidas sobre el consumo de energía requiere, sin embargo, que durante el período de transición hacia la nueva estructura de precios se adopten simultáneamente acciones directas como las indicadas. De otra manera no existirán las bases necesarias para que el mecanismo del mercado pueda operar. Entre otros propósitos, esta política pretende impedir que los bajos costos de la energía y el esquema de pre-

cios diferenciales alienten el mal uso de combustibles y la adopción de tecnologías obsoletas.

Hasta el momento la medida concreta más importante que ha tomado el gobierno federal, ha sido la promulgación del decreto que establece los rendimientos mínimos de combustible para automóviles.

En él se establecen los niveles mínimos permisibles de rendimiento de combustible para los automóviles nuevos y las bases, tanto para la incorporación de partes o componentes que mejoren tales rendimientos como para fomentar la diversificación de las fuentes de energía por ellos utilizables.

En este decreto se presenta un nivel mínimo de rendimiento promedio combinado (PREMCE) que los constructores deberán de alcanzar cada año entre 1982 y 1990 además se da un valor mínimo de rendimiento por automóvil en función de su peso bruto vehicular.

Se estipula que 1984 será el último año en que se montarán motores de ocho cilindros y se pide, con un rezago de tiempo razonable, que los autos que se fabriquen en México se encuentren en el "óptimo tecnológico" en lo que a eficiencia se refiere dada la categoría a la que pertenecen.

El objetivo que se ha fijado es de obtener un PREMCE mínimo de 11 km/l en 1990; lo que comparado con el actual de 7 km/l implica un notable ahorro.

A lo largo de este documento se ha destacado que el desarrollo del sector

energético nacional, en sus diversas modalidades, requiere de un esfuerzo importante en materia de investigación científica y tecnológica. El Estado cuenta con varias entidades dedicadas específicamente a esta labor que, por su importancia, tendrá que reforzarse en el futuro. Entre ellas se encuentra el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto de Investigaciones Eléctricas y el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares. Asimismo, el Conacyt apoyará a las universidades y a los institutos de investigación superior para que las disciplinas relacionadas con la energía reciban una mayor atención. En general, el sistema educativo deberá, contribuir a la formación y adiestramiento de personal técnico de nivel medio y superior. El programa de Energía propone que una parte significativa de los recursos financieros derivados de la exploración de combustibles fósiles se destine a la educación e investigación en este campo.

Será necesario dar un mayor impulso a la comunicación social a fin de sensibilizar al público respecto al carácter y a la dimensión de los problemas en esta materia, conocer su opinión al respecto e informarle sobre las acciones que puede tomar para hacer un mejor uso de la energía. Ello contribuirá a la mayor comprensión de las medidas propuestas en este Programa.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

SOCAL PREVE UN DECLIVE EN EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA PETROLERA

Ing. Gerardo Bazán Navarrete

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M 2285

SOCAL PREVE UN DECLIVE DE EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA PETROLERA

(1982-2000)

La participación del petróleo en el total de la demanda energética de los países no comunistas disminuirá a 38 por ciento en el año 2000, comparado con un 48 por ciento en la actualidad, señala Socal en una predicción a largo plazo. Los precios del petróleo no se elevarán más rápidamente que la inflación, hasta fines de los años ochenta, y aún entonces, sólo se incrementarán ligeramente más que la inflación.

Para el periodo 1982-2000, Socal estima:

"El total del consumo en los países no comunistas aumentará 2.7 por ciento al año, sustancialmente menos que la tasa de crecimiento histórico.

"El uso del gas natural y carbón se incrementará en mayor grado que el del petróleo. El uso de carbón aumentará 3.7 por ciento anual, lo cual representará más del 25 por ciento del consumo energético en los países no comunistas para fines del siglo. La aplicación del gas natural crecerá 2 por ciento al año, y mantendrá su participación del 19 por ciento en el uso global de hidrocarburos.

"Una menor demanda y varias alzas moderadas en los precios pospondrán de cinco a 10 años el desarrollo de la producción de combustibles sintéticos. La mayoría de los principales proyectos comerciales no iniciarán operaciones hasta mediados de los años noventas.

"Un excedente de capacidad de refinación mundial persistirá, sobre todo en Estados Unidos y en Europa Occidental.

Socal estima que el total de la demanda energética de Estados Unidos se elevará en una tasa promedio de 1.3 por ciento al año a 47 millones de barriles diarios equivalentes de petróleo en el año 2000, en relación a 37.2 millones de barriles diarios durante este año.

La participación petrolera en el total de la demanda energética de Estados Unidos disminuirá a 31 por ciento para fines del siglo, comparado con el nivel actual de 42 por ciento. El gas natural también perderá importancia, situándose en 21 por ciento, frente al presente 26 por ciento. Por otra parte, el papel del carbón crecerá del 22 al 32 por ciento en el panorama global.

"El carbón proporcionará la mayor parte del incremento en el total del consumo energético, sustituyendo al petróleo y gas en el sector industrial", señala Socal.

La demanda petrolera en Canadá subirá en menos del uno por ciento anual hasta el año 2000, a raíz del énfasis en los programas de conservación por parte de la industria y propietarios de vivienda, así como el previsto incremento en los impuestos.

La demanda de crudo en Europa Occidental aumentará 0.6 por ciento anual a 13.9 millones de barriles diarios para el año 2000.

Su parte en el consumo total de energía descenderá a 38 por ciento, frente al 48 por ciento en 1982.

La participación del petróleo en la demanda de Japón bajará a 45 por ciento en el año 2000, en lugar del 63 por ciento en la actualidad, a consecuencia de la campaña del país por reducir el consumo y mejorar la eficiencia. En general, la demanda energética aumentará en aproximadamente 2.7 por ciento al año.

La tendencia hacia una menor dependencia de petróleo continuará en los países no comunistas, señala Socal.

"Este cambio se debe tanto a las fuerzas del mercado como a las acciones gubernamentales. Las medidas del gobierno toman varias formas, desde el desarrollo de fuentes alternas de energía en África del Sur, Brasil, Tailandia y las Filipinas, hasta la reducción de subsidios para productos petroleros en México, Venezuela e Indonesia".

"Recientemente, India y Brasil abrieron sus áreas en altamar a la exploración por parte de compañías petroleras privadas, en un esfuerzo por desarrollar los recursos petroleros y reducir así la dependencia sobre el petróleo importado".

Los elevados precios del crudo han provocado la diversificación de las fuentes energéticas hacia el carbón, energía nuclear y gas natural licuado en países como Corea del Sur y Taiwan.

Socal espera que los miembros de la OPEP continuarán dependiendo del crudo y gas natural para fomentar sus crecientes economías. No obstante, la participación del crudo en el total del consumo energético descenderá al 54 por ciento en los países del cártel para el año 2000, frente al 61 por ciento en la actualidad.

Asimismo, Socal calcula que el total del suministro petrolero en los naciones no comunistas se elevará a 47 millones de barriles por jornada para fines del siglo, en relación al presente 39.5 millones de barriles. Esto incluye la producción de 5.3 millones de barriles diarios de gas natural licuado para el año 2000, comparado con una producción actual de 3.0 millones.

La producción de combustible sintético alcanzará 2.5 millones de barriles diarios en el año 2000, lo cual representará un 4.5 por ciento del total del suministro petrolero. Del total del suministro de crudo en el año 2000, los combustibles sintéticos y el gas natural licuado representarán el 17 por ciento.

Se calcula que la producción de gas natural en las naciones no comunistas aumentará 1.8 por ciento anual entre 1982-2000, contradiciendo un descenso del 0.6 por ciento anual en la producción estadounidense.

Las reservas de gas en dichos países continuarán aumentando, ya que alcanzaron 1.726 cuatrillones de pies cúbicos a fines de 1981. Los descubrimientos totalizaron 56 billones de pies cúbicos, excediendo la producción total en 20 billones de pies cúbicos.

El consumo de carbón se ha detenido en la mayoría de los países industrializados, en virtud de una estancada actividad económica. En algunos países, la inseguridad de los costos de transporte, impuestos y los costos de protección del medio ambiente han distorsionado la economía del consumo de carbón.

Aun así, la producción de carbón se duplicará para el año 2000, señala Socal, elevando su participación energética al 26 por ciento, frente al 20 por ciento en 1982.

La empresa Socal espera que la producción de la OPEP aumente de 19.8 millones de barriles por día en 1982 a 25.0 millones

para el año 2000, una tasa de crecimiento de sólo 0.7 por ciento anual.

"Aun con esa baja tasa de crecimiento, la OPEP continuará proporcionando cerca del 50 por ciento de la producción petrolera del mundo industrializado a lo largo del periodo señalado (1987 - 2000). La producción de la OPEP se mantendrá sustancialmente más abajo de su nivel récord de 31.1 millones de barriles al día en 1979", informa la empresa.

La predicción de Socal en 1978 señala que la producción de la OPEP experimentaría alzas dramáticas en los años ochentas, culminando en la década siguiente.

"Cuando se compara con los datos de 1978, esta nueva curva aplaza hasta el próximo siglo la extracción de aproximadamente 150 mil millones de barriles de petróleo y pospone el momento en que el suministro mundial de crudo llegue a su límite físico", explica el nuevo estudio.

En virtud de que la producción de la OPEP no estará en su capacidad máxima, es poco probable que se presente un aumento agudo en el precio del crudo. Socal prevé un precio de entre 30 y 55 dólares el barril para el año 2000.

Fuera de la OPEP y de los países comunistas, el petróleo se producirá en su capacidad máxima, quizá en tasas que excedan la producción de la OPEP a fines de los años ochentas. Los nuevos suministros provendrán del Mar del Norte, México y de las costas canadienses.

Pero después de 1990, varios países no miembros de la OPEP se acercarán a una producción máxima. La extracción total descenderá paulatinamente, de 21.8 millones de barriles al día en 1990 a 21.2 millones en el año 2000.

Socal señala que las refinerías no volverán a alcanzar el nivel récord de 1978 hasta fines del siglo. Con la excepción del área caribeña, los países latinoamericanos experimentarán un crecimiento modesto en su capacidad de refinación. Por otra parte, la refinación aumentará en Africa y el sureste de Asia.

Se planean ampliaciones en la capacidad de refinación en el Medio Oriente. Los daños a las instalaciones en Irán e Irág, a raíz del conflicto, suavizarán la absorción de capacidad en otros países del Medio Oriente.

Con respecto a las naciones comunistas, Socal prevé un crecimiento del 3.3 por ciento anual de aquí al año 2000 en el total de la demanda energética.

El crecimiento energético en China será de 4.6 por ciento al año, comparado con 2.8 por ciento previsto para la Unión Soviética. El consumo de petróleo se elevará en una tasa del 7 por ciento hasta fines del siglo.

Sólo se espera un crecimiento mínimo en la producción de crudo. Las exportaciones a los países no comunistas disminuirán a menos de 500 mil barriles diarios a fines de los años noventas, en relación con 1.5 millones de barriles diarios en 1981. Para el año 2000, las áreas comunistas se encontrarán en un "apropiado equilibrio petrolero".

(2)

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

PANORAMA MUNDIAL DE LA ENERGIA

Ing. Gerardo Bazán Navarrete

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

ECONOMIA MUNDIAL DE LA ENERGIA

El comportamiento de los precios del petróleo crudo fueron la razón del crecimiento estable de la demanda de productos del petróleo. Se prevé que la demanda de crudo -y sobre todo de la energía- disminuirá por abajo de lo que se esperaba hace solo unos meses.

La industria del petróleo está cambiando sus expectativas para los 80 y los 90 debido al efecto de los cambios de precios internacionales del crudo.

Los altos precios han moderado el consumo de petróleo del mundo industrializado, han reestructurado la relación tradicional de la energía y el crecimiento económico y han impulsado una búsqueda sin precedentes de petróleo y gas.

El descenso en el consumo mundial de energía y petróleo desde 1979, ha hecho que se crea en los pronosticadores, quienes ahora ven un futuro para el petróleo completamente diferente.

La razón del cambio se encuentra en el comportamiento de la demanda de energía que disminuyó dramáticamente, sobre lo que se había predicho un año antes. En los Estados Unidos, el consumo de petróleo alcanzó su cumbre histórica en 1978.

La razón: comprobación de que efectivamente los precios afectan la demanda.

También por los altos precios -los cuales se cuadruplicaron durante el embargo árabe petrolero de 1973-74 y subieron a más del doble durante la crisis de Irán, 1978-80-, la perspectiva ha mejorado. Esto no ha sido solamente por la fiebre de perforar pozos, sino también por la esperanza de que los altos precios den un desarrollo no convencional a las fuentes de energía.

Los exportadores de petróleo han encontrado que exactamente como la oferta y la demanda respondan al precio, lo contrario también se cumple. Ni aún un cártel puede sostener los niveles de precio al provocarse una motivación para implementar políticas de conservación masiva de energía y sustitución del tipo de combustible.

Los precios debilitados por los excedentes de crudo han alcanzado un límite temporal. El presidente de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, Subroto de Indonesia, dijo recientemente que los precios del crudo pueden bajar un 10% en términos reales durante 1987.

Esta disminución en los precios reales del crudo, no se consideró en la mayoría de los análisis de oferta/demanda, sino hasta recientemente. No hay certeza sobre la tendencia de precios en el futuro.

Y esas tendencias de precios serán decisivas para las actividades de perforación en el futuro, para el desarrollo de combustibles no convencionales y convencionales no petrolíferos, y para la demanda.

Estos son unos puntos sobresalientes de proyecciones de oferta/demanda de energía hacia el año 2000 de las principales compañías petroleras y de analistas industriales.

- La demanda de energía de los países no comunistas ascenderá a 115-131 millones de b/d de petróleo equivalente en 1985 y 139-155 millones de b/d en 1990, de los 95-100 millones de b/d que se consumen en el presente. La de-

manda en el año 2000 será de 139-172 millones de b/d de petróleo equivalente.

- La demanda de energía de los países en desarrollo aumentará de dos a cuatro veces más sobre el aumento de la demanda en los países industrializados.

- La participación de petróleo en la demanda de energía de países no comunistas disminuirá a 30-40%, en el año 2000 del 50% observado en 1980, pero el uso del petróleo en términos generales aumentará.

- La producción de países no afiliados a la OPEP aumentará.

- Las exportaciones de la OPEP serán más o menos iguales o un poco menores que los niveles alcanzados en 1978-80, pero la demanda de petróleo de los países en desarrollo afiliados a la OPEP aumentará, por lo tanto la producción de la OPEP tendrá que aumentar durante los noventas.

- El crecimiento económico de los países no comunistas promediará de 2-3.5%/año.

- Los precios mundiales del crudo aumentarán ligeramente más rápido que la inflación.

- En los Estados Unidos la demanda de energía aumentará, pero la participación de petróleo y gas en la demanda total disminuirá de alrededor del 70% en 1980 a más o menos la mitad en el 2000. La participación de petróleo en la demanda total disminuirá a menos del 30% en el año 2000 en comparación con la participación actual que es de cerca del 50%.

- La demanda de petróleo de Estados Unidos promediará 14-15 millones b/d en 1990, comparado con más o menos 17 millones b/d en 1980.

Las predicciones de demanda de petróleo de Estados Unidos para el año 2000 oscilan desde un poco menos de 13 millones de b/d, a 16 millones de b/d.

- Estados Unidos continuará importando volúmenes sustanciales de petróleo durante el año 2000.

- Los países comunistas como grupo pueden convertirse en importadores netos, pero no presionarán tanto a los mercados internacionales de crudo como pensaron algunos analistas alguna vez.

Mientras los precios del petróleo se controlaban en Estados Unidos, la respuesta de los cambios de la oferta/demanda respecto al precio se vio opacada.

De hecho, el control de precios en E.U.A. retardó el aumento de precios inducido, en el resto del mundo, después del embargo árabe.

Durante 1973-78, la demanda de petróleo en los países industrializados, sin control de precios, cayó en 1.5 millones b/d. En cambio en E.U.A., el consumo aumentó en la misma cantidad.

Con precios altos para petróleo importado y la demanda en descenso para productos petroleros en Estados Unidos, se abandonaron los controles en enero.

Debido a las distorsiones creadas por el control de precios, el efecto total de los aumentos de precios en el crudo no se hizo evidente hasta el año pasado.

Uno de los efectos de la disminución mundial en la demanda de petróleo fue el del enturbiamiento de las relaciones entre miembros de la OPEP. Arabia Saudita, el mayor productor de la OPEP, mantuvo alta la producción de petróleo en su exitosa campaña de moderación de precios. Los Sauditas quieren conservar los precios constantes, para proteger a futuros mercados de su petróleo. Su producción extra, emparejada con el desplome de la demanda de petróleo, produjo excedente.

El excedente de crudo resultó al menos indirectamente, de los altos precios y la incapacidad de Arabia Saudita para utilizar su potencial productivo.

Los precios más altos fueron el factor principal del origen del actual excedente de crudo. La disminución en la demanda de crudo ha llevado a otro importante factor: la lucha por el poder en el seno de la OPEP.

Una baja brusca de la producción en una nación -Arabia Saudita- traería consigo un pronto término al excedente petrolero y al mercado dominado por los compradores.

Como influye el precio en la demanda

Todos estos acontecimientos han relocalizado el precio como una variable clave en las predicciones del comportamiento de la oferta y la demanda.

En un estudio hecho por la Cía. Texaco Inc. el pasado Julio, pronostica el uso de energía en países no comunistas y la demanda de crudo bajo tres supuestos de comportamiento de precios. El caso básico incluye un lento crecimiento económico durante 1980-2000, ausencia de un conflicto militar mundial, independencia de los soviéticos en lo que respecta a energía en los países no comunistas, y aumentos reales de precios de 1-2%/año.

El otro escenario supone aumento real de precios de 4% por año, y un escenario de precios bajos que supone que no se tendrán aumentos de precios en términos reales.

En el caso básico, la demanda de crudo en países no comunistas ascenderá en un 1% por año, alcanzando 59.8 millones b/d en el año 2000. Lo que se puede comparar con 71 millones b/d sin aumento de precio y 48 millones b/d con aumento de precios de 4%/año.

Bajo el supuesto de precios altos, la OPEP tendría que bajar su producción. Si todos los cartos de producción los absorbieran los principales productores de la OPEP -Arabia Saudita e Iraq- su producción en el 2000 sería de 4 millones b/d, comparado con 15 millones b/d en el caso básico.

La proyección de la demanda para el supuesto de precios bajos es poco probable, según este estudio. Se requeriría una producción de los productores de cuando menos 27 millones b/d.

Los casos de precios altos y bajos conducen a soluciones poco prácticas, según el mismo estudio. Y aún con control estricto, es dudoso que la OPEP pueda conseguir cambios de precios superiores al 2%/año.

Texaco menciona que el consumo de petróleo en 1980 ha sido de casi 80 millones b/d en lugar de 49 millones b/d, si los precios reales de petróleo hubieran declinado durante 1974-80, a la proporción de 1955-73.

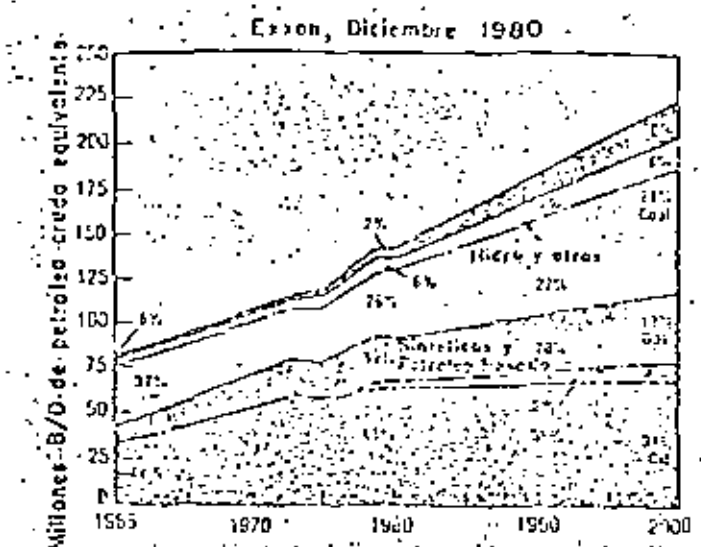
"Esta diferencia de cerca de 30 millones b/d representa la respuesta de la demanda a los aumentos del precio en términos reales del crudo que tuvieron lugar en el período 1973-80."

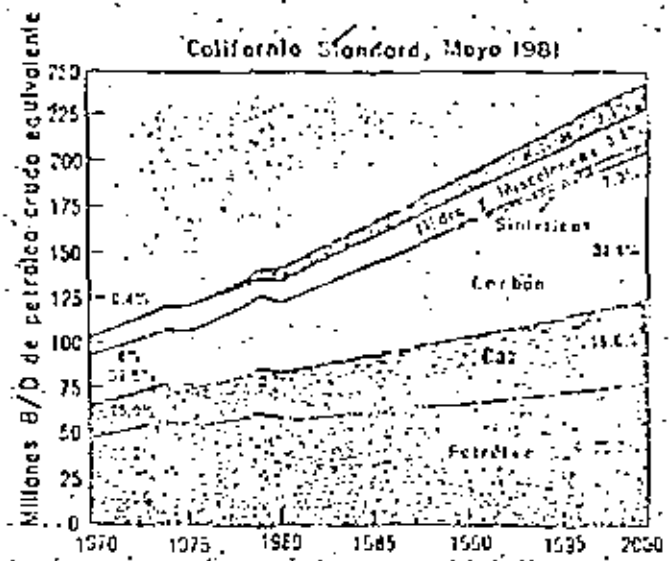
7.

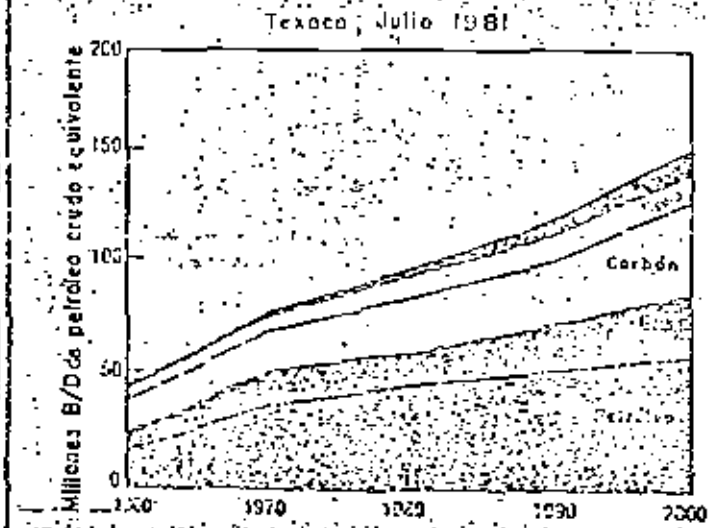
Texaco destaca que los aumentos de precio ayudan a la oferta al estimular la perforación. Pero es imposible medir el efecto, en el corto plazo por la incertidumbre involucrada en las actividades exploratorias.

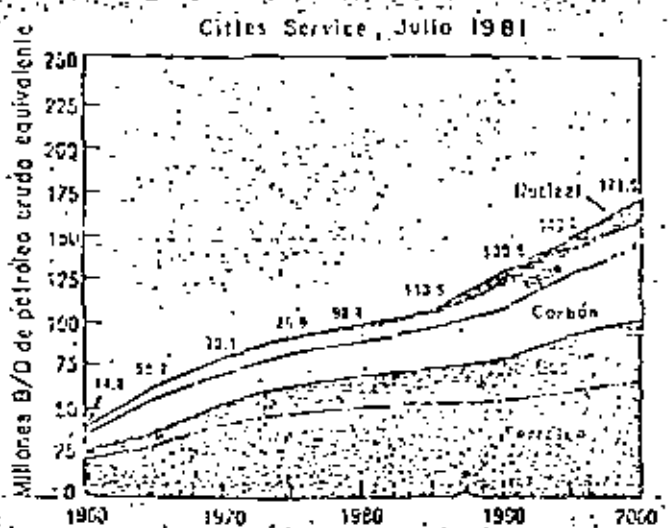
"Es apropiado concluir que a más alto precio del petróleo aumentará la oferta al extenderse las áreas de exploración y hacer más rentable la recuperación secundaria y terciaria de los depósitos de crudo existentes".

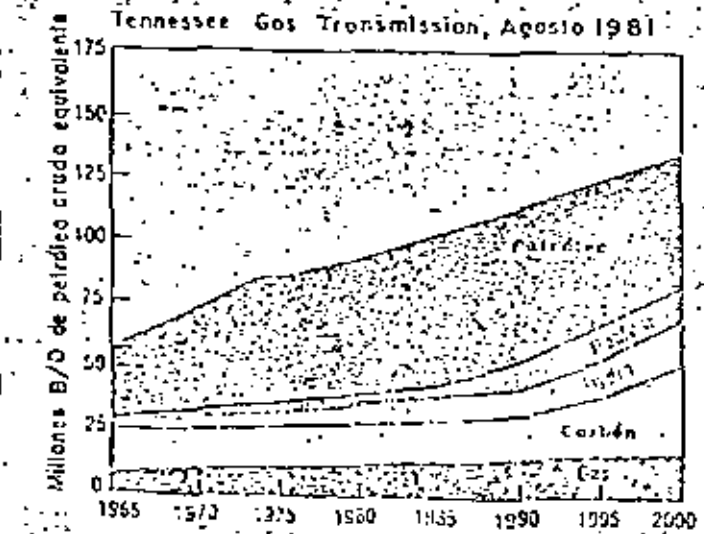
Pronósticos Mundiales de Energía

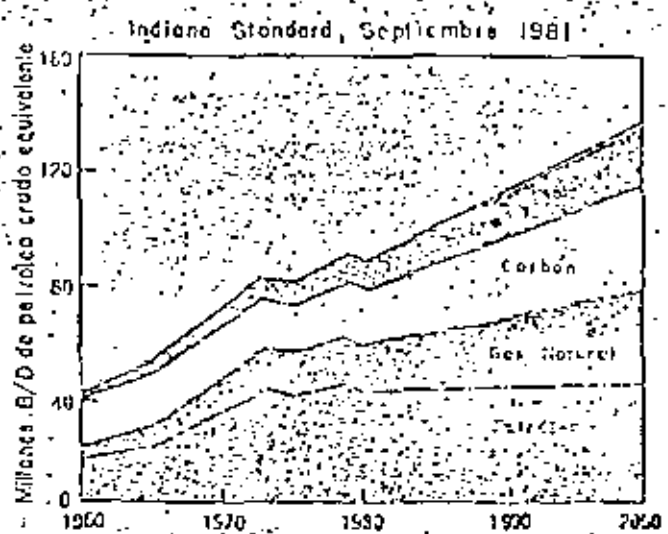












DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

Repercusión del Diseño y de las Características de los Materiales en el Aprovechamiento Eficiente de los Combustibles en Centrales Termoeléctricas.

ING. HUGO HIDALGO

Octubre de 1982.

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

REPERCUSION DEL DISEÑO Y DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES EN EL APROVECHAMIENTO EFICIENTE DE LOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TERMOELECTRICAS

INTRODUCCION.-

Dentro de la Problemática Operativa de las Centrales Termoeléctricas de Generación Termoeléctrica de Vapor, propiedad de CFE, destaca en forma muy importante el mantener el uso eficiente de los combustibles dentro del marco de una operación económica y confiable.

En este trabajo se comenta la repercusión que las características de diseño, de los materiales y de los propios combustibles usados, han tenido en el ahorro o dispendio de energéticos, en la Confiabilidad y en la Disponibilidad de las Unidades de acuerdo con la experiencia de CFE y con los datos obtenidos por el EEI y NERC para EE.UU.

EXPOSICION Y ANALISIS DE LA PROBLEMATICA.-

Las principales estrategias seguidas por los diseñadores y fabricantes de centrales de generación termoeléctrica a base de vapor, para optimizar el consumo de los combustibles han sido el buscar el incremento de la eficiencia de los ciclos termodinámicos y de la eficiencia mecánica y eléctrica de los diversos equipos.

El mejoramiento de la eficiencia del ciclo termodinámico está sustentado en modificar las características de vapor elevando su presión y temperatura hasta donde, de acuerdo con el criterio de los fabricantes, le permitan las características de materiales y equipos; el recalentamiento del

T A B L A No. 1

CAPACIDAD MW	CARACTERISTICAS DEL VAPOR				No.CAL. DE AGUA DE ALIM. (*)		CTD DEL CICLO Kcal/KWH	EFICIENCIA DEL CICLO % (**)
	SOBRECALENTADOR		REGALENTADOR					
	Presión Kg/cm²	Temp. °C	Presión Kg/cm²	Temp. °C	Baja Presión	Alta Presión		
37.5	89	510	-	-	2	2	2323.0	37.67%
84.0	103.9	537.5	-	-	2	2	2153.5	39.94%
156.0	127.5	537.5	30.18	537.5	2	3	1958.0	43.92%
300	169.7	537.8	37.50	537.8	4	2	1932.0	44.51%

(*) No se incluye el calentador-desgasificador

(**) La eficiencia del ciclo no incluye la eficiencia del generador de vapor.

vapor parcialmente expandido para volver a usarse al calentamiento del agua de alimentación usando vapor que ya ha trabajado en la turbina etc.

Estas tendencias pueden observarse en las diferentes unidades que CFE tiene en sus centrales termoeléctricas y de las que a vía de ejemplo se enlistan en la Tabla No. 1 cuatro de diferentes capacidades.

Los cambios a las condiciones del vapor incrementando presión y temperatura han traído como consecuencia que los equipos y sistemas operen bajo condiciones más críticas y esfuerzos más severos, condiciones que son especialmente relevantes en los generadores de vapor, en los calentadores de agua de alimentación de alta presión y bombas de agua de alimentación.

Se ha encontrado que las modificaciones realizadas para mejorar la eficiencia, en lo que a características del vapor se refiere, han incrementado la indisponibilidad de las unidades por paros forzados especialmente por fallas de tubos en generadores de vapor, dado que los materiales usados para las nuevas condiciones de presión y temperatura no han resultado lo adecuado que sería de desear ya que generalmente los fabricantes usan materiales cuyas características rebazan las requeridas de diseño por márgenes muy reducidos por lo que prácticamente cualquier modificación de las condiciones operativas, por ceuen no siempre previsible, pueden ocasionar daños muy importantes.

mero y duración de los paros forzados y programados, nos referimos a la calidad del combustible usado en las centrales termoeléctricas de vapor.

CFE ha usado un aceite residual cuya composición se indica en la Tabla No. 2 para los años 1981 y principios de 1982, para los meses de julio y agosto del mismo año y se incluye el análisis de un combustible residual usado en la Central Orlando Utilities en EE.UU.

La alta viscosidad del combustóleo propicia la mala combustión y el ensuciamiento rápido del generador de vapor así como la presencia del vanadio, sodio y azufre, especialmente cuando se opera con exceso de aire para la combustión, ocasiona la formación de compuestos altamente corrosivos.

En las zonas de más altas temperaturas del generador de vapor los compuestos de vanadio, especialmente los de baja temperatura de fusión (p.e. vanadatos de sodio) se depositan en los tubos de sobrecalentadores y recalentadores provocando corrosión acelerada.

En las zonas de baja temperatura, principalmente en el precalentador regenerativo de aire, el ácido sulfúrico formado alcanza temperaturas por abajo de su punto de rocío atacando en forma severa los materiales de este equipo.

Los materiales usados típicamente por los fabricantes para los tubos de sobrecalentadores y recalentadores en las zonas de gases de más alta temperatura son el acero SA 213 T11

En las gráficas No. 1 a No. 4 se puede observar cómo se han aumentado los paros forzados en función de la capacidad de las unidades, de acuerdo con datos del EEI, entendiéndose que la presión y temperatura del vapor se elevan conforme se aumenta la capacidad de las unidades.

De acuerdo con la información recabada por el National Electric Reliability Council (NERC) durante el período de 1970-1980 la mayor contribución a los paros forzados y programados se tuvo de los generadores de vapor. Durante dicho período se tuvo un porcentaje de salidas, en tiempo fuera de operación, de 24% de los cuales el 10% aproximadamente correspondió a paros, totales y parciales, forzados.

Las causas principales de estos paros fueron distribuídos como se indica:

En tubos del generador de vapor	6.1%
Cabezales y Válvulas	0.1%
Ensuciamiento y Depósito de Escoria	0.9%
Fallas en Ventiladores	0.3%
Fallas en Bombas de Combustible o pulverizadores, quemadores, etc.	3.0%

Lo que corrobora lo antes indicado que el incremento en la presión y temperatura del vapor contribuye al incremento del número de paros forzados.

En el caso de Comisión Federal de Electricidad ha concurrido un elemento que pondera en forma muy considerable el nú

TABLA No. 2

CENTRAL	PODER CALORIFICO Kcal/Kg.	DENSIDAD A 15.5°C	VISCOSIDAD SSF A 50°C	SODIO PPM	VANADIO PPM	AZUFRE %	HIERRO CENIZA %	CARBON %	CENIZA %
TULA 1981-1982	10010	9.0	715	-	480	4.3	11.3	83.3	0.06
TULA Julio-Agosto 1982	10195	10.58	576	31	263	2.3	*	*	0.042
ORLANDO UTILITIES	10255	10.46	- *	32.2	115	1.66	11.07	84.62	0.06

* NO SE OBTUVO ESTE DATO

y SA 213 T22 y se considera que la temperatura de los gases para un generador que entrega vapor sobrecalentado a 540°C y 169 Kg/cm^2 es del orden de (2200°F) 1200°C.

Para estas condiciones la temperatura que se considera que el material de los tubos puede alcanzar es (1100°F) 594°C para condiciones de diseño y para la cual el esfuerzo máximo permisible es, para el SA 213 T22 de (4,200 lb/pulg^2) 295.0 Kg/cm^2 y para el SA 213 T11 de (4,000 lb/pulg^2) 281.7 Kg/cm^2.

La degradación en la calidad del combustóleo nacional, así como la operación con exceso de aire (por mala operación a cargas de diseño o por operar en cargas bajas) provoca el ensuciamiento de los tubos y el depósito de cenizas con alto contenido de vanadatos con lo cual se acelera la corrosión en las zonas de depósito y al disminuir el área de transferencia de calor y por consecuencia tener la necesidad de incrementar la temperatura de los gases (en función precisamente de incremento de área cubierta por los depósitos), para mantener las condiciones del vapor, provoca sobrecalentamientos localizados en algunas partes de los tubos. Ambos fenómenos degradan las características del material.

En la Fig. No.5 se grafican las condiciones de temperatura del metal recomendables en función de las temperaturas de los gases para evitar la corrosión.

Es de hacer notar que un aumento de temperatura en el material de 4.5t, es decir 27.7°C (50°F) provoca que el esfuerzo máximo permitido del material para un SA 213 T22 caiga de 295.0 Kg/cm^2 (4,200 lb/pul^2 a 211.25 Kg/cm^2 (3,000 lb/pulg^2) es decir en 29%; y para el SA 213 T11 cae de 281.7 Kg/cm^2 (4,000 lb/pulg^2) a 176 Kg/cm^2 (2,500 lb/pulg^2) es decir, en 37.5%.

El ensuciamiento y los depósitos en los tubos, además del deterioro y degradación en los materiales implica la operación con baja eficiencia y consecuentemente un aumento considerable en el consumo de combustible.

CONCLUSIONES.-

Comisión Federal de Electricidad enfrenta estos problemas con diversas estrategias entre las que destacan:

a) Materiales y equipos.- Desde 1979 se inicia la Normalización integral de las Especificaciones de Equipos para Centrales de Generación Termoeléctrica en donde se norman las pautas de capacidad, características de diseño, materiales, pruebas, etc. para los equipos que forman parte de las centrales de generación termoeléctrica y cuyos resultados se observarán a partir de la iniciación en operación de la Central Termoeléctrica San Luis Potosí.

b) A partir de 1981 se iniciaron las negociaciones entre CFE y PEMEX sobre la problemática ocasionada por la degradación de los combustóleos que PEMEX entrega a CFE y cuyos prometedores resultados pueden apreciarse en la Tabla No. 2. Se ha iniciado también el uso de aditivos para mejorar las condiciones de la combustión en nuestras centrales termoeléctricas.

c) Con el fin de mejorar la capacitación del personal y obtener una mejor operación de las unidades, CFE construyó y ha puesto en operación el Centro de Adiestramiento de Operadores de Centrales Termoeléctricas en Ixtapantongo, Edo. de México, en él se encuentra un simulador, réplica de los tableros de control de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" y donde se reproduce el comportamiento de una unidad termoeléctrica con todos sus rangos de operación, en donde se capacitarán todos los Jefes de Turno y Operadores Tableristas.

- Dentro de la filosofía de la Normalización de Centrales Termoeléctricas, se dió especial énfasis a la necesidad de impulsar la fabricación nacional de las partes y equipos promoviendo la integración de la industria al dar un trato preferencial a los equipos y materiales de origen nacional.

En algunos equipos como son calentadores de agua de alimentación, condensadores y bombas, se puede considerar que la fabricación tiene un alto índice de sus partes fabricadas en el país, así como su ensamble y se espera que próximamente se inicie la fabricación de equipos --

complejos como son las turbinas y generadores eléctricos.

Por lo anterior a pesar de las medidas tomadas, es de esperarse que la industria nacional pase por un período de transición donde la calidad de los equipos no alcance los niveles de los fabricados en los países desarrollados, lo que ya se ha corroborado en algunos equipos arriba mencionados, con lo cual se ha incrementado el riesgo de disminuir la Confiabilidad y Disponibilidad de nuestras Centrales Termoeléctricas.

Este período de transición será tan grande como la industria nacional tarde en adquirir la estructura y los medios técnicos y financieros para llevar los equipos y materiales producidos al nivel de los importados.

Lo anterior sumado a las experiencias operativas internacionales, al incrementar la capacidad de las Centrales Termoeléctricas exponiendo a sus partes a más severas condiciones de operación, agudiza la posibilidad de que el ahorro del combustible por KWH producido, ganado por el aumento de la eficiencia, sea nulificado por la operación con unidades degradadas o por el incremento de los paros forzados y tiempos de mantenimiento.

Cabe entonces decir que, una buena parte de la problemática para el Uso Eficiente de la Energía deberá ser resuelto con la buena voluntad de los fabricantes de equipos en México y que estos comentarios tienen como uno de sus fines el sensibilizarlos a este respecto.

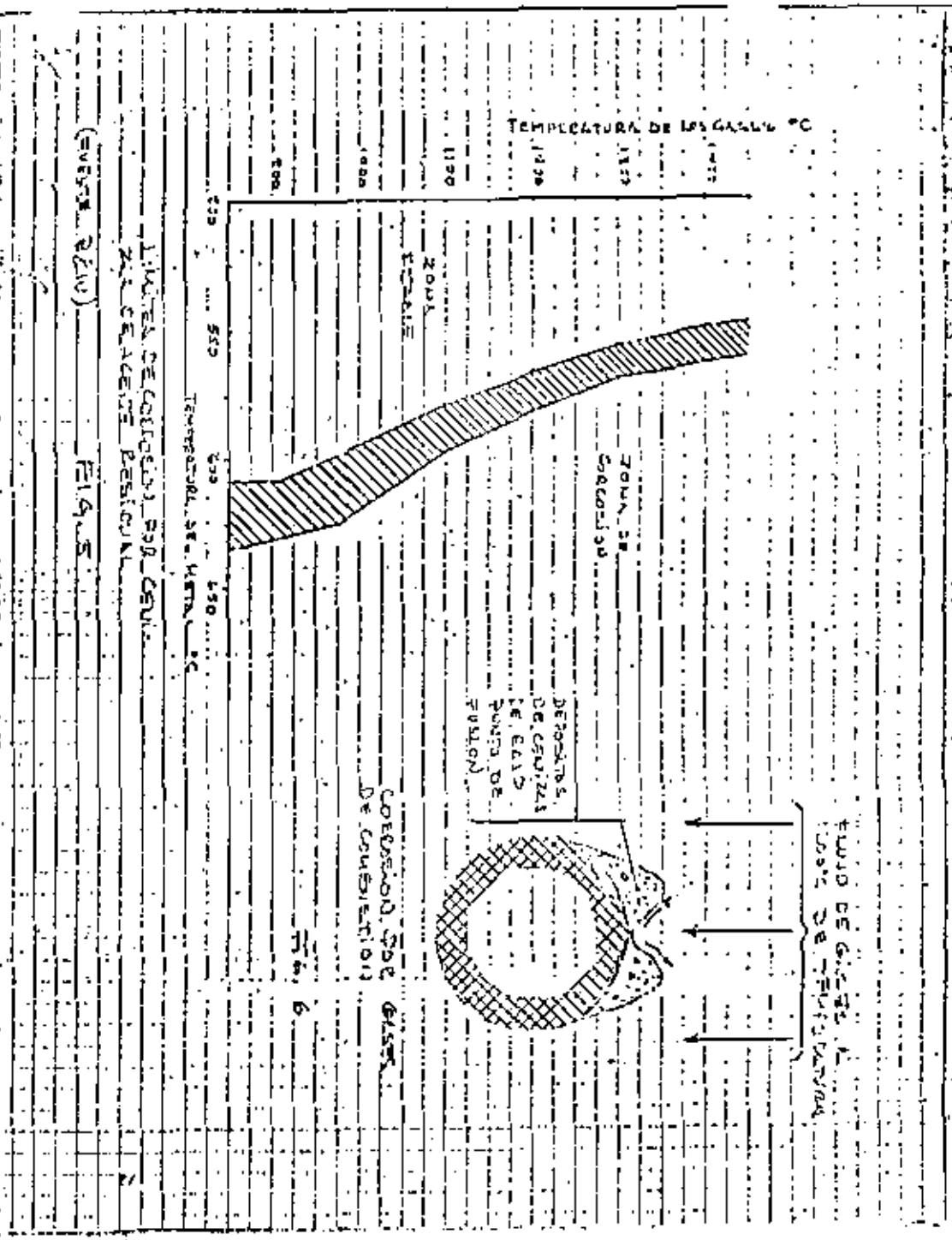
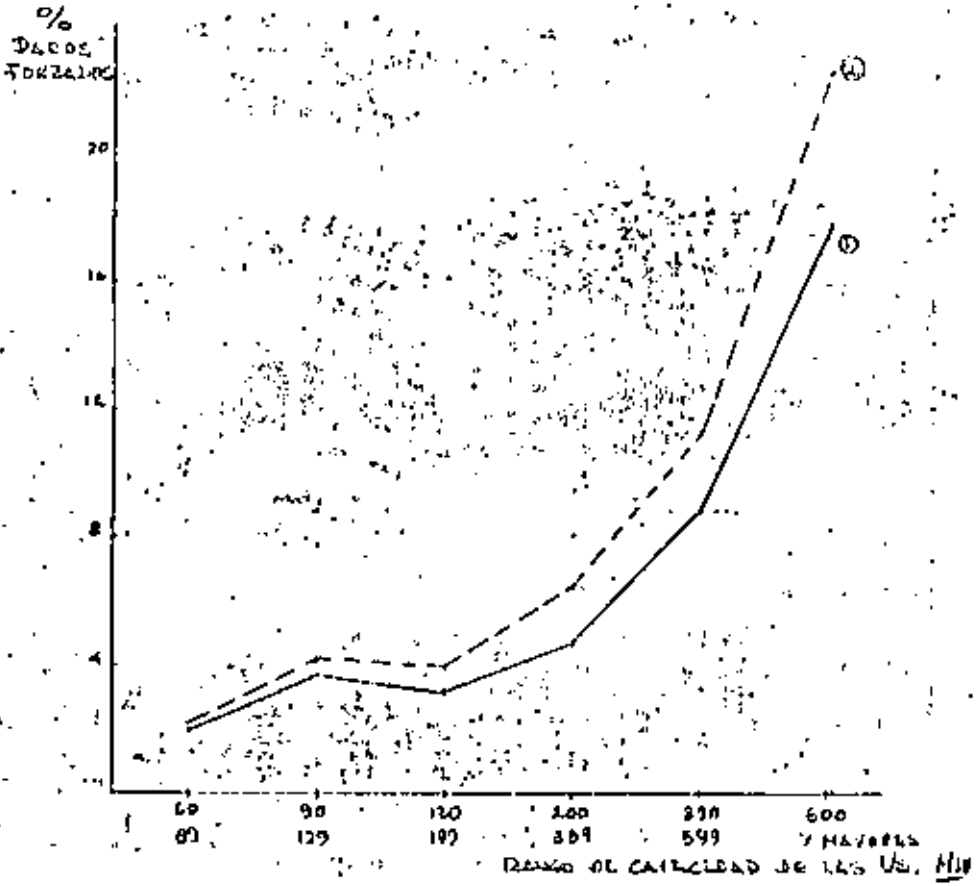


FIG. 2

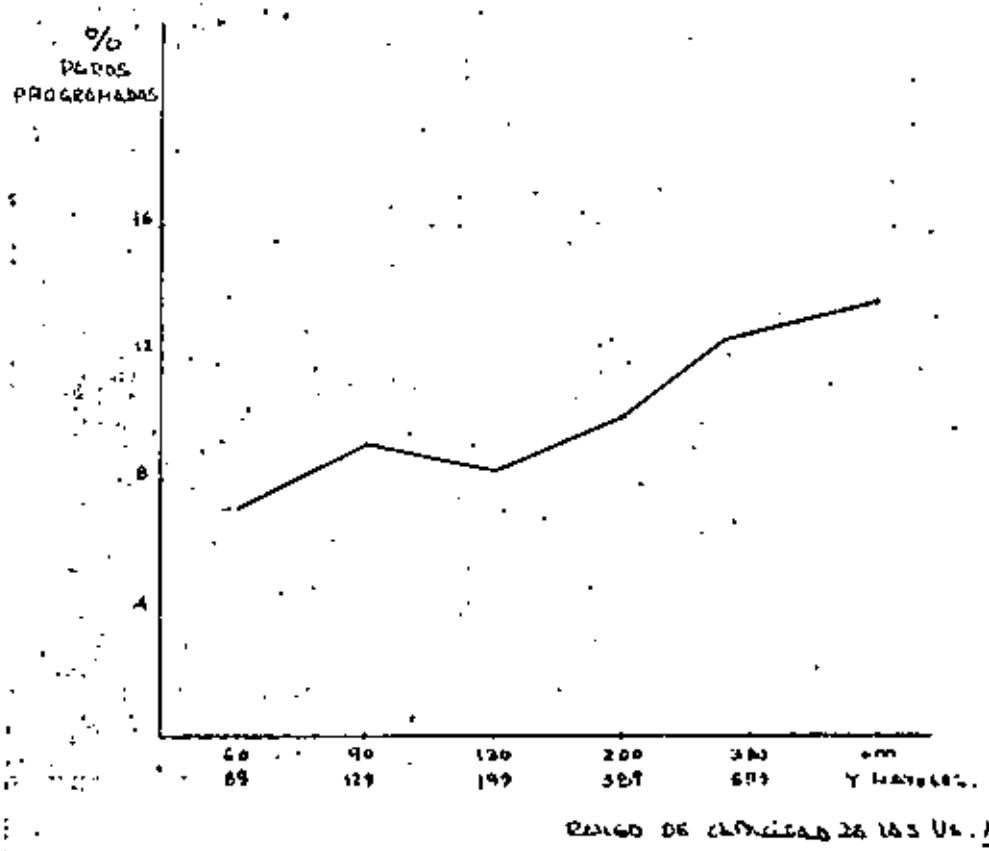
① No incluye el efecto de las averías parciales

② Incluye el efecto de las averías parciales



Relación entre las paradas forzadas expresadas en % y diferentes categorías, por capacidad de unidades. T.E. (Datos 1971)

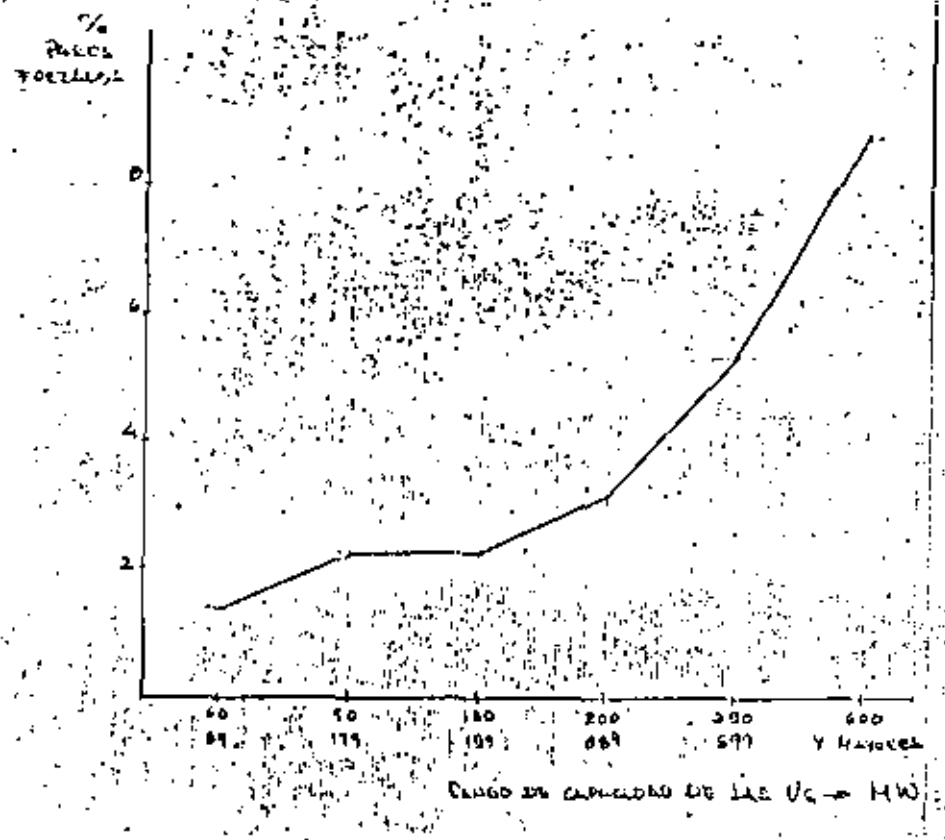
FIG. 2



Relación entre paradas programadas expresadas en % y diferentes rangos de capacidades de unidades. (Datos 1971) ⑤

⑤ No incluye el efecto de averías parciales. T.E.

FIG. 3



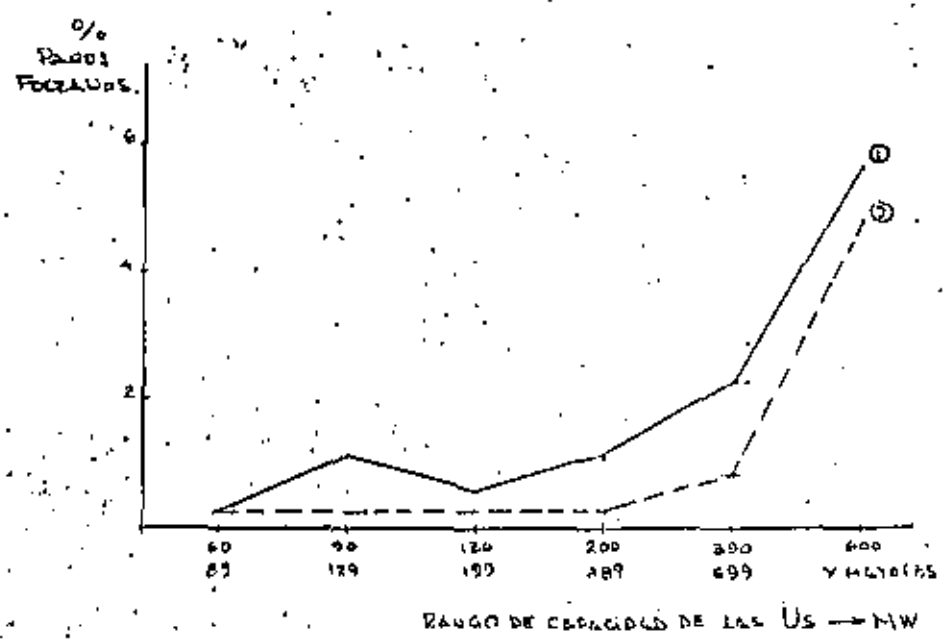
RELACIÓN ENTRE LOS PASOS FORZADOS EN GENERADORES DE VAPOR, EXPRESADOS EN % Y DIFERENTES RANGOS DE CAPACIDAD DE UNIDADES T.E.

DATOS (SIGET)

FIG. 4

① - PASOS FORZADOS POR TURBINA.

② - PASOS FORZADOS POR GENERADOR.



RELACIÓN ENTRE LOS PASOS FORZADOS EN TURBINA Y GENERADORES ELÉCTRICOS, REFERIDOS A DIFERENTES RANGOS DE CAPACIDAD DE UNIDADES T.E.

DATOS (SIGET)

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

EVALUACION ECONOMICA EN SISTEMAS DE ILUMINACION

ING. LUIS ROLANDO FIGUEROA NORIEGA

OCTUBRE DE 1982.

Palacio Minería Calle de Tacuba 5 p ar piso Deleg. C htemoc 0 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2

EVALUACION ECONOMICA EN SISTEMAS DE ILUMINACION.

C O N T E N I D O

1.- BREVES ANTECEDENTES.

1.1.- Patrones de Crecimiento.- Según experimientos realizados con base en observaciones, el crecimiento de las cosas obedece a un patrón que gráficamente semejaría a una "S": al principio es imperceptible pero a través del tiempo se convierte en una función exponencial hasta su saturación, a partir de la cual la curva se "techa" para mantenerse casi sin crecimiento. Las necesidades en materia de energía eléctrica también siguen este patrón, pero los especialistas han encontrado dificultades para pronosticar la fecha a partir de la cual la curva habrá de "techarse", pues en ello intervienen diferentes variables, entre las que se encuentra el grado de industrialización del país de que se trate.

A raíz de la crisis de energéticos presentada en el año de 1973, algunas naciones llevaron a la práctica medidas para utilizar más eficientemente la energía, habiendo podido demostrar al mundo lo siguiente:

- Las tasas de crecimiento están influenciadas por un notable uso ineficiente de la energía.
- En consecuencia, el uso eficiente de la energía podrá modificar el patrón de crecimiento, adelantando la fecha de saturación, sin menoscabo del grado de industrialización, ni del nivel de vida de sus habitantes (Ver Anexo No. 1).

Lo anterior es particularmente importante porque tratándose del suministro del servicio público de energía eléctrica, la disminución en el consumo de electricidad no sólo habrá de producir una disminución también en el consumo de energéticos, que es el objetivo buscado por las naciones de referencia, sino que además podrá influir en un diferimiento de la capacidad instalada, que a su vez signifiquen costos financieros importantes; recuérdese que cualquier cantidad invertida a plazo fijo está redituando intereses que rebasan el 30%, lo cual antes no sucedía.

1.2.- Algunas peculiaridades de la Industria de Servicio Público de Energía Eléctrica.- Para comprender lo anterior, consúltese la curva que para el Sistema Interconectado Nacional se muestra en el Anexo 2. En ella se observa que la demanda disminuye entre las 12 de la noche y las 4 de la madrugada, a partir de la cual aumenta progresivamente hasta las 12 del día; se mantiene prácticamente igual hasta las 4 de la tarde y vuelve a aumentar hasta las 9 de la noche en que decrece nuevamente. Sin embargo, llama la atención que entre las 7 y 9 de la noche la demanda se incrementa notablemente, dando lugar al comunmente denominado "Pico" ó "Cresta" que se presenta en cualquier país del mundo

Se comprende entonces la causa por la que un sistema eléctrico opera con factores de carga relativamente bajos, y lo que es más importante, el origen de las cuantiosas inversiones que las empresas suministradoras tienen que hacer, ya que deban disponer de la capacidad suficiente para satisfacer el "Pico", aunque prácticamente esté ociosa durante

las horas restantes.

Asimismo, se comprende que la satisfacción de una demanda de tales características, imponga la necesidad de planear, entre otras medidas, la instalación de centrales hidráulicas de gran capacidad que no podrían sostener una operación continua, debido a los volúmenes de agua disponibles, pero cuya operación a factores de carga pobres, resuelve el pico, lo cual obviamente, implica inversiones superiores a las requeridas por cualquier central termoeléctrica convencional.

En resumen, se puede afirmar que la demanda en el pico juega un papel decisivo en las inversiones y éstas en el costo del servicio, independientemente de los gastos por concepto de combustible.

1.3.- Importancia del Alumbrado en los Servicios Industriales.

1.3.1.- En el consumo de energía eléctrica.- Durante el año de 1981, los usuarios de Tarifas 8, 11 y 12 consumieron un total de 31 731 GWH, de los cuales 25 382 GWH correspondieron a la componente industrial, como a continuación se muestra:

TARIFA	Componente Industrial GWH (1)	Componente No Industrial (GWH)	Total Consum (GWH)
8	12 611	5 483	18 094
11	3 183	-	3 183
12	9 588	866	10 454
SUMA	25 382	6 349	31 731
RESTO TARIFAS	-	25 313	25 313
TOTAL:	25 382	31 662	57 044
%	44.5	55.5	100.0

(1) Fuente: Comisión Federal de Electricidad Departamento de Costos, Tarifas y Ventas.

Como se observa, el consumo de energía eléctrica para fines industriales, corresponde a casi la mitad del total nacional, de donde se desprende que el Sector Industrial, por su importancia, es quién más aportaciones haría a la consecución de los objetivos del Programa de Energía.

En el siguiente cuadro se tratará de evaluar la energía eléctrica que el Sector Industrial destina a alumbrado, con datos de 1981.

TARIFA	CONSUMO GWH	CONSUMO PARA ALUMBRADO GWH	% (1)
8	12 611	1 009	8.0
11	3 183	796	25.0
12	9 588	767	8.0
TOTAL:	25 388	2 572	10.1

(1) Estos porcentajes han sido estimados conforme a la operación de algunos servicios en particular que no necesariamente son representativos.

Conviene destacar que el consumo para el alumbrado del Sector Industrial (2 572 GWH), es casi 40% mayor que el consumo para el alumbrado público de todo el país (1 854 GWH) lo que viene a confirmar la importancia que tienen los sistemas de iluminación en las fábricas.

1.3.2.- <u>En la demanda de energía eléctrica.</u>- La contribución de la componente industrial a la demanda máxima del pico, considerando factores de carga utilizados en estudios de costos y valores de factores de diversidad hipotéticos, sería:

TARIFA	CONSUMO GWH	FACTOR CARGA (%)	DEM. MAX. (MW)	FACTOR DE DIVERSIDAD	DEM. EN EL PI (MW)
8	12 611	44	3 271	1.5	2 181
11	3 183	55	660	1.8	367
12	9 508	68	1 610	1.0	1 610
TOTAL:	25 300		5 541		4 158

Aunque es difícil determinar una relación entre cargas de fuerza y alumbrado, se podría decir, conservadoramente, que ésta es del 5%, con respecto a la carga total; dada la diferencia de factores de demanda entre las cargas de fuerza y alumbrado, se puede concluir que la demanda máxima en alumbrado representa el 10% de la demanda máxima total, por lo que, de acuerdo con las cifras del cuadro anterior, aquella será de aproximadamente 554 MW fuera del pico y de 416 MW coincidente con el pico.

Dados los avances tecnológicos, es posible utilizar ya lámparas más eficientes, con lo que el crecimiento del pico podría ser reducido obteniéndose ventajas económicas de consideración. Por vía de ilustración, cabe mencionar que para atender un incremento en la demanda del 10%, el Sector Eléctrico invirtió durante el año anterior, casi 70 000 millones de pesos. En términos gruesos se puede considerar que la utilización de lámparas de vapor de sodio a alta presión

en sustitución de lámparas fluorescentes, representa una disminución de 33% en la potencia. Así, la demanda máxima también disminuiría en la misma proporción y el Sector Eléctrico diferiría sus obras en función de una liberación inmediata de 127 000 KW que representan una inversión de 9 590 millones de pesos. Evidentemente, tal cantidad estaría gravitando en los precios de las tarifas mediante un costo financiero cercano a 2 000 millones de pesos al año.

Lo anterior significa que además de las ventajas derivadas del Programa de Energía, es perfectamente factible obtener reducciones en el monto de las inversiones por un uso más racional de la energía eléctrica. Aun cuando esta ventaja se pudiera reflejar a largo plazo, es necesario que desde ahora se tomen providencias a fin de atemperar el incremento tarifario que, desde luego, se revertiría a favor de los usuarios.

Cabe observar que las ventajas por el uso de lámparas más eficientes, serían para:

- El País, porque se estaría cumpliendo con el Programa de Energía.
- El Sector Eléctrico, porque se reducirían las inversiones y se atemperaría el incremento tarifario.
- El usuario, porque la inversión que hiciera se recuperaría en un período corto, como se demostrará en seguida.

2.- ALUMBRADO A BASE DE LAMPARAS DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESION (HPS).

2.1. Ventajas

2.1.1.- Mayor Eficiencia = Menor Potencia = Menor Consumo

Este tipo de lámparas hizo su aparición en el mercado aproximadamente en 1968; en aquel entonces su rendimiento no llegaba a 90 lúmenes por watt, mientras que en la actualidad éste llega a ser hasta de 130 lúmenes por watt, dependiendo de la capacidad de la lámpara.

Una manera rápida de comparar sus ventajas con respecto a los diversos tipos de lámparas instaladas actualmente en las industrias, se muestra en el siguiente cuadro:

	VAPOR DE SODIO	FLUORESCENTE	VAPOR DE MERCURIO	INCANDESCENTE
Lúmenes totales	47 200	50 400	49 600	47 500
Eficiencia (Lum/W)	118	84	62	19
Potencia Equiv. (W)	400	600	800	2 500
Potencia Equiv. (%)	100	150	200	625
Lámparas (número)	1 x 400	8 x 75	2 x 400	5 x 500
Proporción Lámp. x Lámpara	1	8	2	5
Vida Útil (horas)	24 000	12 000	24 000	1 000
Proporción hora x hora	1	2	1	24
Proporción P/Reemp.	1	16	2	120

2.1.2.- Menor Costo de Reemplazo.- En el cuadro anterior se desea llamar la atención sobre el hecho de que un juicio para decidir la mejor alternativa, no sólo debe descansar en la comparación de las potencias, sino también en lo que significaría el reemplazo en grupo.

Como se observa, una lámpara de vapor de sodio alta presión de 400 watts, equivale a 6 tubos fluorescentes de 75 W c/u; a 2 lámparas de vapor de mercurio de 400 W c/u y a 5 lámparas incandescentes de 500 W c/u, pero conviene destacar que por cada lámpara reemplazada de vapor de sodio alta presión, será necesario reemplazar 16 tubos fluorescentes 2 lámparas de vapor de mercurio ó 120 incandescentes, lo que debe favorecer la decisión por los gastos de operación que ello significaría.

2.1.3.- Menores pérdidas en los conductores.- Otra ventaja que debe ser considerada en el estudio de alternativas y que los ingenieros de proyecto tendrán que evaluar, consiste en la disminución de pérdidas en los conductores por efecto Joule al disminuir la corriente derivada de una menor carga conectada.

2.1.4.- Mayor rendimiento de color.- Las lámparas HPS tienen una distribución espectral más rica en oro blanquecino (blanco amarillento) que otros tipos de lámparas. Pruebas desarrolladas demostraron que el ojo humano no tiene la misma habilidad para identificar con toda nitidez los colores bajo alumbrado incandescente, aditivos metálicos o vapor de sodio alta presión; las propiedades de rendimiento de color de esta última son satisfactorias y, por lo tanto, cualquier reacción negativa por el color de este tipo de alumbrado, son más bien psicológicas.

En el cuadro de la siguiente hoja, se muestran los tipos de fuentes luminosas recomendables, observándose que las lámparas de H.P.S. son adecuadas para naves de producción y almacenes con alturas de montaje superiores a seis metros.

Sin embargo, debe observarse que en algunas ocasiones efectivamente el color amarillo puedo causar alguna dificultad para distinguir los colores, pero cuando ésto llegase a ocurrir, el problema se solucionaría fácilmente mediante la instalación de "alumbrado localizado" que consistiría en lámparas incandescentes o fluorescentes utilizadas en tareas específicas.

2.2.- Experiencias en otros países.- Hasta donde se tiene conocimiento, en diversos países ya se han iniciado programas para que el alumbrado en la industria contribuya substancialmente a la conservación de la energía. El ejemplo más significativo lo constituye la corporación Westinghouse de E.E.U.U., quién hace 3 años inició dentro de sus instalaciones el "Programa de Realumbrado Industrial", habiendo reemplazado hasta la fecha, más de 30 000 lámparas de vapor de mercurio fluorescente o incandescente, por lámparas HPS. con un ahorro, según afirma la propia empresa, de 50 millones de KWH al año, equivalente a 1'500,000.00 dólares.

Este "Programa de Realumbrado Industrial" ha permitido a Westinghouse, en algunos casos, reubicar las nuevas lámparas y seleccionar su potencia conforme a las necesidades actuales, habiendo logrado en la mayordía de los proyectos mejores niveles de iluminación, además de la disminución en los consumos. A continuación se ilustra sobre los resultados que obtuvo en un total de 7 proyectos:

ELECCION BASICA DE LOS DISTINTOS TIPOS DE FUENTES LUMINOSAS.

TIPO DE LUZ	Oficinas y locales no industriales	Naves de producción h>6 m	Naves de producción h<6 m.	Naves de producción h>6 m	Almacenes h>6 m	Viales exteriores
INCANDESCENCIA	D	D	D	N	N	D
FLUORESCENCIA	A	N	N	A	N	N
VAPOR DE MERCURIO	N	N	A	N	A	A
VAPOR DE SODIO BAJA PRESION	D	D	N	D	N	A
VAPOR DE SODIO ALTA PRESION	D	N	A	D	A	A
ADITIVOS METALICOS	D	D	N	D	D	N

A = adecuado N = No recomendable D = Desfavorable.

3.- DOS CRITERIOS PARA LLEVAR A CABO UN PROGRAMA DE REALUMBRADO INDUSTRIAL.

Una vez que se ha tomado la decisión de atacar el problema, sin duda la tarea más difícil y controvertida, pueden aplicarse cualquiera de los dos siguientes criterios:

3.1.- Reemplazo Lámpara por Lámpara.- Este es el procedimiento más sencillo y consiste en reemplazar una lámpara de 1,000 watts de vapor de mercurio por una de 400 w. de HPS, aprovechando la misma luminaria. En este caso típico la inversión sólo consiste en la diferencia entre los costos de las lámparas, así como en el costo del balastro que debe ser instalado, no considerándose prácticamente costo adicional de mano de obra en virtud de que, por una parte, las conexiones son sencillas y, por otra, se aprovecha el reemplazo en grupo que debería hacerse; además, el alumbrado debe conservarse, ya que los calibres quedarían algo sobrados, lo cual es más conveniente.

En estas condiciones el Programa de Realumbrado resultará de bajo costo, cuya inversión podrá ser recuperada hasta en menos de un año, dependiendo del factor de carga. El nivel de iluminación estará prácticamente igual que antes porque 1,000 w. de vapor de mercurio y 400 w de HPS producen casi la misma cantidad de lúmenes. Los ahorros de energía eléctrica obtenido son alrededor del 55%.

En el siguiente cuadro se muestra un ejemplo de los resultados obtenidos en un caso real, pero referido a precios actuales y condiciones en nuestro país.

SISTEMA ANTERIOR			SISTEMA ACTUAL			Inversión (Dólares)	Ahorro Costos Anuales (Dls.)	Período Recuperación. (años)
Número Lamp.	Caract.	Carga (KW)	#Lamp.	Caract.	Carga (KW)			
1	400 W Hg	132.4	186	400 W	74.4	28,000	9,000	3.2
603	215 W Fluor.	344.6	410	400 W	164.0	107,000	31,000	3.4
407	500 W Inc.	203.5	407	150 W	61.0	64,000	22,000	2.8
162	400 W Hg	64.8	81	250 W	20.2	13,000	6,000	2.2
643	215 W Fluor.	138.2	343	250 W	85.7	52,800	12,100	4.3
240	300 W Inc.	72.0	123	250 W	30.7	18,940	11,540	1.6
709	400 W Hg	283.6	488	250 W	122.0	73,930	31,000	2.4

(*) En todos los casos se instalaron lámparas HPS.

Como se observa, el caso en que se recuperó más rápidamente la inversión (1.6 años) fué en el que había anteriormente lámparas incandescentes, por razón natural de que éstas son las más ineficientes.

EJEMPLO DE REEMPLAZO LAMPARA POR LAMPARA

	VAPOR DE MERCURIO	VAPOR SODIO	DIFERENCIA
Lúmenes totales	4 402 000	3 408 000	994 000
Eficiencia (Lúmenes/Watt)	62	120	.5W
Número de Lámparas	71	71	-
Potencia (Watts)	1 000	400	600
Potencia c/balastro (Watts)	1 085	470	615
Carga Conectada (Kw)	77.0	33.4	43.6
Consumo anual de energía (KWH) 1/	661 584	286 973	374 611
Factor de Carga (%)	80 2/	80 2/	-
Precio medio energía ($/KWH) 3/	1.4710	1.4710	-
Costo Anual Energía ($)	973 190	422 137	551 053
Costo por Lámpara ($)	3 345	3 150	195
Costo por Balastro ($)	-	6 500	-6 500
Inversión ($)	237 495	685 150	-447 655
Periodo de Recuperación de Inversión	$\frac{447\,655}{551\,053}$ = 0.81 Años		

1/ 24 horas / día durante 358 días / año

2/ Este valor no corresponde a la operación de las lámparas, sino al de la industria en su conjunto.

3/ A agosto de 1982 sin considerar IVA.

Debe tenerse presente que si bien este caso representa una inversión altamente redituable, no siempre existirán las condiciones adecuadas para llevar a cabo el plan. Obviamente, la iluminación estaba sobrada, de manera que no hubo efecto alguno al disminuir 994 000 lúmenes.

1.2.- Reemplazo Lumen por Lumen.- Las relaciones mencionadas en el punto 2.1.1 pueden proporcionar un esquema sencillo y rápido para aplicar este criterio, es decir, tener presente que una lámpara de 400 w HPS es aproximadamente igual a 2 de la misma capacidad de vapor de mercurio, o a 6 tubos fluorescentes de 75 watts, 6 a 5 incandescentes de 500 watts. En esta alternativa es necesario realizar algunos cálculos adicionales, a fin de mantener en forma satisfactoria la relación de altura de montaje y espaciamiento de las nuevas lámparas HPS.

El esquema puede originar reducciones de luminarias requerido para proporcionar el mismo nivel de iluminación.

Como un ejemplo del reemplazo lumen por lumen, a continuación se evalúa, bajo condiciones nacionales y costos actuales, el primer proyecto del Programa de la Westinghouse.

EJEMPLO DE REEMPLAZO LUMEN POR LUMEN

	VAPOR DE MERCURIO	VAPOR DE SODIO	DIFERENCIA.
Lúmenes totales	7 613 000	8 928 000	1 129 000
Eficiencia (lúmenes/Watt)	57.5	12 0	-62.5
Número de lámparas	331	186	145
Potencia (Watts)	400	400	-
Potencia con balastro (W)	450	470	-20
Carga conectada (KW)	149	87	62
Consumo anual de energía (KWH) 1/	968 500	565 500	403 000
Factor de carga (%) 2/	60	60	-
Precio medio energía ($/KWH) 3/	1.6475	1.6475	-
Costo anual de energía ($)	1 595 604	931 661	663 943
Costo por lámpara ($)	1 700	3 150	-1 450
Costo por balastro ($)	-	6 500	-6 500
Inversión ($)	562 700	1 794 900	-1 232 200

Período de recuperación de inversión $= \frac{1\,232\,200}{663\,943} = 1.85$ años

1/.- Considerando 6 500 horas de operación por año

2/.- Este valor no corresponde a la operación de las lámparas, sino al de la industria en su conjunto.

3/.- A agosto de 1982, sin considerar IVA

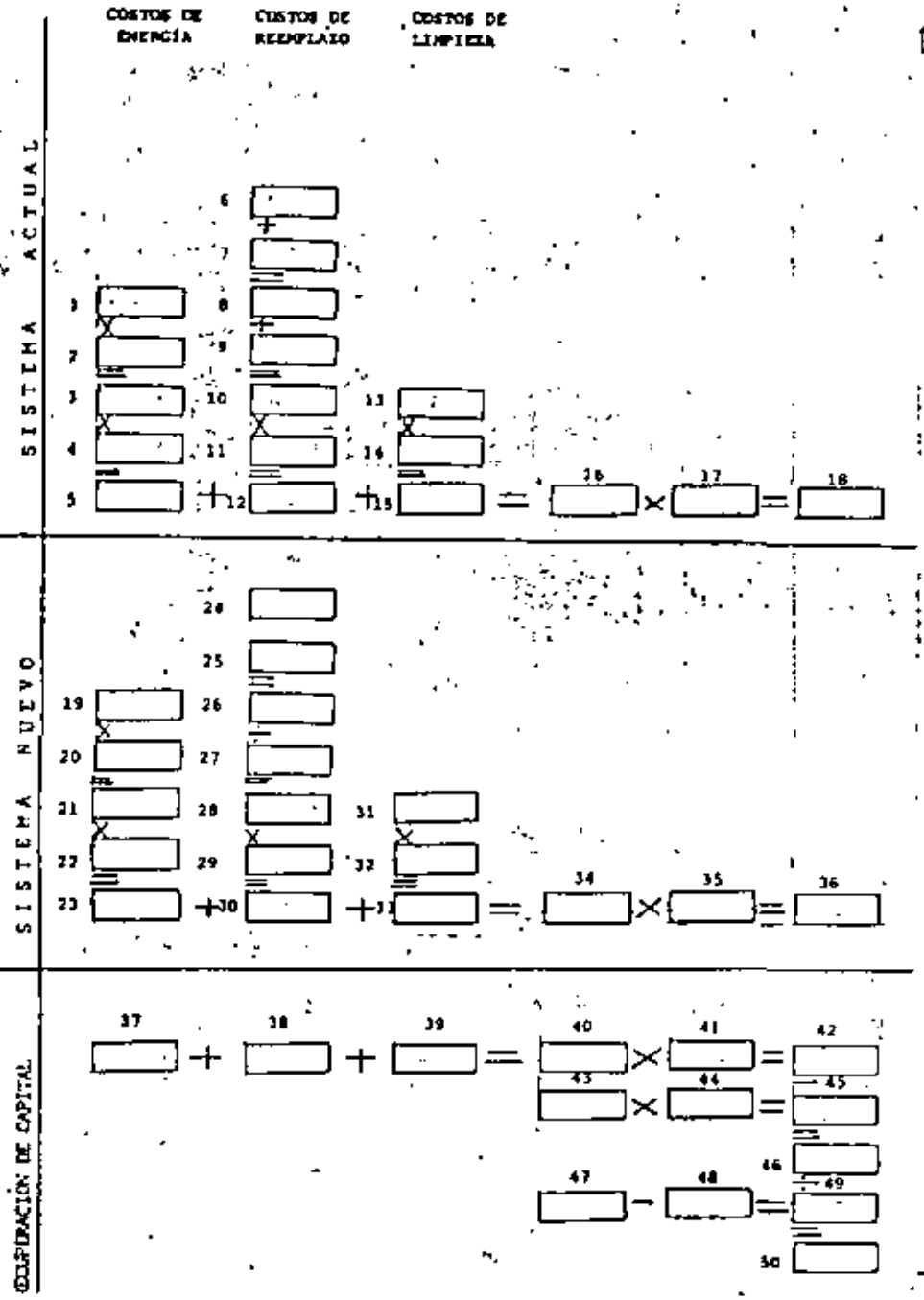
4.- METODOLOGIA BASICA PARA FINES DE EVALUACION.

Los cuadros comparativos incluídos anteriormente han sido elaborados sobre bases fundamentales, por lo que no toman en cuenta los costos reales de operación que se tendrían de incorporarse elementos de costo como son el reemplazo de las lámparas y el de limpieza. Se comprende que estos factores tendrán que ser diferentes en las dos alternativas cuando el número de lámparas y de lámparas por luminaria también es diferente y, todavía más, cuando la vida útil de las lámparas no es la misma, como sucede en los casos de lámparas fluorescentes e incandescentes.

Para superar esta omisión se ha ideado un cuadro de la metodología a seguir y que se muestra en el cuadro de la siguiente hoja, en donde los números indican:

Del 1 al 18 referidos al sistema actual

1.- Potencia por lámpara (KW)
2.- Operación al año (horas)
3.- Resultado de multiplicar 1 x 2 (KWH)
4.- Precio medio de la energía eléctrica ($/KWH)
5.- Resultado de multiplicar 3 x 4 (costo anual de la energía/lámpara $).
6.- Costo de la lámpara ($)
7.- Costo de mano de obra por reposición ($)
8.- Resultado de sumar 6 + 7 ($)
9.- Vida útil de la lámpara (horas)
10.- Resultado de dividir 8 entre 9 ($/hora)



11.- Operación al año (horas).

12.- Resultado de multiplicar 10 x 11 (costo anual de reemplazo por lámpara $).

13.- Costo de mano de obra por limpieza de cada lámpara ($)

14.- Factor de limpieza (veces al año)

15.- Resultado de multiplicar 13 x 14 (costo anual de limpieza por lámpara ($).

16.- Suma de 5 más 12 más 15 (costo anual de operación por lámpara $).

17- Número de lámparas

18.- Resultado de multiplicar 16 x 17 (costo anual de operación $).

Del número 19 al 36 corresponden a la misma secuencia de los números anteriores, pero referidos al sistema nuevo.

37.- Costo de la nueva luminaria o del nuevo balastro ($).

38.- Costo de mano de obra de instalación luminaria o balastro ($).

39.- Costo de la nueva lámpara ($) = cuadro 24

40.- Suma de 37 más 38 más 39 (costo de instalación por lámpara $).

41.- Número de lámparas nuevas - cuadro 35

42.- Resultado de multiplicar 41 x 42 (inversión $).

43.- Costo de la lámpara actual ($) = cuadro 6

44.- Número de lámparas actuales = cuadro 17.

45.- Resultado de multiplicar 43 x 44 (costo de reemplazo $).

46.- Resultado de restar 42 menos 45.(inversión adicional $).

47.- Costo anual de operación con sistema actual ($) = cuadro 1

48.- Costo anual de operación con el sistema nuevo ($) = " 1

49.- Resultado de restar 47 menos 48 (ahorro anual costos de operación $)

50.- Resultado de dividir 46 entre 49 (período recuperación de la inversión - años).

5.- PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR FACILMENTE EL PRECIO MEDIO DE LA TARIFA.

5.1.- Trazado de la Curva.- La estructura de las tarifas 8 11 y 12 aplicables a los servicios industriales, consiste en uno o dos cargos fijos por KW de demanda base de facturación más tres cargos por energía con diferentes niveles de precios descendentes conforme aumenta el factor de carga del servicio.

Por vía de ilustración, en la siguiente hoja se se consignan los precios de la tarifa No. 8 a agosto de 1982.

ESTRUCTURA DE LA TARIFA No. 8

A AGOSTO DE 1982.

1.- CARGOS FIJOS

1.1. $ 122.3794 POR C/U PRIMEROS 50 KW

1.2. $ 166.8782 POR CADA KW ADICIONAL

2.- CARGOS POR ENERGIA

2.1. $ 1.7654 POR C/U PRIMEROS 90 KWH/KW

2.2. $ 1.3214 POR C/U SIGUIENTES 90 KWH/KW

2.3. $ 1.3214 POR C/U SIGUIENTES 90 KWH/KW

2.4. $ 0.9416 POR C/U SIGUIENTES 168 KWH/KW

2.5. $ 0.9416 POR CADA KWH ADICIONAL.

3.- INCREMENTOS MENSUALES:

1.1. 3.744%

1.2. 2.412%

2.1. 1.964%

2.2. 2.845%

2.3. 2.507%

2.4. 3.423%

2.5. 2.095%

Esta estructura pudiera crear alguna confusión cuando se tuviera que determinar el costo de la energía correspondiente a la diferencia de consumo entre los tipos de lámpara estudiados, ya que podría pensarse en que cualquier KWH no consumido caería en el último escalón de la tarifa, sin considerar la influencia que tienen los cargos fijos.

El criterio correcto consiste en evaluar conforme al precio medio que corresponda al factor de carga del servicio y para determinar ésto sólo es necesario dividir la demanda media entre la D.B.F.; aquella a su vez se calcula dividiendo el consumo en KWH entre el período de facturación expresado en horas:

$$Fc = \frac{\frac{\text{Consumo}}{\text{horas}}}{\text{D.B.F.}}$$

Para determinar el precio medio que corresponde al factor de carga encontrado, se pueden seguir dos procedimientos:

1.- Transformar el factor de carga expresado en % a KWH/KW con el objeto de aplicar la tarifa correspondiente.

2.- Trazar una curva que nos proporcione los valores para factor de carga y precio medio.

Aun cuando este último presenta ventajas por cuanto a que permite hacer comparaciones entre diferentes valores e incluso, entre diferentes tarifas, tiene por contrapartida limitantes serios debido a la dificultad y laboriosidad para trazar una curva hiperbólica como lo son las tarifas 8, 11 y 12. El trazado de una hipérbola requiere de cálculos extensos a fin de que la curva sea lo suficientemente exacta y aún así es probable que se presenten errores en el dibujo, como aparece en el Anexo No. 3.

Sin embargo, es posible eliminar tales inconveniencias si en lugar de usar ejes comunes rectangulares, se utiliza una escala semihiperbólica, ya que entonces la curva convencional se convierte en línea recta, como se puede observar en el Anexo No. 4.

Así, el trazado es sumamente sencillo, ya que sólo es necesario determinar el punto inicial que corresponde a 10% de factor de carga y obtener un promedio de cargo fijo en función del valor de D.B.F. En el repetido Anexo No.4, se trazó la curva siguiendo el procedimiento siguiente:

1.- Determinar promedio de cargo fijo por demanda, suponiendo una D.B.F. = 500 KW:

$$\$\ 122.3794 \times 50 = \$\ 6,118.97$$
$$\$\ 166.8787 \times 450 = \$\ 75,095.19$$
$$\$\ 81,214.16$$

$$\text{C.F. Promedio} = \frac{81,214.76}{500} = \$\ 162.42$$

2.- Determinar factor de carga en 10%:

$$\$\ 1.7654 + \frac{162.42}{72} = \$\ 4.02$$

3.- Trazar una línea recta del punto anterior al punto 1.76 en infinito.

4.- De la intersección con 12.5% de factor de carga, trazar otra línea recta hasta 1.32 en infinito.

5.- De la intersección con 37.5% de factor de carga, trazar otra línea recta hasta 0.94 en infinito.

Cabe observar que las líneas punteadas que aparecen en la gráfica, sólo sirvieron como referencia, de manera que no forman parte de la curva.

Se recordará que en el análisis de Reemplazo Lámpara por Lámpara se tenía un precio medio de 1.4710 $/KWH para un factor de carga de 80% y que en el Reemplazo Lúmen por Lúmen se consideró un precio medio de 1.6475 $/KWH para 60% de factor de carga. Estos valores se pueden comprobar en la curva de referencia.

5.2. Ajuste por Incremento Tarifario.- Un elemento que debe ser considerado para tomar decisiones, consiste en los incrementos mensuales autorizados y que para el caso de la tarifa No.8 corresponden a los indicados anteriormente. Obviamente, los costos de operación, por este concepto, seguirán una tendencia exponencial, originando un acortamiento en el período de recuperación de capital.

Dado lo anterior y en virtud de que los escalones de la tarifa tienen incrementos diferentes entre sí, tendrán que seguirse los siguientes pasos para conocer realmente el precio medio durante un período determinado:

1er. Paso.- Trazar la curva con los precios del mes inicial

2do. Paso.- Trazar la curva con los precios del mes final

3er. Paso.- Determinar el factor de carga

4to. Paso.- Determinar el incremento en %.

NOTA: Se puede llegar al mismo resultado, si se prefiere, haciendo los cálculos siguientes, en donde se supone que el período es de agosto de 1982 a agosto de 1983 y el factor de carga del 60% que es igual a 432 KWH/KW.

AGOSTO 1982:		AGOSTO 1983:	
Cargos Fijos =	$ 162.428	Cargos Fijos =	$ 218.940
90 x 1.7654 =	158.886	90 x 2.2295 =	200.655
90 x 1.3214.=	118.926	90 x 1.8503 =	166.527
90 x 1.3214 =	118.926	90 x 1.7786 =	160.074
162/432 x 0.9416 =	152.539	162/432 x 1.4102 =	222.452
	$ 711.705		$ 974.648

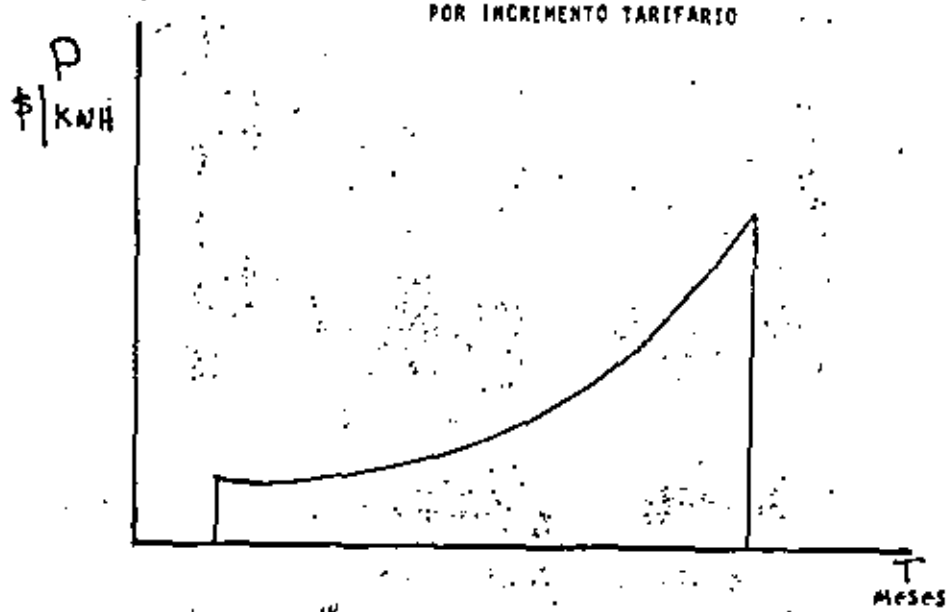
$$Pm = \frac{711.705}{432} = 1.6475 \qquad Pm = \frac{974.648}{432} = 2.2561$$

INCREMENTO = 36.94%

En la gráfica marcada como Anexo 4, se ha trazado también la curva para Agosto de 1983, pudiéndose verificar los valores anteriores. Asimismo, se puede comprobar que, dadas las modalidades impuestas en las tarifas, es factible mediante administración de la demanda incrementar el factor de carga y, en consecuencia, atemperar el aumento de la tarifa, ya que, también se observa, la brecha entre las dos curvas es menor conforme aumenta el factor de carga.

5to. Paso.- Obtener el área bajo la curva dada por los puntos 1 a 1.3694 de forma exponencial y dividir dicha área entre el número de meses del período como se ilustra en la siguiente hoja, pudiéndose observar que en realidad la energía eléctrica se pagará a razón de 2.0403 $/KWH en lugar de 1.6475 $/KWH que se había determinado en el ejemplo de Reemplazo Lúmen por Lúmen; se recordará que en este caso el período de recuperación de capital era

DETERMINACION DEL PRECIO MEDIO
POR INCREMENTO TARIFARIO



$$P_m = \frac{P}{T}\int_2^{14}\left(1+\sqrt[12]{1.3694}\right)^X dX = \frac{P}{T}\int_2^{14}(1+0.02654)^X dX$$

$$P_m = \frac{P}{T}\left[\frac{a^X}{\ln a}\right]_2^{14} = \frac{P}{T}\left[\frac{a^{14}}{\ln a} - \frac{a^2}{\ln a}\right]$$

$$P_m = \frac{1.6475}{12}\left[\frac{(1.02654)^{14}}{\ln 1.02654} - \frac{(1.02654)^2}{\ln 1.02654}\right]$$

$$P_m = 0.1373\left[\frac{1.4429}{0.02619} - \frac{1.0537}{0.02619}\right]$$

$$P_m = 0.1373\left[55.0935 - 40.2329\right]$$

$$P_m = (0.1373)(14.8606) = \underline{2.0403}$$

de 1.85 años con una diferencia en el consumo de $ 663,943.00. Con el nuevo precio calculado la diferencia sería:

968 500 x 2.0403 = $ 1 976 030 .
565 500 x 2.0403 = 1 153 789
822 241

mientras que el período de recuperación:

$$\frac{1\ 232\ 200}{822\ 241} = 1.49$$

es decir, dicho período se reduce en aproximadamente 33%, que puede ser definitivo para inclinarse por la decisión de llevar a cabo un Programa de Realumbrado Industrial.

6.- APLICACION DE LA METODOLOGIA A UN CASO CONCRETO.

6.1. Período de recuperación de capital.- En la hoja siguiente se han consignado los datos del mismo ejemplo Reemplazo Lúmen por Lúmen, excepto el del precio medio de la energía que se sustituye por el valor calculado anteriormente; asimismo, se adicionan otros elementos de costo como son los de reemplazo, limpieza y mano de obra por reposición, observándose que aún así el período de recuperación se mantiene en 1.49 años. Se puede comprobar que con esta metodología, el cálculo es sencillo y útil para tomar una decisión razonable, pudiéndose complementar con los siguientes criterios:

6.2. Período de recuperación de capital, considerando costo del dinero.- En la metodología se observó que la inversión adicional ascendía a $1,269,400.00 con un ahorro en los costos de operación de $850,748.00 anuales, por lo que se puede hacer la siguiente igualdad:

$$1{,}269{,}400 = 850\ 748\ (P/A,\ 40\%,\ X)$$

	COSTOS DE ENERGÍA	COSTOS DE REEMPLAZO	COSTOS DE LIMPIEZA
SISTEMA ACTUAL	1 .450 × 2 6500 = 3 2925 × 4 2.0403 = 5 5968	6 1 700 + 7 300 = 8 2000 + 9 24000 = 10 0.0833 × 11 6500 = 12 542	13 100 × 14 2 = 15 200
SISTEMA NUEVO	19 .470 × 20 6500 = 21 3055 × 22 2.0403 = 23 6233	24 3 150 + 25 300 = 26 2 450 + 27 24000 = 28 0.1437 × 29 6500 = 30 934	31 100 × 32 2 = 33 200

+ 16 6 210 × 17 331 = 18 2221010

+ 34 7 367 × 35 186 = 36 1370262

RECUPERACION DE CAPITAL

37 6500 + 38 200 + 39 3150 = 40 9650 × 41 186 = 42 1832100

43 1700 × 44 331 = 45 562 700

46 1769400

47 2221010 − 48 1370262 = 49 850 748

50 149

es decir, el valor presente de la inversión será igual al costo anual uniforme por un factor serie uniforme - valor presente, bajo el supuesto de que el interés será el bancario o sea 40% anual.

Así, sustituyendo el factor:

$$(P/A,\ 40\%,\ X) = \frac{1\ 269\ 400}{850\ 748} = 1.49$$

Con el valor de 1.49 se busca en la tabla correspondiente a 40% de interés y se encuentra que el período de recuperación es inferior a 3 años.

6.3. Tasa de retorno después de impuestos.- Una manera efectiva de comparar resultados, consiste en determinar la tasa de retorno después de impuestos, pues el beneficio aparente se diluye muchas veces con el pago de impuestos. Suponiendo, en el ejemplo concreto que nos ocupa, una vida útil de las lámparas de 4 años, el flujo de efectivo sería el siguiente:

AÑO	Flujo A	Depreciación B	Ingreso sujeto a Impuesto C	CK. 42 D	A + D
0	-1 269 400				
1	+ 850 748	+317 350	+533 398	-224 027	+626 721
2	•	•	•	•	•
3	•	•	•	•	•
4	•	•	•	•	•

V.P. al 30% = - 1 269 400 + 626 721 (P/A, 30%, 4)
= - 1 269 400 + 626 721 (2.166)
= - 1 269 400 + 1 357 477
= + 88 077

V.P. al 35% = - 1 269 400 + 626 721 (1.997)
= - 1 269 400 + 1 251 562
= - 17 838

Lo cual significa que la tasa de retorno está entre 30 y 35%.

Para tomar una decisión, será necesario comparar esta tasa con la correspondiente a la del negocio de que se trate. Conviene subrayar que en algunas ocasiones se introducen errores de apreciación cuando la comparación se hace con respecto al interés bancario, ya que en este caso el dinero que se invierte a plazo fijo pierde su valor adquisitivo.

5.4. Comparación de alternativas.- Otro elemento para tomar una decisión, consiste en comparar dos o más alternativas por el método del valor presente, sólo que, dadas las condiciones actuales, los costos tanto de energía como de reemplazo y limpieza, nunca podrán ser representados como una serie anual uniforme, pues seguirán una tendencia acorde con el índice inflacionario.

Así, será menester estimar un gradiente, convertido en serie anual uniforme y luego en valor presente.

Por lo tanto, los costos anuales de $ 2 221 010 y de $ 1 370 262, quedarían así:

V.P. = 2 221 010 (P/A,40%,4) + 900 000 (A/G,40%,4) (P/A, 40% 4)
V.P. = 2 221 010 (1.849) + 900 000 (1.09) (1.849)
V.P. = 4 106 647 + 1 813 869 = 5 920 516

V.P. = 1 370 262 (P/A,40%,4) + 550 000 (A/G, 40%, 4) (P/A,40%,4)
V.P. = 1 370 262 (1.849) + 550 000 (1.09) (1.849).
V.P. = 2 533 614 + 1 108 475 = 3 642 089

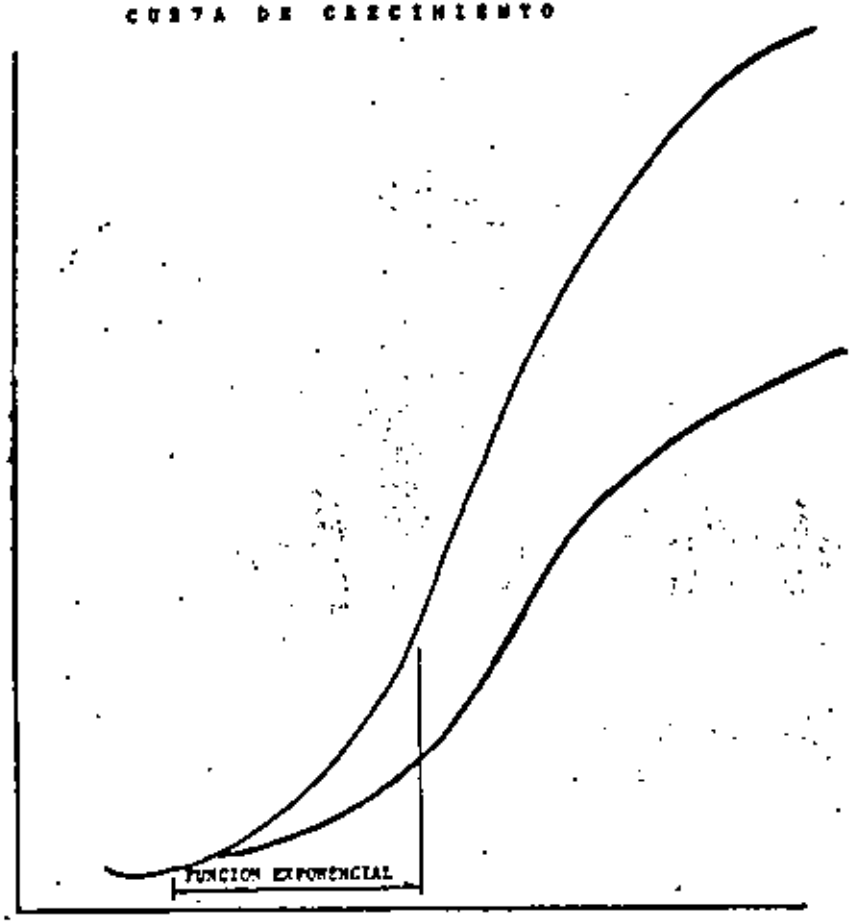
Y la comparación sería la siguiente:

	Alternativa "A" Vapor Mercurio	Alternativa "B" Vapor de Sodio
Inversión inicial	562 700	1 794 900
Valor presente de los Costos Anuales	5 920 516	3 642 089
	6 483 216	5 436 989

De donde se concluye que la mejor alternativa sigue siendo la de lámparas de vapor de sodio.

Cabe aclarar que las cantidades de $ 900 000 y $ 550 000, consideradas anteriormente, corresponden a los gradientes determinados conforme al 40% aproximadamente de los costos totales.

CURVA DE CRECIMIENTO

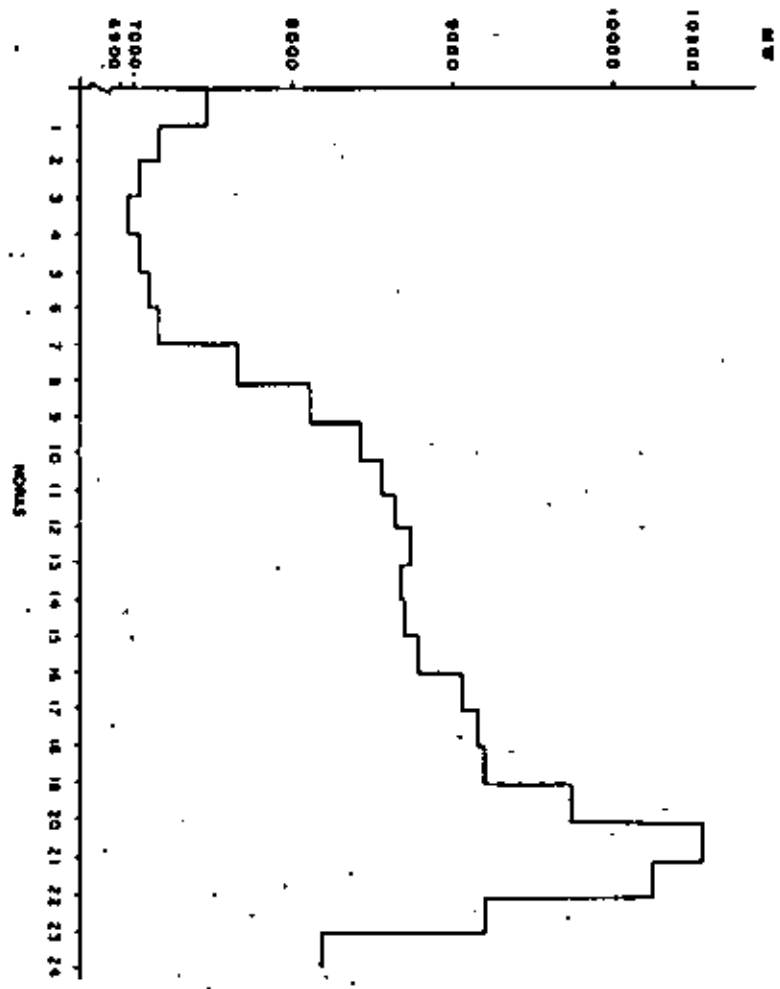


LA CURVA EXPONENCIAL PUEDE SER DE VARIAS DECENAS DE AÑOS

SI LOS ANIMALES MODIFICAN SU CONDUCTA ANTE CIERTOS CAMBIOS, LOS HUMANOS PODEMOS APRESURAR EL CAMBIO A UNA TENDENCIA DE LINEA RECTA.

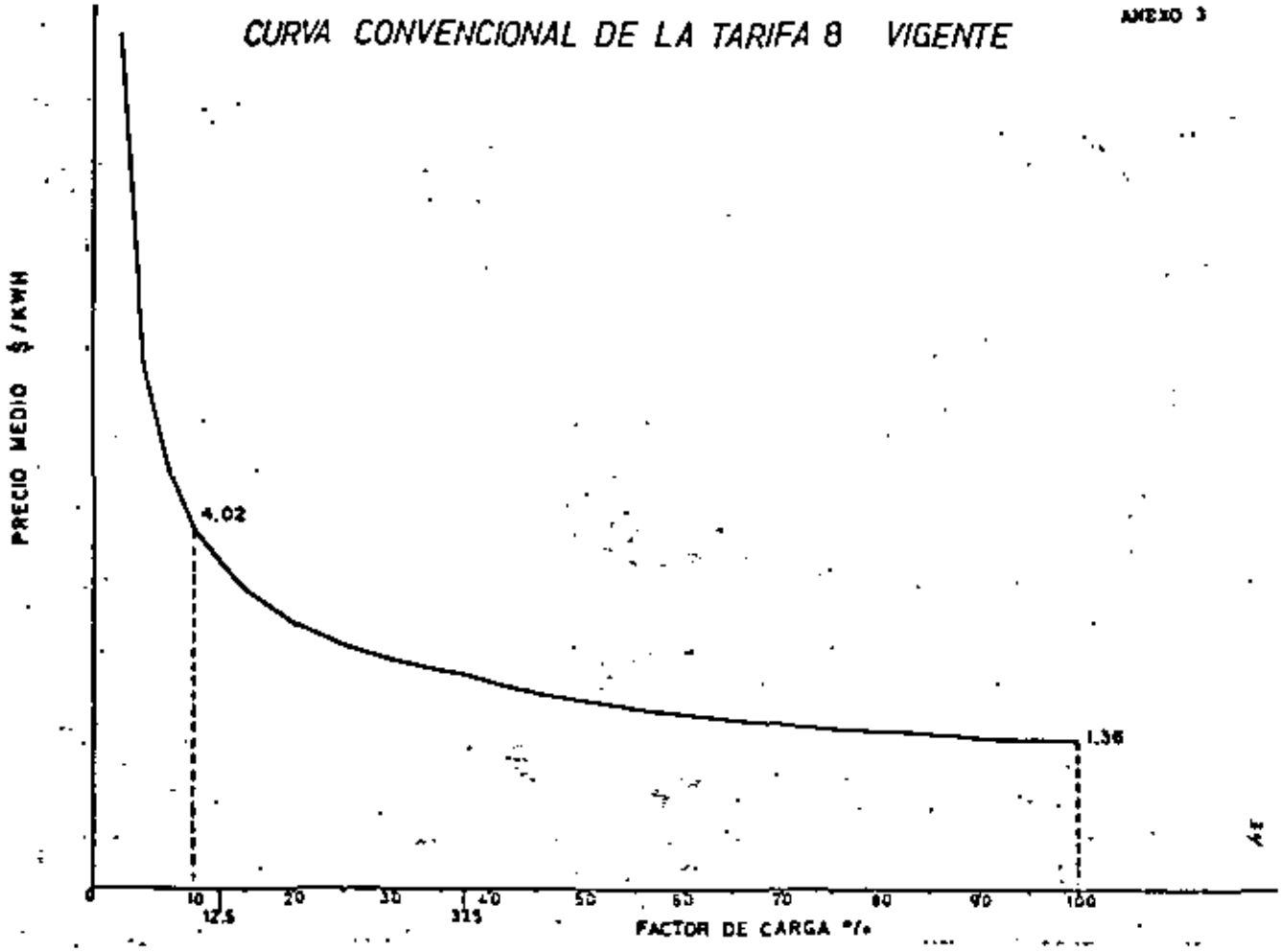
CURVA DE CARGA HORARIA TIPICA PARA EL VERANO DIA HABIL

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



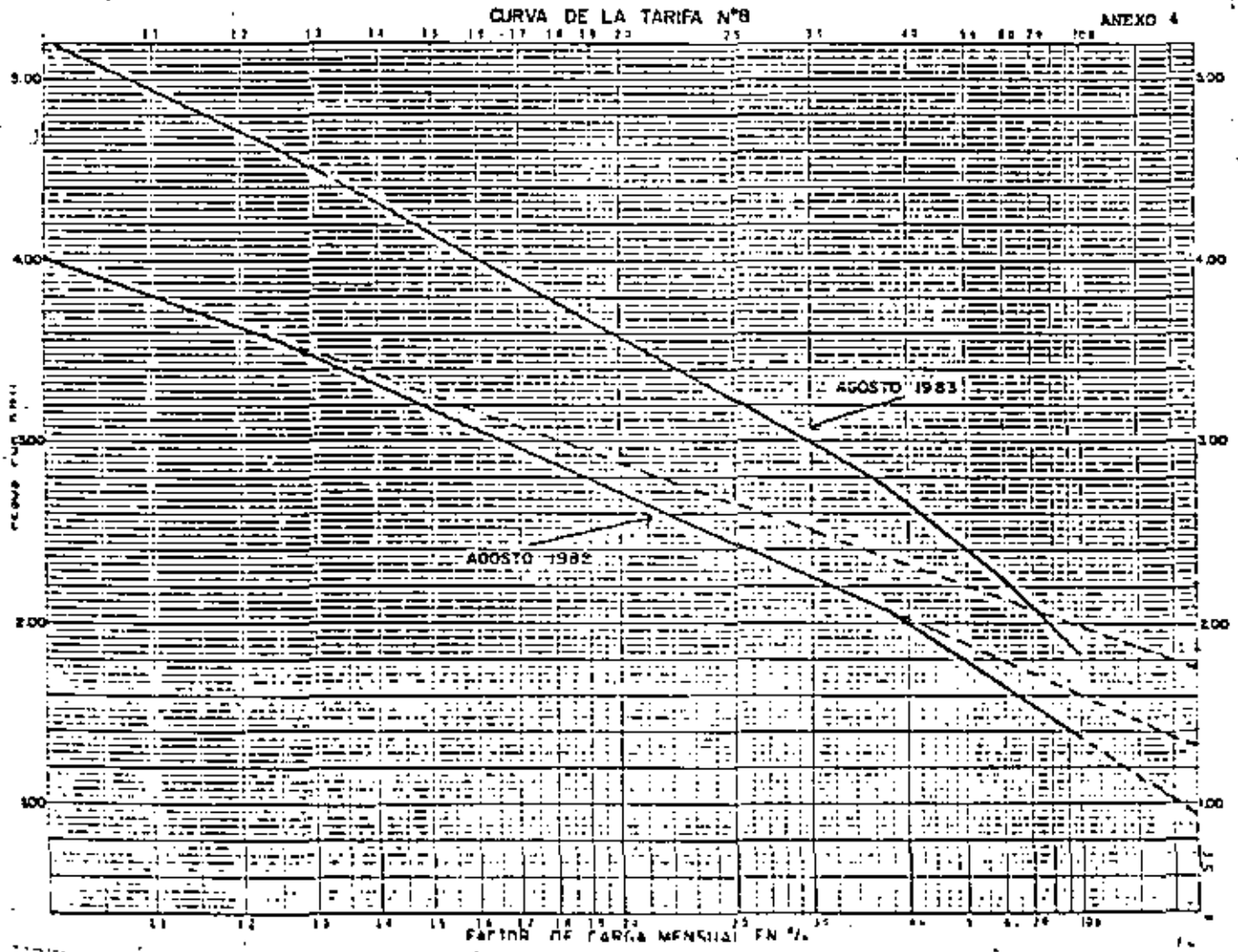
ANEXO 3

CURVA CONVENCIONAL DE LA TARIFA 8 VIGENTE



ANEXO 4

CURVA DE LA TARIFA N°8



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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

POLITICA NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ING. ANTONIO SOUZA SALDIVAR

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

POLITICA NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

Antonio Souza Saldivar

Dirección General de Energía

SECRETARIA DE PATRIMONIO Y FOMENTO INDUSTRIAL

POLITICA NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

La crisis de energía de 1973, derivada de la primera revisión importante en tres décadas de los precios internacionales de los hidrocarburos, provocó que los recursos energéticos, en general, pasaran a tener un valor primordialmente estratégico..

Para los países importadores de petróleo, empezó a representar una carga financiera particularmente drumática. Sin embargo, la crisis hizo reaccionar la infraestructura científica y tecnológica de los países industrializados, de forma tal, que en paralelo a la búsqueda de nuevas fuentes de energía, se desarrolló una búsqueda de fórmulas para racionalizar el consumo y producción de la misma.

Tan exitosos fueron en esta tarea, que el ahorro logrado en su consumo energético ha sido, conjuntamente con la recesión mundial, los principales factores que provocaron la impresionante disminución de la demanda de hidrocarburos en los últimos años. Paradójicamente, esto ocasionó problemas financieros en aquellos países exportadores de petróleo, que como México, habían fincado su desarrollo en el mediano plazo en la obtención de recursos por la exportación de hidrocarburos.

En la industria, que representa alrededor del 40% del consumo mundial de energía, el ahorro se ha llevado a cabo a través de importantes inversiones destinadas a mejorar los procesos de transformación. En el consumidor individual, el ahorro se ha realizado principalmente, al reaccionar el usuario a los aumentos en los precios de los energéticos, así como por una cierta intervención estatal pa

ra regular el consumo de gasolinas y los energéticos destinados ala calefacción de viviendas.

Sin embargo, difícilmente estos mecanismos de racionalización de consumo de energía se han podido llevar a cabo en países exportadores de petróleo en que como México, la abundancia de este recurso se ha utilizado como instrumento de promoción industrial y de lucha contra la inflación, provocando una estructura de precios energéticos muy por debajo del nivel internacional y que propicia su derroche.

El consumo de energía, por unidad de producto interno bruto, es comparable, y en muchos casos supera, al correspondiente a países altamente industrializados. Baste señalar que en las industrias siderúrgicas y cementera, que son las dos ramas industriales de uso más intensivo de energía, México consumo 60% y 20% más energía por tonelada producida, respectivamente, que Japón. Aquí conviene señalar que este país es el más avanzado en el desarrollo tecnológico para ahorro energético, motivado seguramente por el hecho de que importa la totalidad de sus combustibles.

Al nivel de precios actuales, y haciendo una comparación con investigaciones realizadas en otros países, el ahorro energético que se podría lograr en la industria Mexicana, sería del orden del 5%, sin requerirse prácticamente inversiones adicionales. Para que al industrial le fuere rentable realizar la inversión requerida para un mayor ahorro energético, se necesitaría forzosamente un considerable aumento en el precio de la energía. Haciendo las mismas comparaciones con otros países, si el precio de los combustibles industriales se llevase a nivel

internacional, sería entonces rentable el realizar la inversión requerida para ahorrar un 30% de la energía consumida.

Sin embargo, es en el consumo de gasolinas y diesel en México, en donde más claramente se presenta la urgencia de racionalizarlo. Dada la actual estructura de refinación, para obtener 100 barriles de esos productos se requiere refinar una mezcla de 40 barriles de crudo pesado y 150 barriles de ligero, cuyo precio en el mercado internacional es de $ 875 dólares, contra 1 800 dólares que se obtienen por la venta interna de la totalidad de los productos refinados. Estas cifras dan una idea de la gran distorsión que hay en los precios internos y del alto costo financiero que ha significado el mantener un precio artificialmente bajo.

A esto hay que agregar el hecho de que tener petróleo no significa tener gasolinas. Actualmente una refinería con capacidad para producir las gasolinas necesarias para el consumo requerido por un millón de vehículos, cuesta 40 mil millones de pesos. Esta disponibilidad de gasolinas se podría tener también, ahorrando el 10% del consumo actual.

Hay que considerar el potencial de ahorro que existe en la producción de energía, principalmente eléctrica. En este caso y con la tecnología actual, sólo es posible aprovechar el orden del 35% de la energía requerida para producirla. Aquí, el mecanismo de cogeneración, que consiste en el óptimo aprovechamiento de los vapores de proceso para generar energía eléctrica, tiene un gran potencial en nuestro país, que en su primera etapa podría funcionar entre el sector eléctrico y la industria petrolera, petroquímica y química, que son las que más vapor producen para su proceso y cuyo contenido energético es desaprovechado.

EL MUNDO COMUNISTA PUEDE NO JUGAR UN PAPEL TAN IMPORTANTE EN EL MERCADO INTERNACIONAL DE CRUDO EN LOS 80's COMO SE ESPERABA.

En los 80's, el mundo comunista no será un comprador tan grande de crudo en el mercado internacional, como algunos analistas supusieron.

De hecho, las agencias de inteligencia del gobierno de E.U.A.- las cuales fueron anteriormente muy pesimistas - en lo que respecta a la presión comunista sobre los mercados globales - no esperan ahora que el bloque sea un importador neto en corto tiempo.

Pero algunas compañías petroleras aún predicen que el mundo comunista se convertirá en un importador neto de crudo durante los 80's.

El pesimismo de la CIA. La Agencia Central de Inteligencia de E.U.A. predijo a principios de 1977, que la Unión Soviética y Europa del Este requerirían 3.4 - 3.5 millones de barriles/día de crudo del mundo no comunista en 1985.

Basó su proyección en la producción máxima soviética de 8-10 millones b/d y sacrificios mínimos en el crecimiento económico y el uso de energía.

Desde entonces, la CIA ha dado marcha atrás en sus predicciones, diciendo que la Unión Soviética será capaz de producir 10-11 millones de b/d de crudo en 1985 y llenar sus necesidades y las de sus clientes comunistas de crudo.

Y más recientemente, la Agencia de Defensa de Inteligencia (DIA) predijo que la URSS será capaz de satisfacer sus necesidades internas y cumplir con sus programas de exportación en los 80's y aún disponer de excedentes.

//

"La URSS tiene potencial para aumentar su producción en los 90's, depende de si está interesada en aumentar sus exportaciones en ese tiempo. Se anticipa la continuación de la URSS como exportador neto de crudo en el futuro que se prevee."

La agencia dijo que la Unión Soviética probablemente alcanzará su meta de producción de 12.2 millones de b/d este año, un poco más arriba de los 12 millones b/d en 1980.

Predijo que la producción de petróleo de 12.2 millones b/d en 1985, con consumo de 9.5 millones b/d. Cuando menos 2.8 millones b/d estarán disponibles para exportación, 1.6 millones b/d a Europa del Este y 1.2 millones b/d para clientes no comunistas.

La agencia prevee que la producción soviética de gas alcance 22.239 trillones cu ft/año en 1985, con consumo de 19.485 trillones cu ft/año.

Compensando parcialmente la habilidad de la Unión Soviética de mantener sus exportaciones estará el lento desarrollo petrolero de China. La producción China fue baja en 1980.

"La industria petrolera de China es anticuada, está mal manejada y, en la actualidad es incapaz de aumentar su producción a niveles necesarios para satisfacer su demanda interna y los contratos de exportación".

Puntos de vista de compañías petroleras. Se presentan las proyecciones de las compañías petroleras hechas antes de las que hicieron la CIA y la DIA.

En su proyección de energía de diciembre pasado, la Corp. Exxon, dijo que las exportaciones de crudo soviéticas declinarían a 500 000 b/d en el año 2000 de 1.25 millones b/d en 1979. La caída de las exportaciones de petróleo, se compensaría con aumentos en las exportaciones netas de gas de la URSS a 700 000 b/d de crudo equivalente y exportaciones de carbón de China.

//

Como consecuencia, las exportaciones netas de energía del mundo comunista serán más o menos constantes.

La Standard Oil Co. de California, predijo en mayo, que el área Sino-Soviética se convertiría en importador neto de crudo en 1990. Dijo que los clientes de la URSS de Europa del Este iban a tener que buscar crudo de los países no comunistas, puesto que la producción soviética se abatiría y las exportaciones chinas se menguarían.

"En virtud del modesto crecimiento esperado para la producción de petróleo en el área Sino-Soviética, se espera que decaigan las exportaciones netas de crudo a los países no comunistas de 1.5 millones de b/d en 1980 a 600 000 b/d en 1985 y a cero en 1990", según la compañía Standard Oil.

A mediados de los 80's esta área se convertirá en importador neto de crudo, aunque la exportación de productos continuará compensando las importaciones hasta 1990. Al terminar el siglo, el área Sino-Soviética puede ser importador neto de volúmenes de crudo pequeños pero potencialmente en aumento del mundo no comunista.

En julio, la Cía. Cities Service, proyectó la demanda comunista de 14.2 millones de b/d en 1985, aumentando a 15.4 millones de b/d en 1990, 15.6 millones de b/d en 1995, y 15.7 millones de barriles diarios en el año 2000.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ENERGIA Y SITUACION ECONOMICA INTERNACIONAL

Ing. Gerardo Bazán Navarrete

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

I.- ENERGIA Y SITUACION ECONOMICA INTERNACIONAL

A.- El mercado mundial de los hidrocarburos

1.- Oferta

2.- Demanda

3.- Intercambio comercial

B.- Situación financiera, monetaria y crediticia

1.- Países de la OPEP

2.- Países industrializados

3.- Países subdesarrollados

C.- Desarrollo económico y energía

1.- Producto nacional bruto y población

2.- Consumo de energía per-cápita (niveles de bienestar)

3.- Consumo de energía por unidad de producto (grado de industrialización y de eficiencia energética).

I.- ENERGIA Y SITUACION ECONOMICA INTERNACIONAL

A.- El mercado mundial de los hidrocarburos

1.- Oferta

Durante la década de los setentas, la situación económica de la mayoría de los países, incluyendo a los desarrollados, sufrió fuertes variaciones que en gran medida se generaron a consecuencia de las restricciones en la disponibilidad de energía, de los constantes aumentos que observaron los precios de los hidrocarburos y de las importantes modificaciones que experimentó el comercio mundial de energía.

A raíz del embargo petrolero decretado por los países árabes a fines de 1973, motivado en alguna medida por el deseo de recuperar el manejo de los precios de sus hidrocarburos, instrumento que anteriormente era controlado en forma casi exclusiva por las principales compañías petroleras internacionales, se creó una repentina situación de escasez y carestía que desembocó en un fuerte sacudimiento de la economía mundial, que ya para esas fechas mostraba signos de un decaimiento generalizado, después de un largo ciclo de crecimiento sostenido.

La oferta de energía se vió notablemente restringida y aún cuando las causas no se encontraran en el agotamiento de las reservas, dió lugar a que se empezara a considerar seriamente el uso eficiente de la energía y la búsqueda de nuevas fuentes. Sin embargo, a pesar de los nuevos precios, la tendencia en el consumo de hidrocarburos prácticamente no sufrió alteraciones significativas, como se observó en los años subsiguientes.

De 1975 a 1978 se presentó, de hecho, una oferta que excedía a la demanda. No solo creció la producción de los países tradicionalmente exportadores de crudo, sino que se abrieron nuevas áreas a la producción que se incorporaron a los mercados mundiales, como fue el caso del Mar del Norte, de Alaska y de México.

Al mismo tiempo, la recesión económica que experimentaron numerosos países contribuyó a que la demanda de crudo mostrara una tendencia a la baja. Cabe señalar -

que esta tendencia también repercutió en la demanda de productos petrolíferos por lo cual, la industria de la refinación sufrió una brusca reducción de su actividad, llegando en Europa a trabajar al 50 ó 60% de su capacidad e incluso teniendo que suspender la operación de varias plantas.

Otra de las industrias que también resintió en forma directa los efectos de la reducción en la demanda de petróleo fue la de construcción de buques tanque, la cual después de haber tenido una época de crecimiento sostenido entre 1965 y 1975 debido al auge que tuvo el comercio mundial de los hidrocarburos en esos años, a partir de 1976 experimentó que la utilización de los supertanqueros empezara a descender e incluso se cancelaron numerosas órdenes de construcción y diversas plantas armadoras en Europa y Japón tuvieron que ser cerradas.

A partir de 1977, la economía mundial empezó a mejorar lentamente, con lo cual la demanda de energía, a su vez, comenzó a recuperar su dinamismo como consecuencia natural de una mayor actividad productiva.

Durante los años de 1977 a 1979 se presentó un auge sobresaliente del mercado libre del petróleo, cuyos principales centros de comercio se encontraban en Rotterdam y Nueva York, lugares en donde se experimentó una insitada especulación con los precios y el destino de los hidrocarburos, especialmente en Europa Occidental, Japón y el Caribe. En estos años el mercado de los hidrocarburos entró en una fase caracterizada por la energía en los precios, el alza progresiva de los mismo y por una oferta que nuevamente solo alcanzaba a cubrir la demanda, debido principalmente a que los sucesos de Irán de 1978 y 1979 provocaron una reducción en la producción de crudo de este país de casi 4 millones de barriles por día.

Finalmente, después de esta etapa los principales países exportadores han venido planteando diversas modificaciones a sus estrategias, con el propósito de evitar la especulación con los precios del crudo en el mercado libre, de desvincular los ajustes a los precios del crudo de los correspondientes al oro y a las divisas fuertes y de ajustar sus límites de producción en función de las condiciones del mercado y de sus relaciones de reservas a producción, buscando completar sus planes de desarrollo económico, los cuales a pesar de los altos costos y del fuerte impulso que se les dió, no han tenido el éxito que se esperaba.

2.- Demanda

El constante crecimiento que había venido mostrando la demanda de hidrocarburos de los países industrializados durante la década de los sesentas, mantuvo su tendencia durante los setentas, a pesar de la cuadruplicación de los precios que se registró en 1973-1974 y solo sus propios problemas económicos internos provocaron una moderada reducción de dicha tendencia, como consecuencia del descenso en su actividad industrial.

Los hechos sobresalientes de los años sesenta, como el surgimiento de nuevas compañías petroleras, la concientización del enorme potencial del Medio Oriente, los excedentes en la oferta y la reducción en términos reales de los precios del crudo, sufrieron un proceso de reversión durante los años setenta, debido a la fuerte dependencia que habían adquirido la mayoría de los países industrializados, entre los cuales se encuentran los Estados Unidos, los de Europa y Japón, como consecuencia de que en el pasado reciente habían convertido su infraestructura productiva del carbón al petróleo, por ser éste un combustible barato, abundante y de fácil transportación.

Fue necesario que transcurrieran varios años antes de que estos países tomaran conciencia de la gran importancia que tenían para sus economías los cambios que estaba experimentando el mercado mundial de los hidrocarburos. Como ejemplo se pueden mencionar los bajos precios a los cuales se seguían vendiendo internamente los productos derivados del crudo importado.

En el período de 1972 a 1978, mientras que los precios del petróleo importado se incrementaron

en cerca de 400%, el aumento relativo en los precios reales para los consumidores finales, tanto los industriales como los particulares fue sólo del 22%.

De esta forma los consumidores finales continuaron recibiendo durante esa década un aprovisionamiento abundante y barato de hidrocarburos, haciendo más difícil la concientización de la gravedad de los problemas energéticos y conduciéndolos a rechazar las medidas impuestas por los gobiernos para hacer un uso más eficiente de la energía.

Para 1978, la demanda de energía comenzó a crecer nuevamente, fundamentada en los excedentes que mostró la oferta y en el deterioro que había venido observando el precio real del crudo a pesar de que en términos corrientes los precios mundiales habían aumentado significativamente, principalmente como consecuencia del uso del dólar americano para las transacciones comerciales, puesto que esta moneda venía sufriendo una devaluación continúa a partir de 1971, fecha en que el gobierno norteamericano decidió modificar su paridad constante frente al oro y a otras divisas como el Marco Alemán, el Franco Suizo y el Franco Francés.

Ante esta situación, la reacción de los países de la OPEP, apoyada por la decisión de Arabia Saudita de reducir el programa de expansión de su industria extractiva de crudo, fue el acuerdo tácito de restringir la producción de petróleo.

La evolución de la demanda de energía de los países industrializados durante la década pasada, se puede resumir en los siguientes porcentajes: a principios de los setentas su demanda de energía aumentó en alrededor de un 1.0% por cada 1.0% de crecimiento de su PNB. Entre 1973 y 1975 esta cifra descendió a cerca de 0.2%, para revertirse después a un 0.8% durante el resto de la década.

Por lo que toca a los países subdesarrollados, puede decirse que en términos relativos la demanda global de energía aumentó significativamente en la primera mitad de la década, entre 1970 y 1976, a una tasa anual promedio de 6.8% mientras que el consumo de petróleo creció en un 8.2% anual. En contraste con esto, la demanda mundial de energía creció a razón del 3.4% por año y el crecimiento de la demanda de petróleo al 4.6% anual, es decir cerca de la mitad de las cifras correspondientes a los países subdesarrollados.

Lo anterior significa que en términos relativos el índice de crecimiento económico de los países subdesarrollados en general fue superior al de los países industrializados. Sin embargo, los datos absolutos muestran que en 1976 el consumo total de energía primaria del conjunto de los subdesarrollados representó solamente el 9% del consumo mundial y que su participación en el consumo total de petróleo únicamente representó el 13% del consumo mundial.

Durante el mismo período, el consumo energético de los países subdesarrollados creció prácticamente al mismo ritmo que su producto nacional bruto, 6.8% anual frente a 6.7% anual del PNB, pero en general el consumo del petróleo de los subdesarrollados, excepto el de los más pobres, aumentó más rápidamente que el consumo total de energía primaria.

Durante el resto de la década, esta tendencia parece haberse mantenido más o menos constante debido al avance económico sostenido que han mostrado muchos de los países subdesarrollados, entre los que se cuenta a los exportadores de petróleo del Medio Oriente, sin embargo siguen existiendo grandes disparidades entre ellos, como lo muestra el grado de consumo energético percápita, que está concentrado en forma desproporcionada a la distribución de la población.

Entre 1977 y 1980 la participación de los países subdesarrollados en la demanda global de energía creció a razón del .... y la correspondiente en el consumo de petróleo alcanzó el ....

3.- Intercambio comercial

Durante los años en que el comercio de los hidrocarburos se mantuvo dominado exclusivamente por las grandes compañías petroleras, su participación en el comercio internacional global fue sumamente modesta en términos de valor, aunque en términos de volumen dicha participación se hizo cada vez más significativa, debido a los bajos precios de venta del crudo y al contínuo aumento del volumen de petróleo en el intercambio mundial de mercancías.

Con el surgimiento de la OPEP en 1960, esta situación empezó a cambiar hasta volverse crítica en 1973, cuando dicha Organización decidió tomar el control de los precios, iniciándose así una revalorización del petróleo como energético fundamental.

Así durante la década de los setentas, la trayectoria del comercio mundial de la energía dentro del cual los hidrocarburos representan la mayor parte, presenta dos aumentos pronunciados, uno en 1973 y otro en 1979 debido a los sustanciales incrementos a los precios del crudo, y si se excluye la creciente participación del comercio del petróleo en el intercambio comercial total, se observa también que el crecimiento de este último se ha contraído a partir de 1974.

Cabe señalar que esta situación no se debe exclusivamente al aumento en el valor del comercio de hidrocarburos, sino también a los efectos de la recesión económica mundial ocurrida a mediados de la década, la cual dió lugar entre otras cosas, al fortalecimiento de medidas proteccionistas y arancelarios, mismas que han obstaculizado el comercio internacional desde entonces. Además la lenta actividad económica hizo decrecer proporcionalmente la demanda de mercancías de todos los órdenes Para 1980, el panorama del comercio mundial era poco alentador dada la lenta recuperación de la economía mundial.

A grandes rasgos, puede decirse que durante los años setentas el comercio internacional de crudo tuvo un fuerte crecimiento a pesar de los cambios ocurridos, alcanzando en 1979 el valor más alto, que en términos de volumen representó un 45% por

arriba del nivel alcanzado en 1970, con un crecimiento anual de 3.8% y en términos de valor un aumento de 3100%, correspondiente a una tasa media anual del 41.5%

En el caso de los países industrializados, la participación de los hidrocarburos en su comercio internacional mostró un ascenso, especialmente en términos de valor. Analizando la relación entre las importaciones de petróleo y las importaciones totales para algunos de estos países pueden derivarse que en Francia esta relación creció en un 9.3% entre 1970 y 1978, en Estados Unidos aumentó de 6.9% en 1970 a 29.9% en 1977; en el caso de Japón la relación pasó de 14.8% en 1970 a 36.3% en 1975; para Alemania Federal los datos variaron de 7.8% en 1970 a 13.1% en 1978 (debido principalmente a la revaluación del Marco Alemán) En el Reino Unido la relación en 1978 (10.9%) fue muy semejante a la de 1970 (10.2%) como consecuencia de la producción del Mare del Norte. Con respecto a países en vía de desarrollo no se cuenta con datos suficientes.

B. Situación financiera, Monetaria y crediticia.

1.- Países de la OPEP

Hasta principios de la década pasada, la banca privada internacional se venía encargando tácitamente de reciclar las divisas que se generaban en el intercambio comercial mundial, principalmente en forma de préstamos hacia los países en vías de desarrollo. Sin embargo, a partir de 1974 la situación financiera internacional empezó a observar cambios muy importantes debido a la creciente participación de las bancas árabes en el mercado internacional del dinero.

Esta situación creó un ambiente de incertidumbre entre las grandes instituciones financieras ya que su operación dependía en gran medida de ese reciclaje de divisas, por lo que un cambio hacia su acumulación en bancos árabes podría desequilibrar el mercado mundial y la estructura crediticia.

Por su parte los países árabes no estaban preparados para manejar las grandes cantidades de divisas que empezaron a recibir debido al constante incremento en los volumenes comercializados de crudo y a los aumentos

en los precios. De hecho, estos países han tenido que enfrentar problemas financieros muy serios, ya que a pesar de los fuertes excedentes que han registrado en su balanza de pagos, no han podido alcanzar las metas de desarrollo en el plazo que se fijaron, e incluso han tenido que replantear sus planes de desarrollo.

Excedentes en la Balanza de pagos de la OPEP.

Año.	Millones de dólares Us.
1972	1.500
1973	7,500
1974	59,500
1975	27,000
1976	36,500
1977	29,000
1978	7,000
1979	65,000

Cabe señalar que las cifras agregadas de la balanza de pagos de la OPEP encubren el hecho de que 5 de los 11 miembros de esa organización, Argelia, Ecuador, Gabón, Indonesia y Nigeria, fueron países deficitarios en el período 1970-1976 y que incluso para 3 de ellos, Argelia, Gabón e Indonesia realmente hubo un agudo deterioro de sus balanzas de pagos; más aún a partir de 1976 a estos países se les unieron Irán y Venezuela. Lo anterior se debe a que un solo país, Arabia Saudita, tiene una elevada participación en el excedente global de la OPEP.

Como ya se mencionó, la creciente participación de la OPEP en los medios financieros internacionales creó muchas expectativas en cuanto a la forma en que los países miembros, canalizarían sus grandes excedentes de capital. Como respuesta a este planteamiento puede decirse que inicialmente la Organización continúa depositando sus ingresos en los bancos de los países occidentales mientras estudiaban la forma en que serían utilizados para financiar sus programas de inversión y desarrollo.

Posteriormente, en 1976, después de analizar el panorama financiero, los miembros de la Organización decidieron crear un Fondo Especial de financiamiento para ayuda a los países en vías de desarrollo. El monto inicial

de ese fondo fue de US $ 2,400 Millones. Más adelante, a principios de 1980, los ministros de finanzas de la OPEP acordaron establecer una agencia permanente, la Fundación OPEP, para proporcionar ayuda financiera a los países subdesarrollados importadores de crudo, reemplazando al Fondo Especial que había sido usado de manera temporal y se determinó que el capital inicial con que operaría la agencia fuera de US $ 4,000 millones, con opción a incrementarlo a US $ 20,000 millones o más, por medio del retiro de fondos de los mercados financieros mundiales.

Además de la ayuda oficial, algunos de los miembros de la OPEP han estado prestando ayuda financiera a los países subdesarrollados. En 1979 esta forma de ayuda representa más de US $ 7,000 millones, es decir más del 4% del PNB de los países de la OPEP; y entre 1977 y 1979 la ayuda financiera de algunos países como Katar y los Emiratos Arabes Unidos alcanzó más del 10% de su PNB y en Arabia Saudita el 6%.

2.- Países Subdesarrollados.

Se ha considerado que a fines de la década de los setentas, los países en vías de desarrollo se encontraban en una mejor posición financiera para enfrentar los aumentos en los costos de sus importaciones, en comparación con la que tenían en los años de 1974 y 1975, que ya durante la segunda mitad de la década aprovecharon la gran disponibilidad de crédito que hubo, no solo para pagar sus compras externas, sino también para acrecentar sus reservas monetarias y para refinanciar sus costosas deudas contraídas en años anteriores, con condiciones crediticias mucho más favorables.

Por supuesto hubo también efectos indirectos que afectaron negativamente la balanza comercial de los países subdesarrollados, como los constantes incrementos de precios que mostraron la mayoría de los bienes y servicios importados, por lo que crecieron sus necesidades de financiamiento externo y tuvieron que reducir al mismo tiempo el volumen de mercancías compradas en el exterior.

Puede decirse que en proporción del PNB, su deuda pública externa global en 1976 representó el doble de su deuda en 1970. Cabe mencionar que entre 1975 y 1979 un elevado porcentaje de los préstamos a los subdesarrollados estaba concentrado en relativamente pocos países, entre los que se cuentan a Argentina, Brasil, México, Corea del Sur y Filipinas y de los miembros de la OPEP, los países con mayor endeudamiento era Venezuela, Iran, Indonesia.

Actualmente, los países en vías de desarrollo atraviesan por un período de fuerte déficit comercial, ya que con una deuda externa que entre 1970 y 1979 creció de US. $ 74,00 millones a US $ 300,000 millones, cada vez tienen mayores requerimientos de créditos para enfrentar el consiguiente servicio de la deuda. Mientras tanto, la banca comercial internacional ha tenido que restringir su capacidad prestatoria como consecuencia, por una parte, de las propias restricciones que impone la gran disponibilidad de créditos que se permitió en el período anterior y por otro, de las presiones que han venido ejerciendo algunos países occidentales encabezados por Estados Unidos, para tratar de enfrentar su situación inflacionaria a través de la elevación de las tasas de interés, para promover una mayor participación de los organismos financieros internacionales, como el Fondo Monetario Internacional que tiene posibilidades de imponer ciertas restricciones a la economía y finanzas de los países deudores, debido a que sus propios intereses están representados dentro del Organismo.

Aunque por otra parte, como ya se mencionó, los países árabes han aumentado sustancialmente su participación en los mercados financieros a través de su agencia, la Fundación OPEP, mediante la cual se realizan préstamos a los países menos desarrollados con tasas bajas de interés, e incluso recientemente han empezado a participar con capital de riesgo en los proyectos de inversión para desarrollos industriales en algunos de esos países.

3.- Países Industrializados.

Como ya se ha mencionado, la reacción natural que tuvieron los países desarrollados ante el desequilibrio

financiero que se creo a raíz del desproporcionado aumento que mostraron los precios de un bien, cuya fuerte participación en el comercio internacional ha pasado prácticamente desapercibida, en virtud de los bajos precios (en relación a su valor real) a los cuales se comercializaba, fue por una parte, el tratar de incrementar sus exportaciones de bienes y servicios modificando simultáneamente los precios de los mismos para restablecer su poder de compra y por otra el promover un reajuste financiero y monetario buscando resolver sus problemas de recesión económica y equilibrar sus crecientes déficits en balanza de pagos.

En efecto, de 1973 a 1978 la mayoría de las naciones industrializadas intensificaron sus actividades para aumentar su participación en el comercio mundial, como lo muestra la creciente participación de las exportaciones en su PNB. Por ejemplo en Francia, este porcentajo pasa del 17% en 1973 al 20% en 1978, en Alemania Federal del 23.4% al 27.1%; en Gran Bretaña del 23 al 29%; en Japón del 10 al 11% y en Estados Unidos del 6.7 al 8.5%.

Como puede observarse en las cifras anteriores, el incremento que se logró en las exportaciones, fue muy moderado, en parte por los problemas financieros que tenían a su vez los países que representaban sus mercados de ventas, los subdesarrollados, incluyendo a las naciones árabes que potencialmente podrían absorber mayores volúmenes de bienes, tecnología y capitales porque se encontraban ante la disyuntiva de crecer lentamente o de enfrentarse a situaciones como la de Irán que trató de industrializarse muy rapidamente. Al mismo tiempo los industrializados de Europa Occidental estaban renuentes a captar un flujo mayor de mercancía provenientes de los subdesarrollados debido a las crecientes tasas de desempleo y al agravamiento de los problemas políticos.

Por otro lado, uno de los principales instrumentos que se aprovecharon para promover el reajuste financiero fue la banca comercial internacional la cual al aumento del número y el monto de sus operaciones de préstamos a los países con necesidades de financiamiento, realizadas sobre la base que el apoyo a la expansión de las exportaciones de esos países les permitirían

solventar sus adeudos, aumentaba también sus capitales de operación y sus aportaciones a los presupuestos gubernamentales y al apoyo de los programas locales de inversión.

De este modo, la banca internacional desempeñó un papel importante en el reciclamiento de los enormes volumenes de divisas que recibían en depósito, dirigiéndolas principalmente hacia los países importadores de hidrocarburos pero al presentarse la creciente disponibilidad de créditos, la competencia por colocarlos obligó a moderar los términos de contratación, reduciendo los márgenes de maniobra para solventar sus gastos fijos y para constituir reservas contra pérdidas por préstamos no recuperados.

Debido a lo anterior, las bancas comerciales de los países occidentales se han vuelto cada vez más vulnerables, por lo que han tenido que reducir su participación en los mercados financieros e incluso - muchos de ellos han sido advertidos por sus respectivas agencias reguladoras (principalmente por las bancas centrales) de los riesgos que corren sus propios sistemas financieros nacionales si se continúan extendiendo los créditos a los países desarrollados.

A pesar de ello, los gobiernos de las naciones industrializadas consideran como favorable el cambio que se ha estado operando en el mecanismo del reciclaje, alejándose de la banca privada y dirigiéndose más - hacia acciones multilaterales a través de los organismos financieros internacionales, que son los únicos que se encuentran capacitados para buscar y lograr la regulación del mercado internacional del dinero.

4.- Situación monetaria internacional.

Hacia fines de la década de los sesentas, el sistema monetario establecido en Bretton Woods sobre la base de tasas de cambio fijas, empezó a mostrar síntomas de inestabilidad. El flujo de dólares de Estados Unidos hacia el exterior es cada vez mayor y su déficit en balanza de pagos mostraba una tendencia creciente. Al mismo tiempo, las bancas centrales de los otros -

países occidentales empezaron a considerar que dicha moneda estaba sobrevaluada.

Por otra parte, los países con monedas fuertes (Europa y Japón) quienes estaban renuentes a revaluar sus monedas por el consecuente perjuicio a sus exportaciones, provocaron que Estados Unidos suspendiera en 1971 la convertibilidad de su moneda en oro y la dejaron flotar frente a las demás llegando al mismo resultado; la devaluación del área elevó la competitividad de las mercancías estadounidenses en los mercados mundiales.

Para junio de 1972, el crecimiento del déficit en Estados Unidos terminó por romper la estructura del sistema monetario internacional. Los países de Euro para Occidental trataron de apoyarse unos con otros a través de una flotación conjunta de sus monedas; pero esta situación no pudo sostenerse indefinidamente y ya para 1977 esa flotación conjunta había perdido sus efectos, quedando sujeta al dominio del Marco - Alemán.

Durante 1978, 1979, los mercados de la comunidad económica Europea se unieron nuevamente, formando el - Sistema Monetario Europeo, al que ingreso el Franco Francés y la Lira Italiana. Simultáneamente, las Bancas Centrales de Alemania Federal y de Estados Unidos empezaron a operar una política conjunta de apoyo al dólar. Pero después, el primero de estos países reconoció que ninguna de las monedas consideradas como fuertes a excepción del dólar estadounidense, tenía la capacidad sufiente para mantener un cierto equilibrio dentro del sistema monetario internacional.

Lo anterior se debió en gran medida a las fuertes variaciones al alza que mostró el precio del oro durante los últimos años de la década. Así, para 1979 el precio al oro en el mercado abierto había aumentado en más de diez veces, en relación a 1971, con lo cual las reservas en este metal de los desarrollados occidentales excepto Japón y Gran Bretaña, alcanzaron un valor - igual al doble de sus reservas en otras divisas, - ampliando sustancialmente su margen de maniobra para financiar los déficits de los presupuestos domésticos y en balanza de pagos.

Esta situación favoreció en gran medida a los países industrializados dado que les han permitido utilizar el oro como garantía para pagar las crecientes cuentas petroleras mientras que los países en vías de desarrollo tendrán que pagar tasas mas altas de interés, ante la falta de garantía sólidas, para financiar sus déficits en la cuenta comercial y en balanza de pagos.

Finalmente, durante 1979, 1980 los precios del oro mostraron una gran sensibilidad frente a los cambios en los precios de los hidrocarburos, situación que ha obligado a los países de la OPEP a manejar con más cautela los aumentos a sus precios por las repercusiones negativas que representan para ellos el aumento en el valor de las reservas en oro de los industrializados occidentales, que en conjunto tienen más del 80% del total mundial poseído por los gobiernos.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

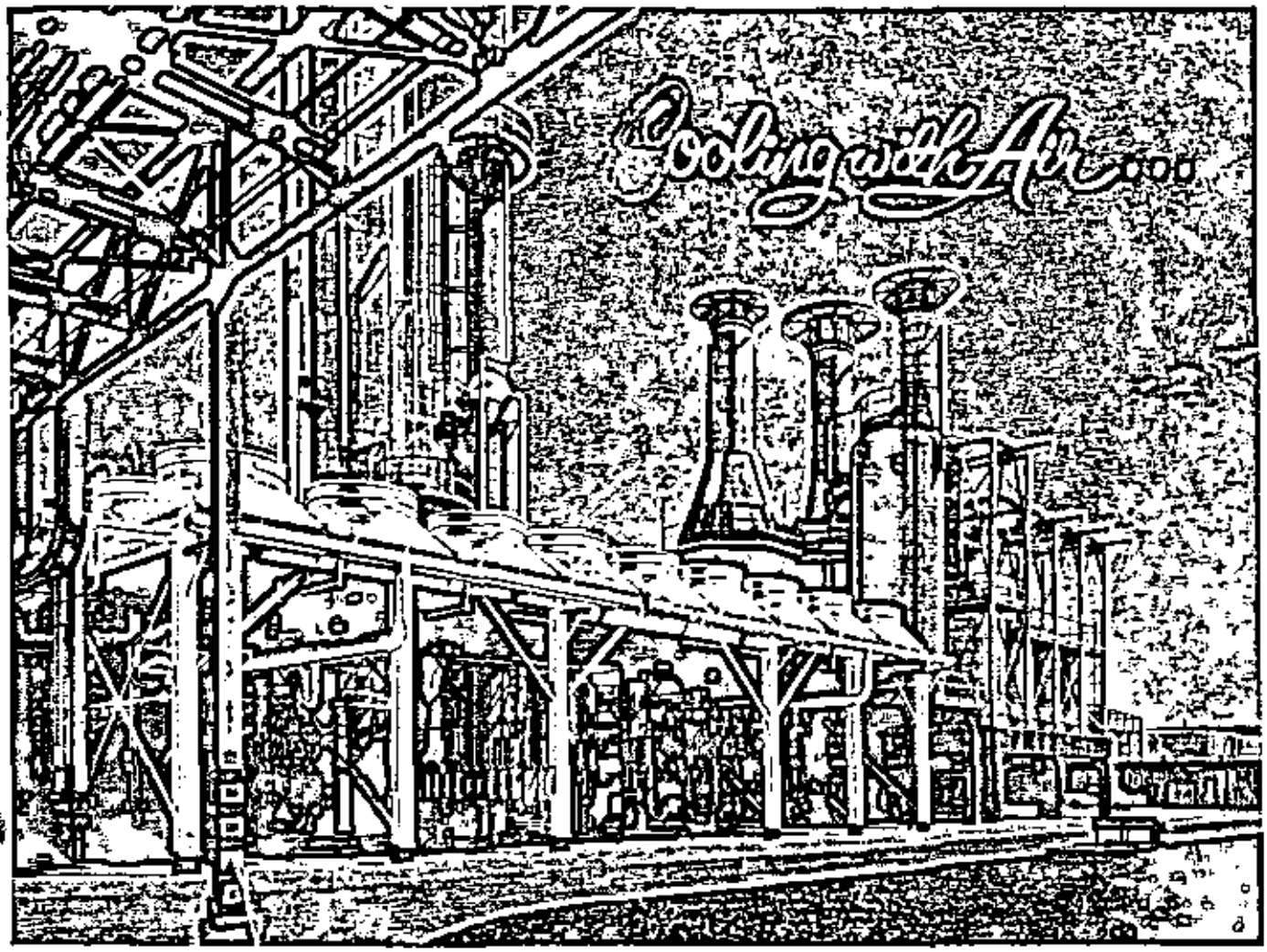
A N E X O

Expositor:

Ing. Rafael Domínguez

OCTUBRE, 1982

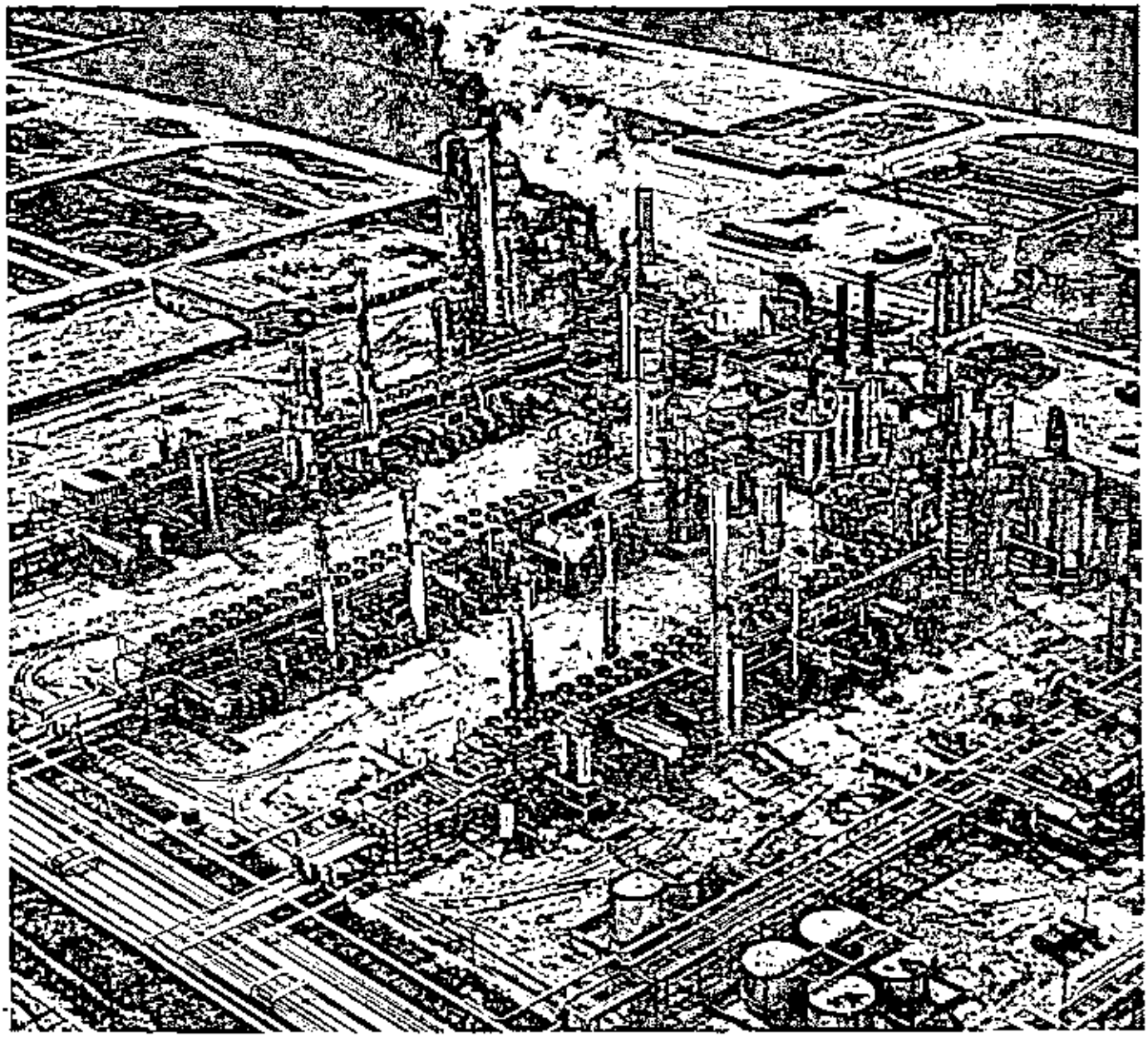
Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285



TECHNICAL DATA RELEVANT TO

DIRECT USE OF AIR FOR PROCESS COOLING

HUDSON PRODUCTS CORPORATION



A 100,000 BARREL PER DAY grass'roots refinery on the Mississippi River utilizing air to dissipate 70% of plant waste heat, cooling and condensing process streams down to 140° F with 95° F air.

AIR COOLED HEAT EXCHANGERS

A new industrial cooling medium for cooling process streams in Oil, Gas, and Chemical Plants

Direct cooling of fluids by passing ambient air over extended tube surface is a comparatively recent innovation. Its application has been cautiously adopted because of the usual reluctance to change from the more conventional methods, and because of the lack of available publications which provide information to potential users for rating and estimating. That this situation may be at least partially alleviated, this article is submitted as a tool to plant and process designers, heat exchange study groups, and specification engineers for determining approximate surface, operating power, plan area, weight, and price information for air cooled heat exchanger applications.

DESIGN BASIS

The basic heat exchange relationships which are employed in shell and tube exchanger design apply to air cooled heat exchangers. The overall heat transfer rate is expressed by:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_a} + R_m + R_{if} + \frac{1}{h_i} \quad (1)$$

h_a is the air side coefficient, which is determined experimentally by the exchanger manufacturer for a given tube outside diameter, fin type, material, spacing, and height, and tube spacing in the bundle. This value is referred to the tube outside diameter and includes resistance of the fin metal, the effect of fin efficiency, and resistance of the bond between fin and tube.

R_m is the resistance of the metal of the tube wall, and may be determined in the literature for the required material, wall thickness, and operating temperature.

R_{if} is the fouling resistance of the fluid on the inside of the tubes, and is determined from applicable standards or, sometimes, specified by the buyer as a result of his knowledge of and experience with the fluid being cooled.

h_i is the film heat transfer coefficient for the hot fluid flowing inside cylindrical horizontal tubes, readily obtainable from the literature, and specifically determined by the heat exchanger designer. This value is a function of mass flow rate, and the physical and thermal characteristics of the fluid in the tubes.

FINNED SURFACE

In evaluating the various commercially available finned tubing, the buyer should consider not only its initial ability to transmit heat, but also its ability to perform over long periods of operation with repeated thermal shock. Of importance in this respect are:

1. The average fin thickness which determines:
   a. Heat flux through the fin
   b. Relative structural rigidity
2. Fin shape in cross section, which determines:
   a. Fin efficiency
   b. Structural strength

   Parabolic shape is ideal. Triangular shape is only slightly less effective.
3. Method of fin attachment, which determines the amount of surface of the fin material in bonded metal-to-metal contact with the outside surface of the tube. This determines heat flux between fin material and tube.
4. The smoothness of contour and surface which controls resistance to air flow.

A great deal of research and experience has determined the various fin dimensions and tube pitch now used in industrial applications. For a 1" O.D. tube, fin heights vary from 0.5" to 0.625", fin spacing from 7 to 11 per linear inch, and tube pitch from 2.0 to 2.500". Ratio of extended surface to bare tube outside surface varies from 10 to 20. Net free area for air flow through each tube row is close to 50% of the face area of the bundle. Design air side coefficients (h_a) vary from 100 to 200 (referred to bare tube outside surface), with a variation of air face velocity of from 300 to 750 ft/min. Ideally, fin height, spacing and tube pitch would vary with the service. Practically, manufacturers find it more economical to limit the fin configuration to a few standard selections.

No allowance is usually included for fouling resistance on the external (finned) surface. With a minimum of maintenance there is no appreciable detrimental effect of external fouling. The exchanger should be cleaned by means of an air, water, or steam jet at least once yearly. Even when considerably fouled with dirt, lint, salt encrustations or other foreign material, the unit capacity is reduced, not so much by fouling, but by a reduction in mean temperature difference and air side coefficient due to restricted air flow. Cleanability of finned surface is therefore, an important requirement, and demands selection of tubes with sturdy fins. A standard test employed by one large user of extended surface exchangers, in order to determine acceptable fin construction, is to direct a jet stream of water under high pressure on the fins. In all tests of structural durability bi-metal tubes with extruded aluminum fins have demonstrated their superiority over tubes with fins made of aluminum ribbons wrapped on to the host tube.

Author — ENNIS C. SMITH,
Vice President and General Manager
HUDSON PRODUCTS CORPORATION

TYPICAL HEAT TRANSFER

Figure 1 is a tabulation of overall heat transfer rates (U) referred to bare tube outside surface for 1" O.D. tubes (0.262 sq ft/linear ft.). Fins are 5/8" high, spaced 8 per inch, with a surface ratio of 16.9. The values are typical design rates based upon inside coefficients permissible with the usual allowable tube side pressure drops, usual fouling resistances, and optimum air velocities and air side coefficients for the individual services. Services with comparatively high tube side coefficients have comparatively high design air velocities, whereas low inside coefficients result in selection of low air velocities. The lower the tube side coefficient, the more critical becomes pressure drop in design considerations. The higher the tube side coefficient, the more surface requirements are affected by design fouling resistances.

FIGURE 1

TYPICAL TRANSFER COEFFICIENTS FOR AIR COOLED HEAT EXCHANGERS

	U Btu./(hr., sq. ft., deg. F.)
Condensing service	
Amine reactivator	90-100
Ammonia	100-120
Freon 12	60-80
Heavy naphtha	60-70
Light gasoline	80
Light hydrocarbons	80-95
Light naphtha	70-80
Reactor effluent—Platformers, Rexformers, Hydroformers	60-80
Steam (0-20 psig.)	130-140
Still overhead—light naphthas, steam and non-condensable gas	60-70
Gas cooling service	
Gas cooling service	
Air or flue gas @ 50 psig. ($\Delta P = 1$ psi.)	10
Air or flue gas @ 100 psig. ($\Delta P = 2$ psi.)	20
Air or flue gas @ 100 psig. ($\Delta P = 5$ psi.)	30
Ammonia reactor stream	80-90
Hydrocarbon gases @ 15-50 psig. ($\Delta P = 1$ psi.)	30-40
Hydrocarbon gases @ 50-250 psig. ($\Delta P = 3$ psi.)	50-60
Hydrocarbon gases @ 250-1,500 psig. ($\Delta P = 5$ psi.)	70-90
Liquid cooling service	
Engine jacket water	120-130
Fuel oil	20-30
Hydroformer and Platformer liquids	70
Light gas oil	60-70
Light hydrocarbons	75-95
Light naphtha	70
Process water	105-120
Residuum	10-20
Tar	5-10

Coefficients are based on outside bare tube surface for 1-in. O.D. tubes with 8 extruded Al fins/in., 5/8 in. high, 16.9 surface ratio.

TYPE AND SIZE OF EQUIPMENT

Industrial air cooled heat exchangers usually have rectangular bundles containing several rows of tubes, horizontally aligned and vertically offset. Air flows vertically upward across the tube bank. Air flow is either induced, by fans above the bundle, or forced, by fans below the bundle. Heat transfer is substantially countercurrent, since the hot fluid enters at the top of the bundle and flows downward through successive passes. Within practical limits, the longer the tubes and greater the number of tube rows, the less expensive the surface becomes on a per sq. ft. basis. Bundles of standard design are available in widths to 12' lengths to 40', and depths to 8 rows. Usually the maximum dimensions are dictated by shipping limitations; maximum weights by plant maintenance lift equipment. Standard lengths are 8', 10', 12', 20', 24', 30', 32', 36', and 40'. Bundles may be stacked, resulting in a total depth of up to 30 rows of tubes to suit the particular service. Individual bundle depth may be limited, or horizontally split headers required, by services having excessively high fluid temperature differences per pass, in order to accommodate tube expansion. One or more bundles of the same or different service may be combined in one unit. Bundles of differing depth, where combined in one unit, are designed for equal air static pressure, and consequently, varying air velocities. Units of relatively equal width and length usually have one fan, whereas longer units may have two or more fans. An experienced designer will attempt to standardize on unit, model, and type within a given plant to minimize varieties of mechanical equipment and tubes, reduce spare requirements, improve appearance, and simplify mounting and location of the equipment.

HOW DESIGN VARIABLES EFFECT SELECTIONS

The air cooled heat exchanger designer has considerable latitude by varying the mass flow rate of the hot fluid, and the velocity and temperature rise of the air. Less latitude is available in design of shell and tube exchangers, where water velocity is limited to prevent erosion, and water temperature rise is limited to reduce scale formation.

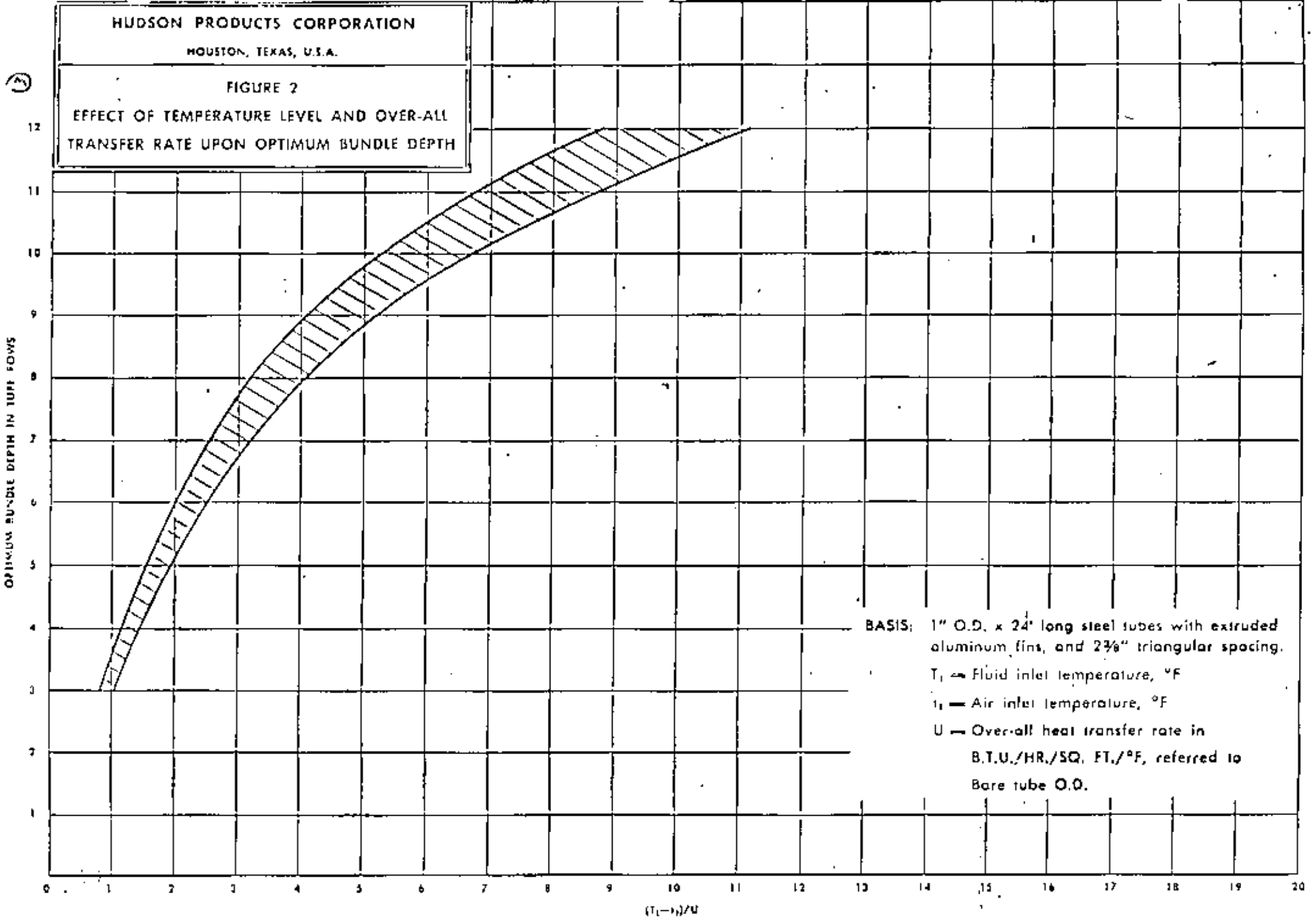
One of the first considerations of the designer is to examine the service conditions to determine the optimum tube bundle depth because of its effect upon cost and plan area. The most important functions in this regard are the temperature level of cooling and the overall transfer rate. In effect these functions determine the relative quantity of air required for a given duty (heat load). If the air quantity per heat unit is comparatively low, the surface may be stacked and the air pumped through with reasonable power consumption per unit of surface. Conversely, if the air requirement is relatively high per unit, the surface must be provided in less depth and spread over a greater plan area. In the first case the power is consumed in pumping a small quantity of air against a high static pressure, whereas in the latter case a large air quantity is pumped against a lower static pressure.

HUDSON PRODUCTS CORPORATION

HOUSTON, TEXAS, U.S.A.

FIGURE 2

EFFECT OF TEMPERATURE LEVEL AND OVER-ALL TRANSFER RATE UPON OPTIMUM BUNDLE DEPTH



FOR ESTIMATING ONLY — NOT FOR DESIGN

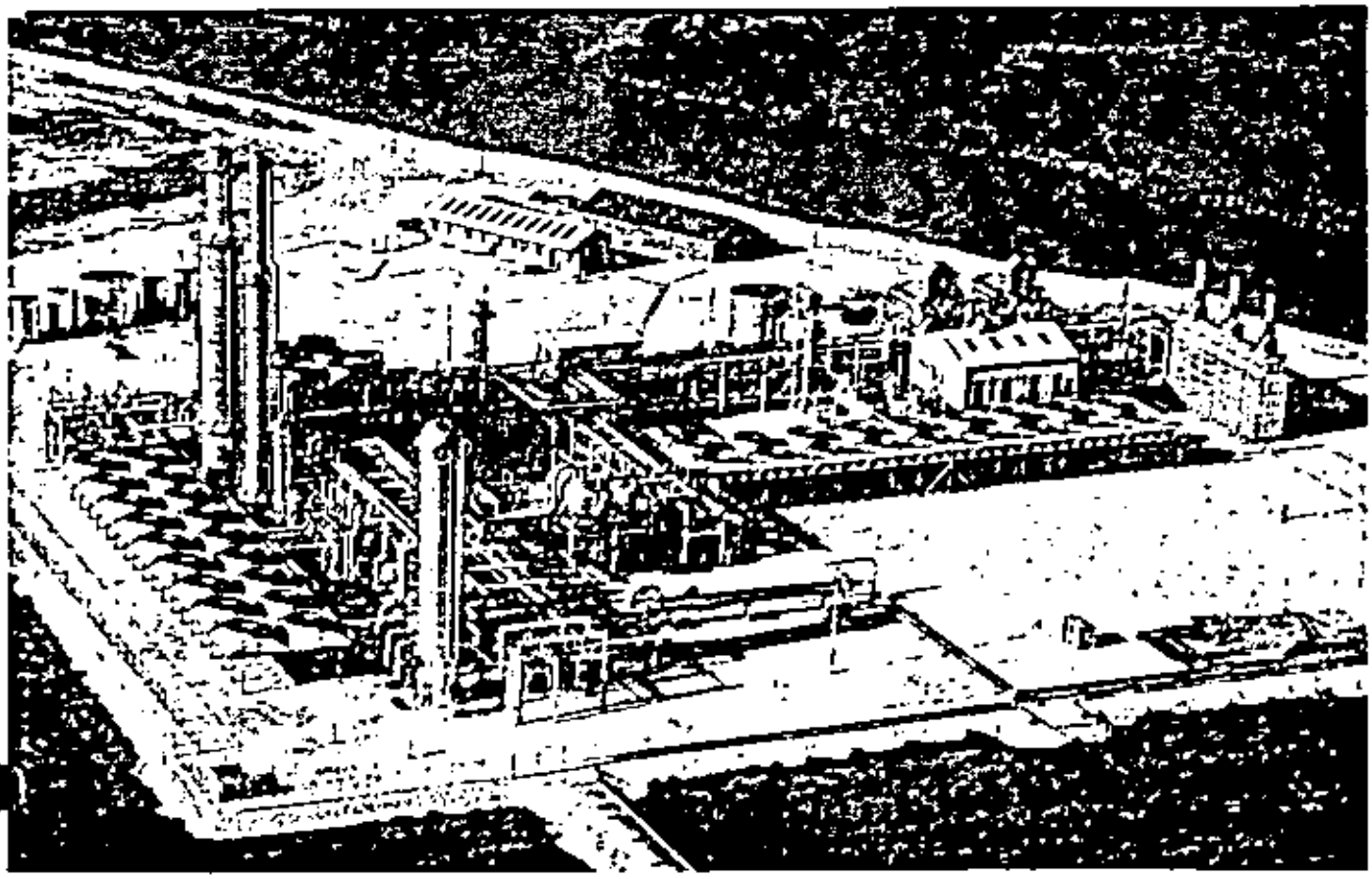
In Figure 2 the relationship between the optimum number of tube rows and the function $(T_1 - t_1)/U$ is given. Selections in actual practice may fall to one side or the other of the curve because of fitting the service to standard units, and because of different relative values given to fan power and first cost. Values on this curve do not necessarily represent the lowest surface selection. The shape of the curve is dependent upon the variation of horsepower with air velocity, the change in surface cost with respect to bundle depth, the density of the available air, and the inter-relationship between operating cost and first cost. Stringent space requirements and shipping limitations may also be considerations which result in deviation from the indicated curve. The curve in Figure 2 is not extended below 3 rows, since two-row or single-row bundles are, in general, not economically feasible.

The relationship of the various design variables can best be illustrated by several selections for a given duty. For example, exchangers are required to desuperheat 365,000 lb/hr. of Freon 11 at 16 psig from 180°F and totally condense at 115°F with ambient air available at 70°F. Heat load is 31.573 MMBTU/hr.

Selection	1	2	3
Surface, sq. ft.	12,360	14,735	16,425
Plan Area, sq. ft.	2,520	2,940	4,320
Tube Rows	4	4	3
Service U, BTU/hr/sq ft/°F	68.0	60.0	57.6
Effective MTD, °F	36.9	35.6	33.0
Air Face Velocity, std ft/min.	625	450	330
Air Quantity, std cu ft/min.	1,575,000	1,323,000	1,425,600
Fan Horsepower	221	118	72
Price	$85,062	$95,640	$116,383

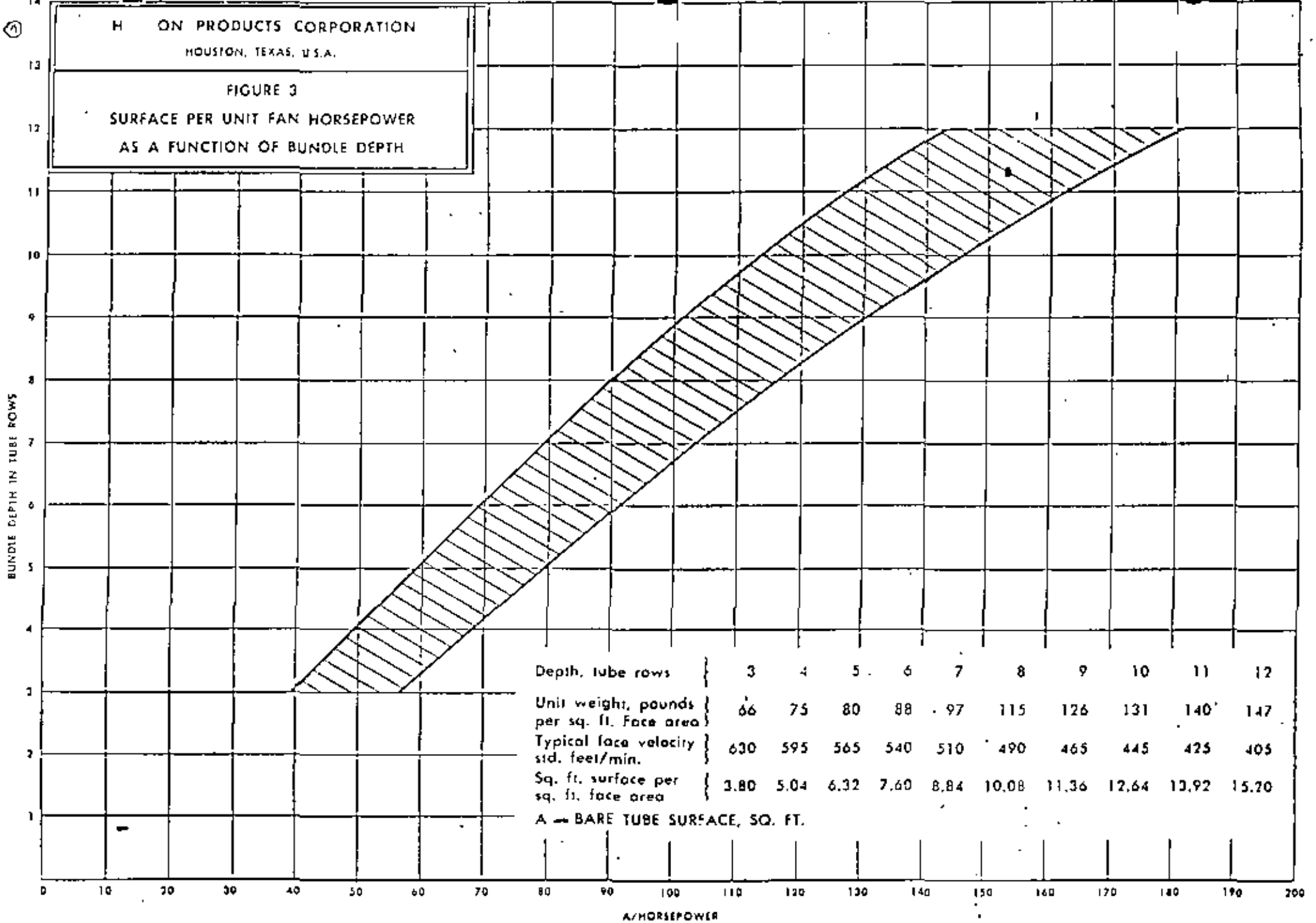
Note that, in comparing Selections 1 and 3, a threefold reduction in fan horsepower is accompanied by a 35% increase in first cost, a 30% increase in surface, and a 75% increase in plan area. All services will exhibit the same general trend in similar comparisons, but each type of service (having a given overall transfer rate and temperature level) will show a different sensitivity to a change of air side quantity and air side transfer coefficient. A service with a low transfer rate and high temperature level is comparatively insensitive to changes in air quantity. The surface requirements of a service with low temperature level and high transfer rate increase rapidly with a reduction in design air quantity.

A 100 PERCENT AIR-COOLED natural gas processing plant in the marshes of south Louisiana. Two large services are, vacuum steam condensing and propane refrigerant condensing to 120° F with 95° air.



H ON PRODUCTS CORPORATION
HOUSTON, TEXAS, U.S.A.

FIGURE 3
SURFACE PER UNIT FAN HORSEPOWER
AS A FUNCTION OF BUNDLE DEPTH



Depth, tube rows	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Unit weight, pounds per sq. ft. Face area	66	75	80	88	97	115	126	131	140	147
Typical face velocity std. feet/min.	630	595	565	540	510	490	465	445	425	405
Sq. ft. surface per sq. ft. face area	3.80	5.04	6.32	7.60	8.84	10.08	11.36	12.64	13.92	15.20

A — BARE TUBE SURFACE, SQ. FT.

FOR ESTIMATING ONLY — NOT FOR DESIGN

MAKING AN ESTIMATE

For the purpose of thermal calculations used in air cooled heat exchanger design, air velocities are ordinarily based upon the face area of the tube bundle and upon standard air. The face area of the bundle is simply the length times the width. Standard air is defined as dry air at 70°F and 29.92" of mercury pressure, having a density of 0.075 lb/cu ft. and a specific heat of 0.24 BTU/lb/°F. Using standard air as a basis, the product of the face area in sq. ft. times the standard air face velocity in ft/min. gives the total air quantity moving through a given size tube bundle. The temperature rise of the air can be calculated from the equation:

(2)

$$t_2 - t_1 = \frac{Q}{FA \times FV \times .075 \times 60 \times .24} = \frac{Q}{FA \times FV \times 1.08}$$

Neglecting the presence of moisture in the atmosphere has the overall effect of adding a safety factor to air cooled heat exchanger design, since for a given amount of surface, fan power and heat load, the presence of moisture will reduce the air temperature rise, thereby increasing mean temperature difference.

After having determined the adequacy of a given air cooled unit for a heat removal application from calculations based on standard air, the next step is to decide upon the proper selection of fan and fan driver. Driver output horsepower is calculated from the equation:

(3) Horsepower =

$$\frac{\text{Actual cu ft/min. (at fan)} \times \text{Actual T.P. (inches water)}}{6356 \times \text{Fan Efficiency} \times \text{Drive Efficiency}}$$

The actual volume at the fan is calculated by multiplying the standard volume of air times the density of standard air (0.075 lb/cu ft.) divided by the density of the air at the fan. From this relationship it can be seen that the ratio of the fan horsepower required for a forced draft unit as compared to that required for an induced draft unit is approximately equal to the ratio of the exit air density to the inlet air density. Neglecting the presence of water vapor, this horsepower ratio is also equal to the ratio of the absolute air temperatures $(t_1 + 460)/(t_2 + 460)$. The total pressure across the fan is equal to the sum of the velocity pressure for the selected fan diameter, plus the static pressure, which is determined from the equipment manufacturer's test data for a fixed finned tube and tube spacing. Fan diameters are selected to give velocity pressures of approximately 0.1" of water. Industrial axial flow fans have total efficiencies of approximately 65% and fan drives usually have a minimum of 95% mechanical efficiency. The design of the fan, the fan housing, and air plenum chamber can materially affect the fan efficiency. The value of driver output horsepower from equation (3) must be divided by the driver efficiency to determine input power. In all cases, efficiencies in the formula are expressed in fractions, or %/100.

Figure 3 gives the sq. ft. of bare tube surface per driver output horsepower as a function of tube bundle depth. As in the case of Figure 2, actual selections may deviate from this curve in the process of designing to standard units and because of different relative value being given to first cost and operating cost. Substantial increase in elevation above sea level, and resulting decrease in air density, will also cause an increase in relative fan power. Included on Figure 3 is a table of typical design face velocities for the various bundle depths, the ratio of bare tube surface area to sq. ft. of face area, and the unit weight per sq. ft. of face area for the various tube rows. The surface ratio is based upon 1" O.D. tubing on 2⅜" triangular spacing.

As in the case of other types of heat exchange equipment, the surface required is determined from the equation:

(4)

$$A = \frac{Q}{U \times LMTD}$$

By use of the correlations presented in this paper, the surface, plan area, weight, and horsepower requirements may now be determined. The approximate selling price may then be determined from Figure 4, which gives the price per sq. ft. of bare tube surface as a function of the total bare tube surface required for a given service, and the tube bundle depth. The prices indicated are f.o.b. factory prices and do not include freight or export crating. The prices are based upon 1" O.D. x 12 BWG x 24'-0" long steel tubes with extruded aluminum fins, fabricated steel headers with steel shoulder plugs, 150 lb/sq in ga. design pressure, and explosion proof motors for fan drivers. Values are based upon V-belt drives for fan diameters to approximately 11 ft., and gear drives for larger diameter fans. Price multiplication factors are included for different tube materials. It can be seen from these curves that price per sq. ft. varies little for installations in excess of 5,000 sq. ft. of bare tube surface. It is also evident that the reduction in unit price as a function of number of tube rows becomes progressively less with increase in tube rows.

STEPWISE ESTIMATING PROCEDURE

The individual steps in estimating the surface, horsepower, plan area, and cost of air cooled unit applications by means of information submitted herein are itemized below.

1. From knowledge of the plant location and the process requirements tabulate "Q", the heat load in BTU/hr., the process fluid temperatures T_1 and T_2, the design ambient air temperature t_1, design pressure, tube material, and the type of service.
2. Refer to Figure 1 to determine the typical overall heat transfer rate "U" for the particular type of service.
3. Calculate the value of $T_1 - t_1/U$ for this service, and from Figure 2 read off the optimum bundle depth in tube rows.
4. From the tabulation on Figure 3, record the typical standard air face velocity, the ratio of surface area to face area, and the ratio of weight to face area corresponding to the number of tube rows determined in Step 3 above.
5. Now fixed are the overall heat transfer rate, the tube bundle depth, the air face velocity and the relationship of surface, horsepower, and weight to the face area. The exact surface requirement

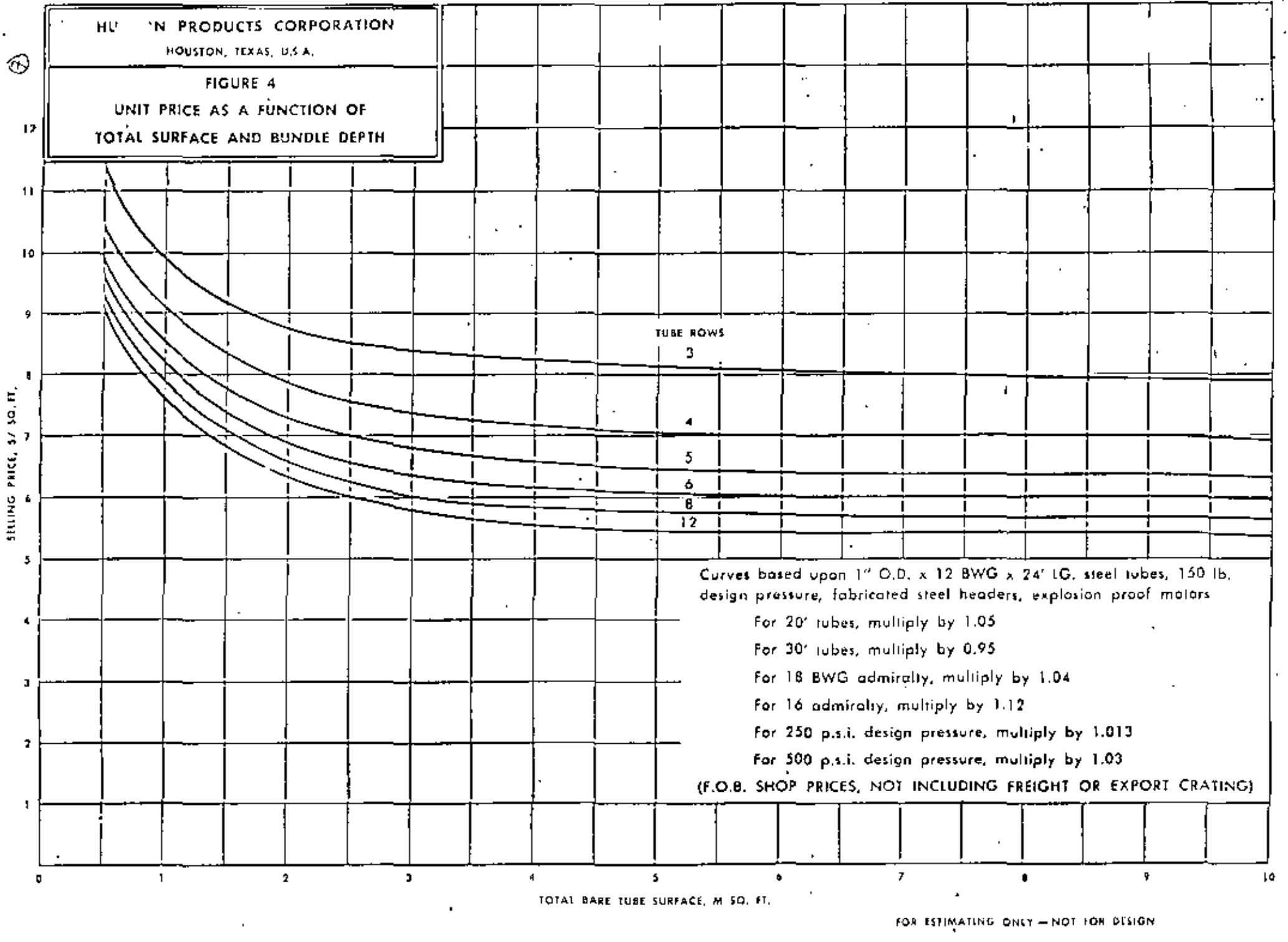
HU N PRODUCTS CORPORATION

HOUSTON, TEXAS, U.S.A.

FIGURE 4

UNIT PRICE AS A FUNCTION OF

TOTAL SURFACE AND BUNDLE DEPTH



Curves based upon 1" O.D. x 12 BWG x 24' LG. steel tubes, 150 lb. design pressure, fabricated steel headers, explosion proof motors

For 20' tubes, multiply by 1.05

For 30' tubes, multiply by 0.95

For 18 BWG admiralty, multiply by 1.04

For 16 admiralty, multiply by 1.12

For 250 p.s.i. design pressure, multiply by 1.013

For 500 p.s.i. design pressure, multiply by 1.03

(F.O.B. SHOP PRICES, NOT INCLUDING FREIGHT OR EXPORT CRATING)

FOR ESTIMATING ONLY — NOT FOR DESIGN

must then be determined by a trial and error process as follows:

(a) Assume an air temperature rise, $t_2 - t_1$

(b) Using the relationship,

$$FA = \frac{Q}{(t_2 - t_1) \times FV \times 1.08}$$

calculate the total face area required.

(c) With the above assumed air temperature rise, both the fluid and air temperatures are now known and the log mean temperature difference may be calculated. If there is an obvious temperature cross, i.e., if the outlet air temperature t_2 is considerably above the required outlet fluid temperature T_2, and fluid side pressure drop is critical (number of tube passes is limited), it will be necessary to correct the LMTD from LMTD correction charts available in the literature for cross-flow, both fluids unmixed.[1]

(d) Using the equation: $A = \frac{Q}{U \times LMTD}$,

calculate the bare tube surface required.

(e) Divide this total surface by the ratio of surface area to face area determined from the chart on Figure 3, and compare this value of face area to that determined in (b) above.

(f) If the value of the face area determined in Step (b) and Step (e) are not substantially equal, assume another air temperature rise and repeat Steps (a) through (e) above to determine the accurate value of surface "A" and face area "FA" required. It is at this point that the experienced equipment designer will actually fix the number of tube passes and fluid mass flow velocity, confirm the assumed value of "U", and check actual tube side pressure drop.

6. The face area now determined is roughly equal to the plan area of the required installation. Divide the total face area by an assumed tube length to determine the plan dimension of the installation perpendicular to the direction of the tubes. Determine the total fan horsepower requirement by dividing the total surface area "A" by the value of surface per horsepower obtained for the applicable bundle depth on Figure 3. Determine the total approximate unit weight by multiplying the total face area by the weight per unit face area obtained from Figure 3.

7. Using the curves and tabulation on Figure 4, determine the unit cost per sq. ft. and calculate the total price.

INFORMATION TO BE FURNISHED BY CUSTOMER

Figure 5 is a reproduction of a typical specification sheet for air cooled heat exchangers. With this sheet as a reference, the following is a list of the information to be submitted to a manufacturer by the Purchaser to enable proper design of an air cooled heat exchanger:

1. *The Nature, Composition, Physical State, and Flow Quantity of the Fluid to Be Cooled and/or Condensed.* If there is a change in physical state from T_1 to T_2, compositions should be given for both the inlet and outlet temperatures. Also, a plot of heat release versus fluid temperature is necessary to accurately determine the effective mean temperature difference for a condensing service.

2. *Fouling Resistance.* Only the fouling resistance of the fluid on the inside of the tubes is required. If this resistance is not specified by the Purchaser, the designer will use a typical value from the publications of TEMA or similar sources.

3. *Inlet and Outlet Temperatures: T_1 and T_2.* In addition to operating temperatures, the maximum design temperatures should be stated. If outlet fluid temperature is critical, requiring control of air flow for temperature control, this information should be given in the inquiry. Controllable pitch fans or shutters are available for control of air flow.

4. *The Operating Pressure and the Maximum Design Working Pressure.* The cold water test pressure is ordinarily taken to be 150% of maximum design pressure unless otherwise specified.

5. *The Allowable Pressure Drop.* In the case of long range cooling of viscous liquids and low pressure gases and condensation of vapors at very low pressures, this a very critical requirement which greatly influences the necessary heat transfer surface, and possibly the length and diameter of the tubes which may be utilized. Although this discussion has been primarily limited to the use of 1" O.D. tubing, 1½" O.D. and larger tubing have been used to advantage in services such as flue gas and viscous oil coolers.

6. *The Physical and Thermal Properties of the Fluid Being Cooled, Including the Specific Gravity, Molecular Weight, Specific Heat, Latent Heat (If a Condenser) and the Viscosity.* Viscosity data should be given for both the inlet and outlet temperature conditions if the fluid being cooled is a viscous liquid.

7. *The Design Ambient Air Temperature.* Since this temperature determines the approach of the cold fluid temperature, which is usually the limiting driving force in the heat exchanger design, its selection is very important and should be based upon reliable meteorological data for the particular plant location. Choosing a particularly high figure may result in unnecessarily large surface selection, and a figure

No.	Date	By

HUDSON PRODUCTS CORPORATION

Fin-Fan* SPECIFICATION SHEET

*Trademark

JOB NO.

1			Item No.
2	Customer		Date
3	Address	Plant Location	Proposal No
4			Cust. Ref No
5	Service		Sheet of
6	Size Type	Induced Forced Draft	No. of Units
7	Surface/Item — — — — — External	Bare Tube	Sq. Ft.
8	Heat Exchange — — — — BTU/Hr		Effective MTD °F
9	Transfer Rate — — — External Surface	Bare Tube Surface — Service — Clean	BTU/Hr. Sq. Ft. °F
10	PERFORMANCE DATA		
11	TUBE SIDE		
12	Fluid Circulated		Temperature In °F
13	Total Fluid Entering Lbs/Hr		Temperature Out °F
14	Vapor		Inlet Pressure PSIG
15	Liquid		Gravity—Liquid
16	Steam		Viscosity (V) (L) @ °F
17	Non-Condensables		Viscosity (V) (L) @ °F
18	Vapor Condensed		Molecular Weight (V) (L)
19	Steam Condensed		Specific Heat (V) (L) BTU/Lb °F
20	Density Vapor Lbs/Cu. Ft.		Latent Heat BTU/Lb
21	Conductivity BTU Ft/Hr. Sq. Ft. °F		Allowable Press. Drop PSI
22	Fouling Resistance I. S Hr. Sq. Ft. °F/BTU		Design Pressure Drop PSI
23	AIR SIDE		
24	Air Quantity/Item SCFM	Face Velocity SFM	Temperature In °F
25	Air Quantity/Fan ACFM		Temperature Out °F
26	Actual Static Pressure In. Water		Altitude Ft.
27	CONSTRUCTION		
28	Design Pressure PSI	Test Pressure PSI	Design Temperature °F
29	SECTION	HEADER	TUBE
30	Size Ft. In. X Ft. X Rows	Type — Plug — Stud — Thrubolt — Transition — Pipe	Material
31	No./Unit Item	Material ASME—	ASME— Seamless—Welded
32	Arrangement: Stack	No. Passes/Section Slope In./Ft.	OD In. BWG Avg. Min. Wall
33	Sections in Parallel in Series	Plug/Design Shoulder—Taper ASME—	No./Section Length Ft.
34	Units in Parallel in Series	Gasket Material	Pitch In. Δ
35	Section Side Frames Steel	Corrosion Allowance In.	FIN
36	MISC. Mfg. Grade — Pipe Rack C.C =	Size Inlet Nozzle In.	Material
37	Structure Steel Ladder	Size Outlet Nozzle In.	OD In.
38	Plenum Steel Walkway	Rating & Facing	No./In.
39	Louvers Manual—Auto Vibrat. Switch	Code — ASME — Stamp — Yes — No	Type
40	MECHANICAL EQUIPMENT		See Item
41	FAN	DRIVER	SPEED REDUCER
42	Mfr. Hudson Pitch Angle	Type	Type
43	No./Unit HP/Fan	No./Unit	No./Unit
44	Diameter Ft. RPM	RPM Nominal HP/Driver	Model
45	No. Blades Pitch—Adjust—Auto. Var.	Enclosure	AGMA HP Rating
46	Blade Material *TUF-LITE Plastic	Specials / /	Ratio /1
47	Hub Material: Cast Iron	Mfr.	Mfr.
48	CONTROLS		
49	WINTERIZATION	STEAM COIL	
50	External Air Recirculation	Inlet Press. PSI Design Press. PSI	Tube Material Steel—Seamless—Welded
51	Panel Walls	Design Temp. °F Test Press. PSI	1 Row Length Ft. ASME—SA—
52	ACTUATOR AIR SIGNAL SUPPLY	Total Steam Quantity Lbs/Hr	No OD In. BWG Avg Min. Wall
53	Steam Coil to PSI PSI	Size Inlet Nozzle 3 In. Rating RF	Fin Material Aluminum
54	AV Fan to PSI PSI	Size Outlet Nozzle 3 In. Rating RF	OD 2½ In. No. Fins/in 10
55	Louvers to PSI PSI	Code — ASME — No Stamp No Corrosion Allo—	Type
56	NOTES: The Following Items are Located in One Unit:		Book No.
57			
58			
59			
60	Plot Area	Proposal Drawing No.	Shipping Weight Lbs.

which is too low may hamper plant operation during peak ambient air conditions if the fluid being cooled is a critical stream. Some Purchasers specify the average daily maximum temperature for the hottest month of the year, while others use a temperature not exceeded more than 5% of the time during the three hottest months of the year.

8. *The Altitude.* Plant elevation becomes important in determining fan horsepower requirements, since, for a given number of lbs. of air to be moved, the horsepower is roughly inversely proportional to the density of the air squared.

9. *Heat Exchanged*—"Q", in BTU/hr.

10. *Tube Material and Wall Thickness.* In order to standardize on tube stocks, Purchaser may choose to specify tube diameter and length. Fin material and fin dimensions are usually the manufacturer's standards. Aluminum has proven to be by far the most suitable fin material for most services. Either bare steel tubes or steel finned tubes have been applied at extremely high temperatures. In the case of ferrous tubing the Purchaser should state his preference for average or minimum wall, seamless drawn or welded.

11. *Headers.* Box type headers of fabricated plate steel with removable tube plugs opposite each end of each tube are standard. Removable cover plates instead of tube plugs may be provided for simplicity of cleaning if the service has especially high fouling characteristics. Headers may also be constructed of stainless steel or any necessary special alloy. Purchaser should specify corrosion allowance, code requirements, any special X-ray or heat treatment requirements, and flange facing and rating. Headers can be constructed in accordance with the ASME Boiler and Pressure Vessel Code for Unfired Pressure Vessels, Section VIII, and Purchaser should so specify. The size of the inlet and outlet pipe headers for the particular service is also helpful to the designer in determining nozzle sizes.

12. *Fan Drivers.* Purchaser should specify his choice of driver type, whether electric motor, steam turbine, gas engine, or other. Specify motor enclosure and preference for single or two-speed. If steam turbine drive is required, specify steam inlet and exhaust pressures and preferred water rate.

13. *Optional Information.* Minimum number of tube bundles and fans per service, type of fan drive (V-belt or gear); plan area limitations; minimum elevation of exchanger outlet for purposes of pump suction or gravity drainage; space requirements, if any, beneath the air cooled heat exchanger; fan tip speed or noise level limitations; special priming, painting, or galvanizing requirements; preference for induced or forced draft design, cost of operating power and proposed amortization time.

Other information on the sample specification sheet not listed above is usually left to the discretion of the individual designer and manufacturer. The experienced air cooled heat exchanger manufacturer has a wide range of standard models and types of equipment from which to choose the optimum design for the particular job. His experience should dictate whether induced draft or forced draft designs should be utilized. Forced draft usually has a power advantage, especially if the temperature rise of the air is comparatively high. Forced draft design permits a more convenient and economical mounting arrangement where a number of bundles and services are to be combined in a single unit. Induced draft design provides a more even distribution of air across the bundles, and for a given bundle elevation, affords more space for location of additional plant equipment beneath the unit. Induced draft design is more adaptable to suspension of the mechanical equipment from the unit itself, therefore making this design more suitable for mounting above a pipe rack or above shell and tube heat exchangers. Induced draft design is much less likely to recirculate the hot exhaust air, since the exit air velocity of an induced draft unit is from 2 to 3 times that of a forced draft unit. This fact becomes increasingly important in the case of a large heat exchanger installation, especially one requiring a close approach of the fluid outlet temperature to the inlet air temperature. In most installations the advantages of induced draft design outweigh the disadvantages, but the problem should be approached factually in every case.

ADVANTAGES OF COOLING WITH AIR

Several inherent advantages of air cooled heat exchangers have been discussed in this article. Additional advantages of direct cooling with air as compared to cooling with water in shell and tube exchangers are given below.

1. Eliminates problem of both temperature and chemical pollution of water resources.

2. Enables plant location independent of water source.

3. Enables location of cooler directly adjacent to process equipment without the necessity of coolant piping.

4. Minimizes heat exchanger maintenance costs. Descaling of water-contacted surface is eliminated, as is the additional surface required because of water side fouling. Well designed mechanical drives, operating in an inherently noncorrosive atmosphere, are almost completely trouble-free.

5. Since the available temperature of water, either from a cooling tower or natural source, is usually above the average air temperature during the colder months, evaluation of the available approach of outlet fluid to cold coolant temperature on an annual basis favors cooling with air.

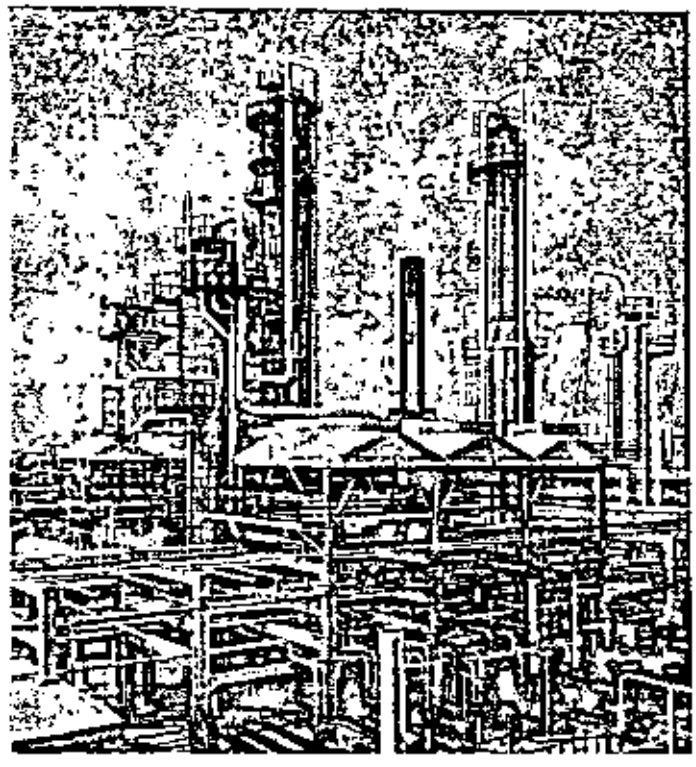
6. In the event of power failure, circulation of water through shell and tube coolers will immediately cease. Depending upon the temperature level and the design heat transfer rate, the capacity of an air cooled system with fans off will be up to 40% of design capacity because of natural induced draft and radiation.

7. Ease of temperature control of process fluid. Whereas control of water flow and temperature rise for the purpose of controlling fluid temperature is limited because of scale deposition at high water temperatures, there is no such limit for air. Process temperatures may be closely controlled by shutting off fans (on multi-fan installations) or by the use of shutters or automatically variable fan pitch. From the standpoint of reducing power and operating costs, the use of automatically variable fan pitch, afforded by HUDSON AUTO-VARIABLE fans, is preferable to using shutters or shutting off fans. The power required per pound of air moved is substantially fixed for a constant speed, constant pitch fan, whereas the power varies roughly as the air quantity cubed for a variable pitch fan. Shutters are recommended only as an economy measure where a number of services requiring temperature control are combined in one unit.
8. Eliminates water treating costs.
9. Air cooling is more advantageous for cooling high pressure streams. The fluid is always inside the tubes. Tube sheet thickness is considerably reduced because of high ligament efficiency (greater tube spacing), and because tube sheet may usually be of steel rather than of a nonferrous alloy. Air cooled exchangers are now operating at 12,000 lb/sq in pressure.
10. Ground area requirements can be minimized by installing air cooled exchangers at elevations above other operating equipment, or above roadways. Frequently, shell and tube exchangers or pumps are mounted below air cooled equipment and monorails with trolley hoists are carried by the air cooled exchanger structure for servicing the equipment mounted below. If such is intended, or if pipe is to be carried on the air cooled exchanger structure, the applicable dead and live loads must be specified by the Purchaser.

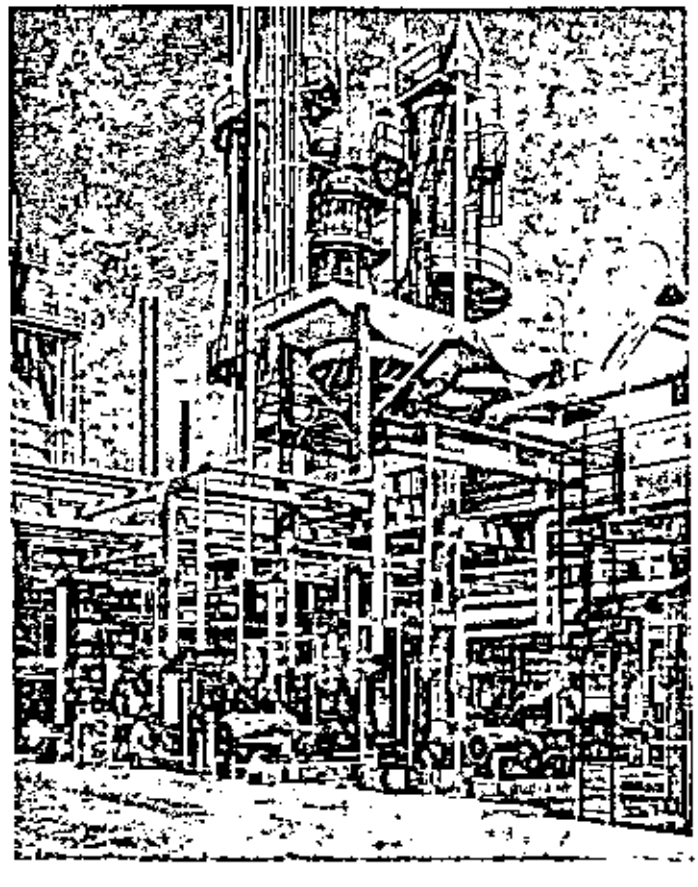
The reader is reminded that the curves included with this paper have been determined from a wide range of air cooled unit applications and should be used as approximations for estimating purposes only.

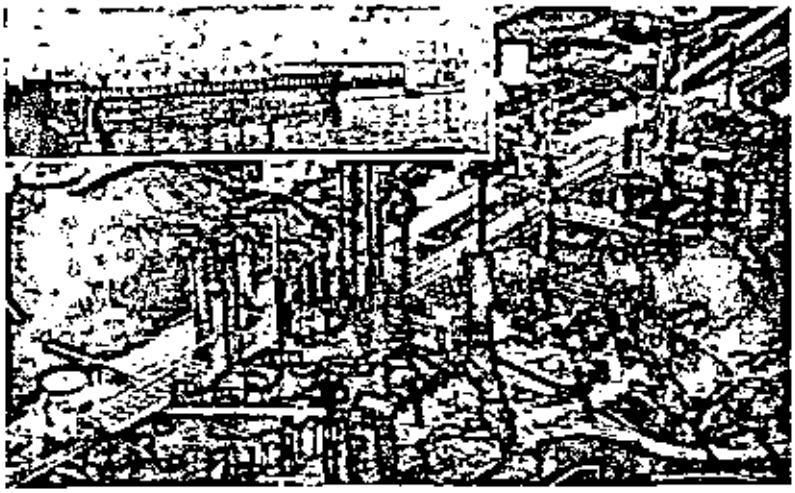
Nomenclature

A	Surface area based on tube O.D., sq. ft.
$F_a I$	Face area of bundle, sq. ft.
FV	Face velocity of air, std. ft./min.
h_a	Air-side film heat transfer coefficient, Btu./(hr., sq. ft., deg. F.).
h_i	Inside film heat transfer coefficient, Btu./(hr., sq. ft., deg. F.).
$LMTD$	Effective log mean temperature difference, deg. F.
Q	Heat load, Btu./hr.
R_{if}	Fouling resistance of process fluid inside tube, 1/[Btu./(hr., sq. ft., deg. F.)].
R_m	Resistance of tube metal, 1/[Btu./(hr., sq. ft., deg. F.)].
t_1	Inlet air temperature, deg. F.
t_2	Outlet air temperature, deg. F.
T_1	Inlet process fluid temperature, deg. F.
T_2	Outlet process fluid temperature, deg. F.
U	Over-all heat transfer rate (based on bare tube O.D.), Btu./(hr., sq. ft., deg. F.).

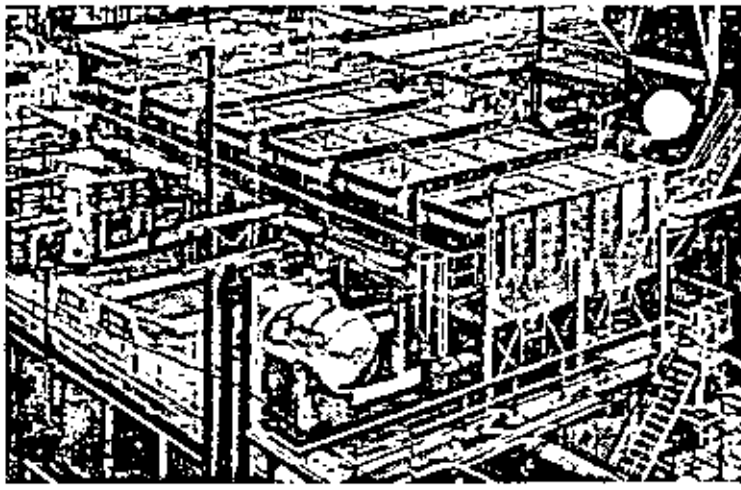


As demonstrated by these photographs, HUDSON FIN-FAN units are adaptable to installation in congested areas. These FIN-FANS are in a large refinery located in the northern section of the United States. Without disturbing conventional placement of other refinery equipment, the FIN-FANS are mounted above pipe racks and distillation structures.

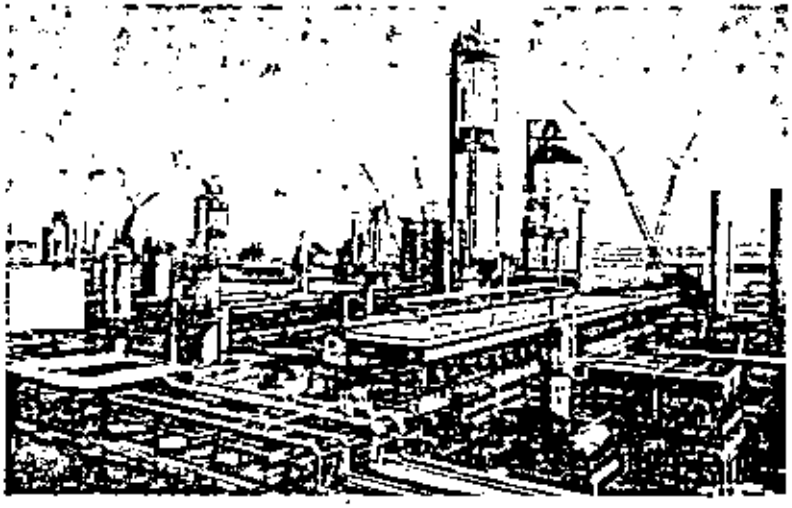




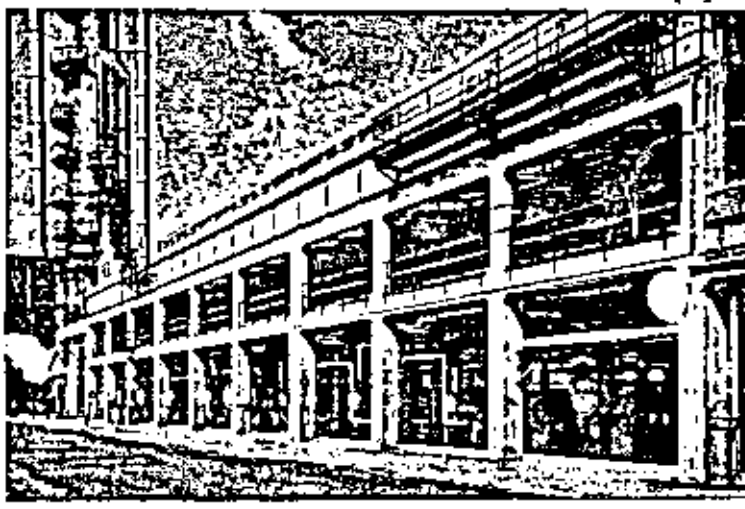
BARGE SHIPMENT FROM THE UNITED STATES of 84 modularized FIN-FAN air coolers for refinery at right. Since this shipment, 17 additional sea barge loads have followed for the same refinery and petro-chemical complex in Puerto Rico. Shop assembled units enabled mounting of this equipment on pipe racks in three days.



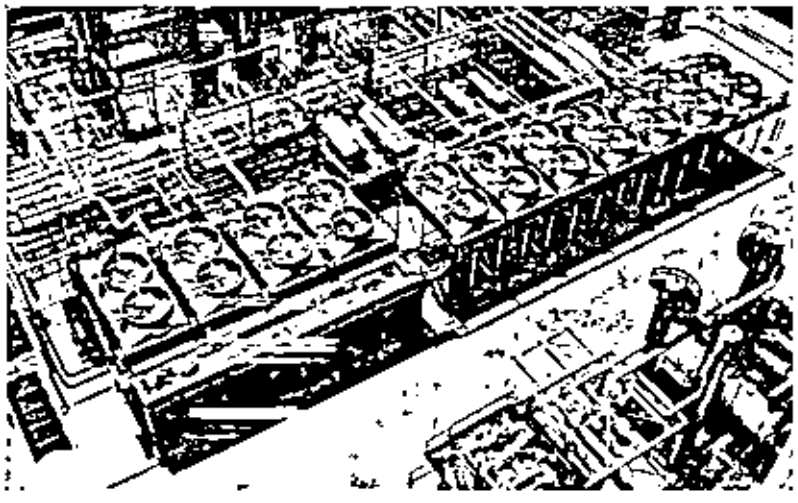
HIGH TEMPERATURE COOLERS in a large Texas Gulf Coast refinery. If water rather than air were used as a cooling medium for these services, 4500 gallons per minute of water would have been required.



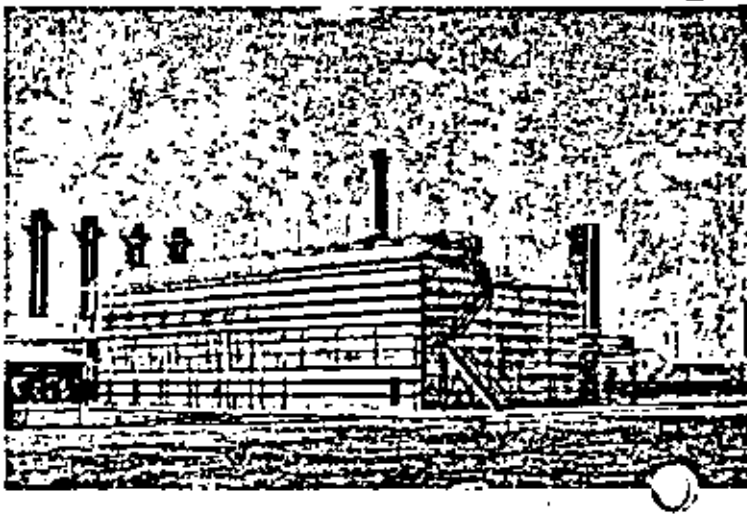
A NEW PETROLEUM REFINERY AND PETRO-CHEMICAL COMPLEX in the Middle East desert, removing over two billion BTU'S per hour of plant heat down to 140° F with 115° F air. Probably the largest grass roots installation of air coolers in the world.



REFINERY IN IRELAND was the first in the world to utilize air for all process cooling. HUDSON FIN-FANS, mounted on concrete structures, allow for placement of shell and tube heat exchangers below.



COMBIN-AIRE AND FIN-FAN units in a West Texas refinery dissipate over 250 million BTU'S per hour directly to air. Three similar COMBIN-AIRES have been installed within this refinery in addition to the unit shown above.



CONCRETE CONSTRUCTION OF COMBIN-AIRE in northern Mexico eliminates fire hazard and minimizes maintenance. Air is drawn through water by fans located on top of structure, using maximum air and minimum water for cooling.

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

CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

ENERGIA EN LA INDUSTRIA

M. en I. Fernando Schutz

OCTUBRE, 1982

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 primer piso Deleg. Cuauhtemoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

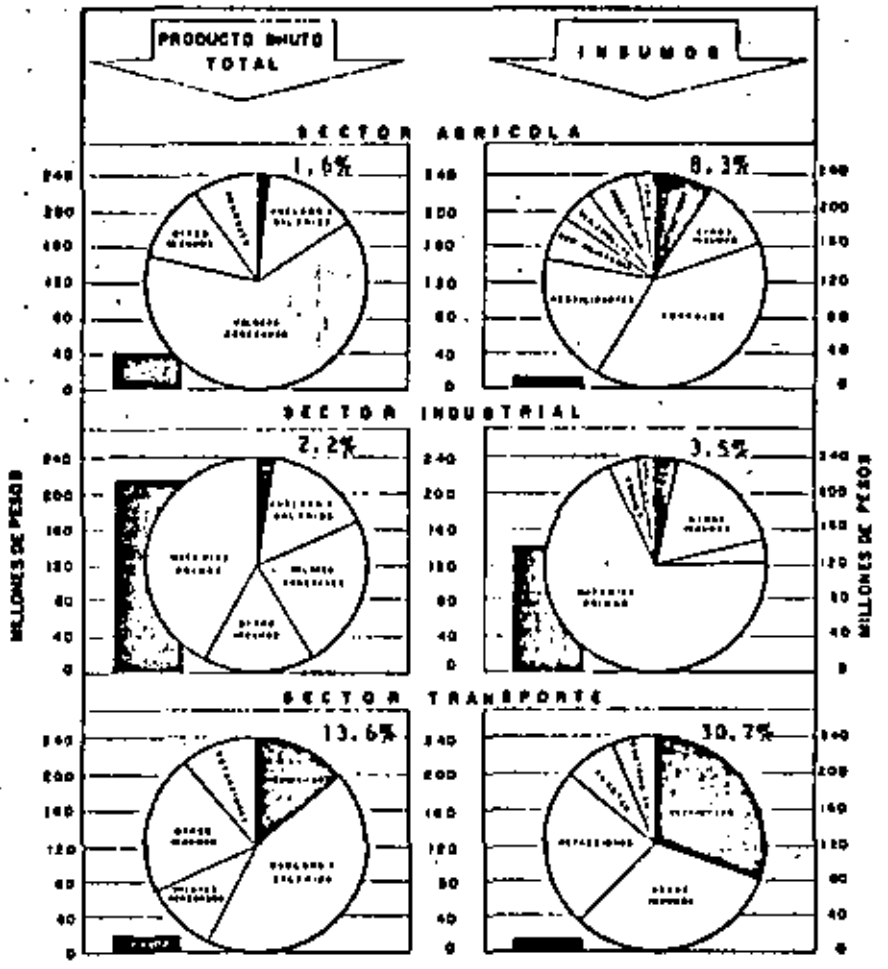
La participación de la energía en la formación del costo final de los bienes y servicios producidos, permite dar una idea sobre la forma en que un aumento de precios afectaría directamente a las diferentes ramas productivas; por lo que, a continuación se presentan algunas relaciones entre el valor monetario de la energía con el de los insumos y con el del producto bruto total de algunas ramas del Sector Industrial.

Con el objeto de ubicar el Sector Industrial dentro del contexto general del aparato productivo, en la Gráfica I se muestra, comparativamente, la composición del valor de los insumos y del producto bruto total de los Sectores Agrícola, Industrial y de Transporte.

El valor monetario de la energía, considerado como un componente del costo de producción industrial, es mucho menor que su valor económico; aún cuando el valor de la energía tiene una incidencia reducida en los costos industriales, es un insumo indispensable para el proceso productivo, siendo su escasez un factor limitante definitivo en el proceso de crecimiento.

GRAFICA I

PARTICIPACION DE LA ENERGIA EN EL PBT Y EN LOS INSUMOS POR SECTORES ECONOMICOS



Fuente: IX Censo Industrial, 1970.

La imagen falsa que sobre la importancia de la energía - éste tiene si se analiza exclusivamente su participación en el - valor de la producción, se acentúa aún más si se tiene en cuenta que esa participación ha ido disminuyendo con el tiempo: mientras que en 1965 el consumo de energía representa el 2.4% del valor de la producción industrial, en 1970 esta proporción se reduce a 2.2%; también, su participación en el total de insumos se ve menguada del 3.9% en 1965, a 3.6% en 1970. El análisis simple de éstas cifras hace aparecer a la energía como perdiendo importancia dentro de la estructura productiva del Sector Industrial, lo cual, está muy lejos de ser cierto. En realidad, - su importancia económica aumenta conforme se moderniza la Industria y se hace un insumo indispensable para el proceso productivo.

Los dos factores que han influído preponderantemente para que el valor de la energía participa cada vez menos en la formación - de los indicadores antes mencionados, son:

A) La diferencia en los incrementos de precios en los productos industriales y los correspondientes incrementos en los precios de los energéticos.

B) El mejoramiento constante de la tecnología, que hace que se utilice cada vez una menor cantidad de energía por unidad producida.

En cuanto a la participación de los diferentes energéticos en el valor de la energía consumida por el Sector Industrial, en la Tabla I puede observarse su distribución para los diferentes - tipos de energéticos, así como el cambio de estructura que se - presenta en términos de unidades físicas y monetarias.

La demanda de energía en el Sector Industrial y su evolución, dependen de una serie de factores, entre los que destacan: el - volúmen de la producción industrial, el grado de mecanización, el costo y disponibilidad de la energía, la eficiencia con que se utilice ésta y las características estructurales del propio Sector.

La estructura interna del Sector Industrial no permanece constante, sino que evoluciona a medida que la Economía progresa, - dando lugar a cambios en la participación de determinadas ramas industriales, lo que modifica el esquema del consumo de energía del Sector, así como las relaciones entre dicho consumo y el ni-

vel de producción. La modernización tecnológica que se diversos grados experimentan las ramas industriales influye de una manera importante en la estructura del consumo. En efecto, a medida que una estructura industrial determinada avanza y se modernizo, aumenta su grado de mecanización, lo que produce generalmente un aumento del consumo de energía y una disminución relativa de la fuente de trabajo ocupada por unidad producida; al mismo tiempo, la tendencia al aumento en el consumo de energía se contrarresta por una mayor eficiencia en su uso, debido en parte al aprovechamiento de las economías de escala, y en parte a las mejoras en el equipo y en los sistemas productivos, resultando de igual forma un insumo menor de energía por producto.

Es difícil determinar la forma en que todos los factores antes mencionados influyen sobre el consumo de energía del Sector Industrial y, especialmente, cuantificar la participación de cada uno de ellos sobre el resultado final; generalmente, lo único que puede establecerse con cierto grado de exactitud, son las relaciones existentes entre los distintos volúmenes de producción y sus respectivos consumos de energía.

TABLA I

CONSUMO DE ENERGETICOS EN VOLUMEN Y VALOR DEL SECTOR INDUSTRIAL, POR FUENTES DE SUMINISTRO

Fuente de Suministro	1965 10^9Kcal	%	10^3Pesos	%	1970 10^9Kcal	%	10^3Pesos	%
Hidrocarburos	69,220	84.2	1,379,018	46.8	97,846	80.3	1,956,903	42.0
Energía Eléctrica	6,590	8.0	1,259,641	42.8	12,252	10.0	2,150,351	46.1
Carbón y Coque	6,396	7.8	305,010	10.4	11,768	9.7	555,763	11.9
TOTAL	82,206	100.0	2,943,669	100.0	121,866	100.0	4,663,017	100.0

Fuente: Secretaría de Industria y Comercio, VII y IX Censos Industriales.

Con el objeto de analizar con mayor detalle la participación de la energía en el valor de la producción y en el de los insumos en la industria, a continuación se desagrega ésta por grupos de industrias representativas:

PRODUCTOS ALIMENTICIOS

La producción de esta rama reviste de suma importancia por lo que se refiere a la demanda de productos del Sector Agropecuario, ya que la mayor parte de sus insumos provienen de este Sector, los cuales transforma en bienes indispensables para la alimentación de la población. Aunque el Sector Agropecuario en sí no es gran consumidor de energía, durante la industrialización de sus productos se hace un consumo considerable que representa el 2.3% del valor de su producción.

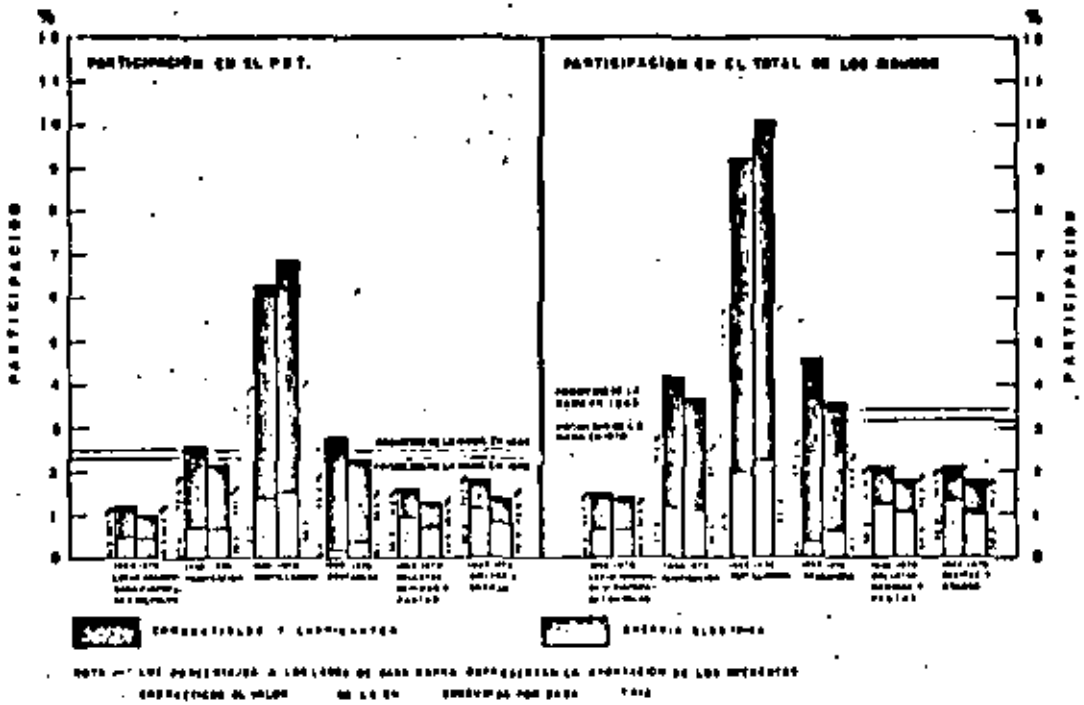
En 1970 la rama de productos alimenticios sólo consumió el 7.7% del valor de la energía del Sector Industrial; asimismo, la participación de esta energía dentro del total de sus insumos alcanzó el 3.2%, correspondiendo el 32.2% a la energía eléctrica y el 67.8% a los combustibles y lubricantes.

(4)

GRAFICA - II

PRODUCTOS ALIMENTICIOS

PARTICIPACION DE LA ENERGIA DENTRO DEL VALOR DE LA PRODUCCION (P.B.T.) Y DE LOS INSUMOS TOTALES DE CADA INDUSTRIA, 1965 Y 1970.



La fabricación de tortillas destaca por la proporción que el gasto de energéticos representa dentro del valor total de sus insumos, al pasar de 9.1% en 1965 a 10.1% en 1970; esta industria se caracteriza por ser una de las pocas que han incrementado dicha participación energética, debido a la introducción de máquinas automáticas que utilizan gas licuado y energía eléctrica; así, los combustibles y lubricantes elevaron su participación de 7.1% a 7.7% dentro del total de insumos, y la energía eléctrica varió de 2.0% a 2.3%. Dentro de la estructura del gasto total de energéticos, la energéticos, la industria eléctrica insumida aportó en valor el 21.0% en 1965, incrementándose a 22.3% dentro del total de los insumos energéticos demandados en 1970, mientras que los hidrocarburos disminuyeron de 79.0% a 77.7% en los mismos años.

Otra industria importante es la elaboración de azúcar, en donde la participación de la energía, dentro del valor de sus insumos, disminuyó del 4.6% a 3.5% entre 1965 y 1970. La mayor parte del consumo de energía está cubierto por los hidrocarburos, que representan para 1970 el 83.9% del valor total de los energéticos, correspondiéndole el restante 16.1% a la energía eléctrica.

La industria de aceites y grasas, resulta ser de las más representativas de la rama en cuanto al valor, tanto de sus insumos, como de su energía total, absorbiendo para 1970 el 39.1% y el 21.5% respectivamente; sin embargo, en cuanto a la participación de la energía dentro de sus propios insumos alcanza tan sólo el 1.8%. A diferencia de otras industrias, la de aceites y grasas tiende a incrementar sus gastos en hidrocarburos, aunque la energía eléctrica siga representando la mayor proporción del valor total de su energía.

En las restantes industrias alimenticias, tales como leche condensada, evaporada y en polvo; panificación y fabricación de harinas, galletas y pastas, las compras en energía han oscilado entre 1.3% y 3.7% de los insumos totales (Gráfica II).

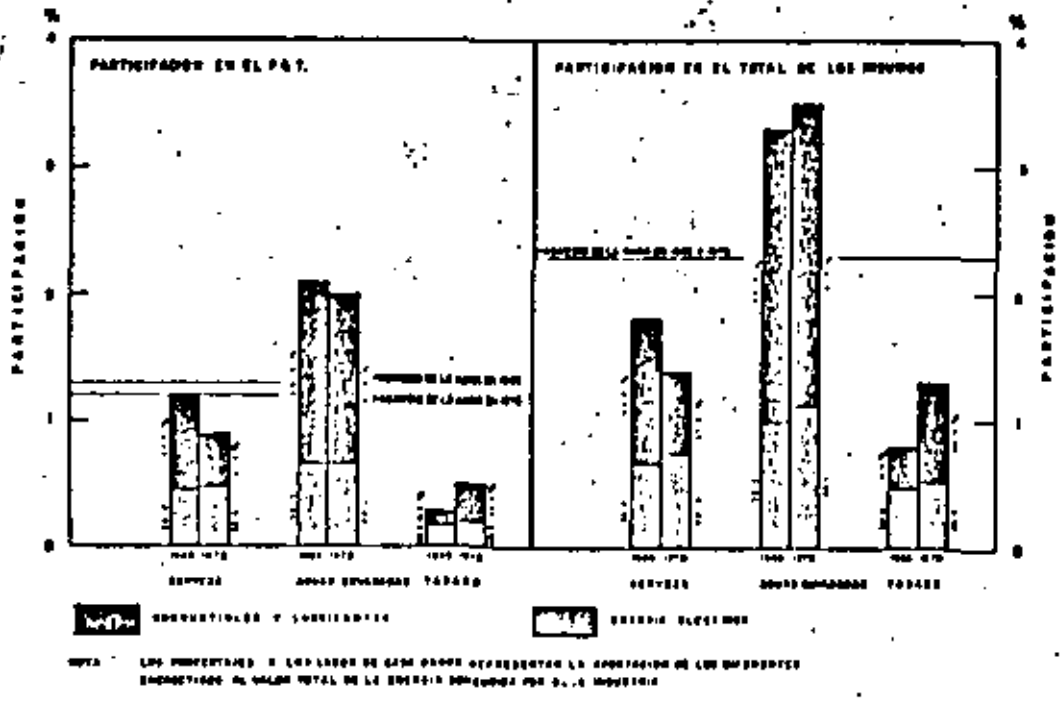
BEBIDAS Y TABACOS.

En esta rama, compuesta por las industrias de fabricación de cerveza, aguas envasadas y tabaco, la participación del valor de la energía dentro del total de sus insumos ha permanecido constante, con un valor de 2.3% en el período analizado, aportando la energía eléctrica el 37.8% y los combustibles y lubricantes el 62.2% de la energía total.

GRAFICA III

BEBIDAS Y TABACO

PARTICIPACION DE LA ENERGIA DENTRO DEL VALOR DE LA PRODUCCION (P.B.T.) Y DE LOS INSUMOS TOTALES DE CADA INDUSTRIA, 1965 Y 1970.



La industria más importante es la de agua envasada, no so por lo que respecta al valor de sus insumos, sino por su consumo de energía, que es el más elevado del grupo que se analiza. Cabe indicar que la automatización en el proceso productivo para la elaboración de aguas envasadas, en etapas tales como el lavado, envasado, selección y empaque, requiere crecientes cantidades de energía eléctrica, y así para el año de 1965 la electricidad aportó el 30.2% del valor total de la energía, pasando a 32.1% en 1970; el resto, fué cubierto por hidrocarburos.

En la industria cervecera acontece una situación aparentemente anormal, debido al incremento tan fuerte que se observa en la participación de la energía eléctrica dentro del valor de los energéticos totales, que varía del 36.0% al 52.6% en los años mencionados; pero esto tiene una explicación en el hecho de que la generación propia de energía eléctrica por parte de las empresas productoras de cerveza ha disminuido, ocasionando el aumento de compras de electricidad. La aportación de la energía utilizada por esta industria al total de sus insumos para 1970, fué de 1.4%.

De menor importancia es la fabricación de tabaco, pues sus gastos energéticos representan el 1.3% del total de los insumos. (Gráfica III).

MATERIALES PARA CONSTRUCCION.

La producción de industrias comprendidas en la rama de materiales para la construcción, destinada a satisfacer las necesidades de vivienda e infraestructura, se encuentra íntimamente vinculada con el desarrollo económico del país; su importancia se refleja al demandar el 9.1% del valor de la energía total consumida por el sector industrial, superada tan sólo por las industrias metálicas básicas.

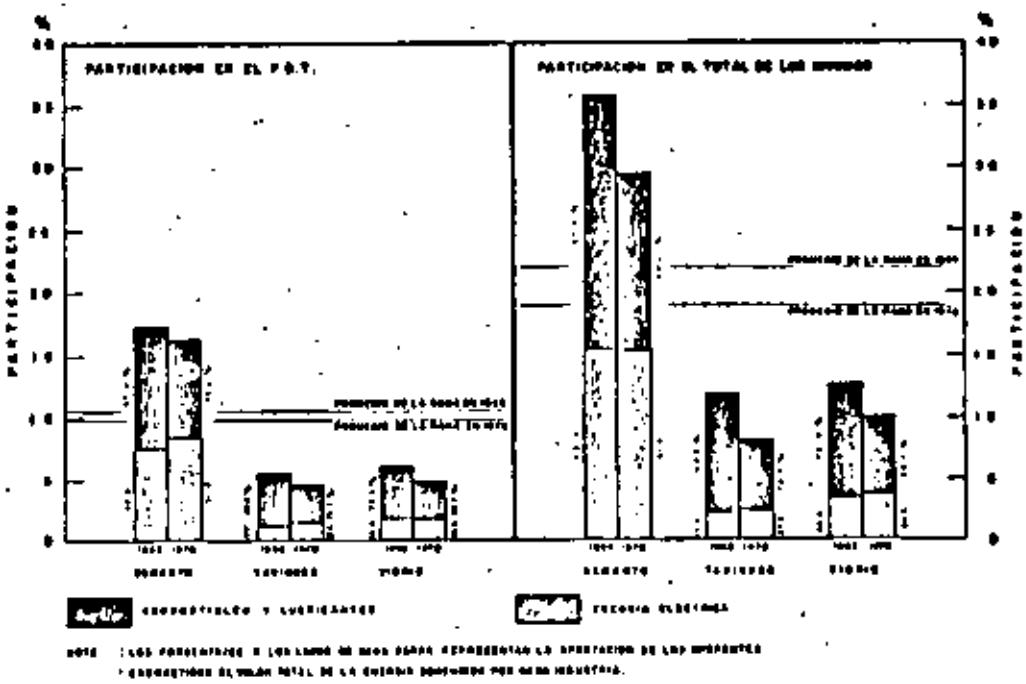
Este grupo se distingue por ser el que tiene la mayor participación de la energía en sus insumos totales. En 1965 los gastos en energía representaron el 21.9% del valor de sus insumos, cifra que disminuye al 18.8% en 1970, descenso que se explica, al igual que en la mayor parte del sector industrial, principalmente por la variación de los precios relativos de los insumos energéticos y los demás insumos.

La industria del cemento sobresale notablemente entre todas las industrias seleccionadas en el rubro de la construcción, ya que en 1965 su gasto en energía representa más de la tercera parte del valor total de sus insumos (35.7%), cifra que disminuye al 29.5% en 1970.

GRAFICA IV

MATERIALES PARA CONSTRUCCION

PARTICIPACION DE LA ENERGIA DENTRO DEL VALOR DE LA PRODUCCION (P.B.T.) Y DE LOS INSUMOS TOTALES DE CADA INDUSTRIA, 1965 Y 1970.



En cuanto a la estructura de sus compras de energéticos, se presenta un equilibrio, correspondiendo en 1970 el 51.0% a la energía eléctrica y el 49.0% a los combustibles y lubricantes.

Tanto la industria del vidrio como en la fabricación de tabiques, la energía es un insumo importante, participando para 1970 con el 9.9% y 7.9% respectivamente en los insumos totales; los energéticos a los cuales se han asignado mayores gastos son los derivados del petróleo, principalmente gas natural y combustóleo, aunque se nota una tendencia a aumentar el valor de sus consumos de energía eléctrica, utilizada básicamente en la generación de fuerza motriz. (Gráfica IV).

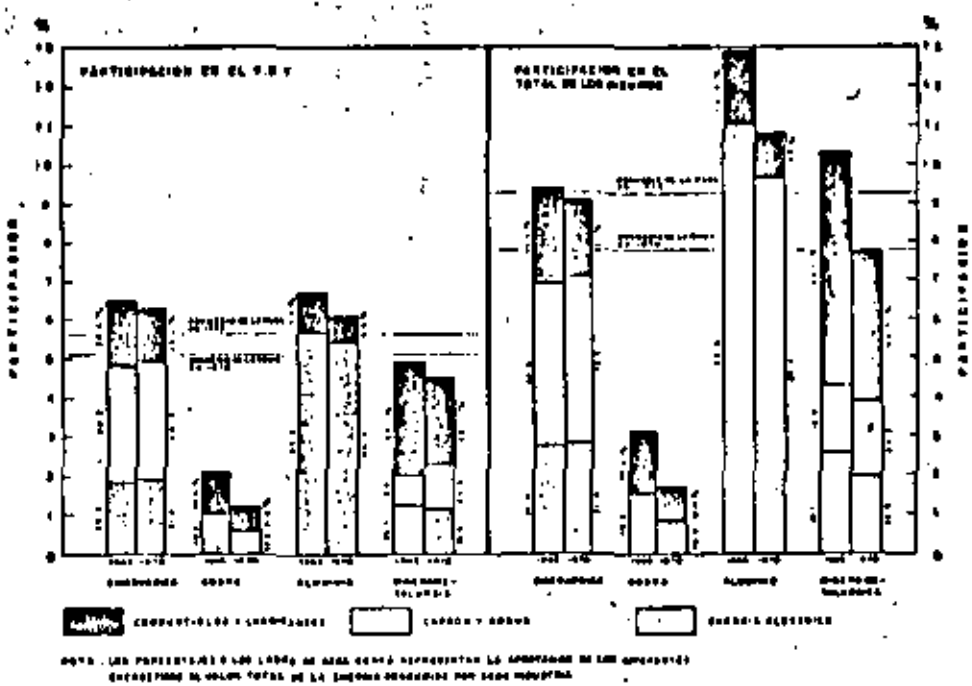
METALICAS BASICAS.

Las industrias siderúrgica, minerometalúrgica, cobre y aluminio, que constituyen este grupo, representan actividades básicas en la industrialización del país. En conjunto erogaron en 1970 el 31.8% del gasto total en energéticos que realiza el Sector Industrial, considerando dentro de este gasto los consumos de carbón y coque demandados por las industrias siderúrgica y minerometalúrgica.

GRAFICA V

METALICAS BASICAS

PARTICIPACION DE LA ENERGIA DENTRO DEL VALOR DE LA PRODUCCION (P.B.T.) Y DE LOS INSUMOS TOTALES DE CADA INDUSTRIA, 1965 Y 1970.



El efecto del aumento de precios en las materias primas, en relación a la estabilidad que han guardado los precios de los insumos energéticos, derivó en parte en una disminución en la relación del valor de la energía al valor total de los insumos de la rama, que varió del 9.3% en 1960 al 7.7% en 1970.

La producción de hierro y acero es indispensable para el desarrollo económico, y durante la extracción del mineral, su reducción en los altos hornos y su acoración y laminación, se requieren insumos energéticos considerables, entre los que destacan el carbón y coque, que representaron en el último año de análisis el 46.9% del valor total de sus insumos energéticos, seguidos por la energía eléctrica con el 31.0%, y por los hidrocarburos que sólo representaron el 22.1%. Así, en la industria siderúrgica, la energía consumida en términos monetarios significó para 1970 el 9.1% del total de sus insumos.

La integración de las empresas siderúrgicas, aprovechando al máximo las economías de escala, ha influído para que el índice del consumo de energía en relación al valor agregado muestre una tendencia decreciente (Tabla II).

En cuanto a la participación de la energía en el valor total de los insumos de la industria mineralometalúrgica, ésta ha variado del 10.3% en 1965 al 7.7% en 1970. A diferencia de la industria siderúrgica, la estructura de sus gastos en energéticos se concentra en los hidrocarburos (49.7%), los que utiliza principalmente en la fundición y refinación de los concentrados de minerales; el 50.3% restante se reparte aproximadamente por partes iguales, correspondiéndole el 26.0% a la energía eléctrica, que se emplea básicamente en la extracción, y el 24.3% al carbón y coque, cuyo uso radica en la alimentación de hornos.

La industria productora de aluminio se caracteriza por presentar el más alto porcentaje de gastos en energía eléctrica dentro del total de sus energéticos utilizados; así, para 1965 alcanzó la cifra de 85.6%, incrementándose al 89.4% en 1970, debido al aumento en la producción de aluminio primario. Los procesos electrolíticos para la reducción del aluminio se caracterizan por aplicaciones específicas de electricidad, donde no es viable la sustitución de otra forma de energía, debido a las abrumadoras ventajas técnicas y económicas que guarda la utilización de este energético.

Aunque la industria del aluminio consumo alrededor del 0.7% de la demanda de energéticos -en poder calorífico- del Sector Industrial, el valor dentro de los insumos totales es significativo, ya que representó el 12.8% en 1965, disminuyendo a 10.8% en 1970; esta variación se explica por sus instalaciones que tienen altos factores de utilización, lo que incide en un mejor aprovechamiento en el uso de la energía.

El mismo proceso electrolítico se emplea en la industria del cobre para la reducción del metal, por lo cual los gastos en energía eléctrica son considerables, ya que ésta se usa continuamente durante todo el año. A pesar de la semejanza en sus procesos, la relación de los distintos tipos de energía empleados no coincide con la industria del aluminio, debido a la inclusión de las empresas que se dedican a la transformación del cobre primario en productos manufacturados, principalmente conductores eléctricos, tuberías y perfiles. Así, se tiene que en la industria del cobre, el 49.0% corresponde a la energía eléctrica y el 51.0% a los hidrocarburos; por lo que toca a la participación de la energía en sus insumos, es muy baja, correspondiéndole el 1.7% en 1970 (Gráfica V).

AUTOMOTRIZ.

La rama automotriz, que comprende a las industrias de llantas y cámaras y a la de vehículos de motor, ha mantenido un crecimiento superior al resto de las ramas seleccionadas. El principal insumo energético de esta rama es la energía eléctrica, que representó en 1970 el 67.8% del valor total de las compras de energía, mientras que a los combustibles y lubricantes correspondió el 32.2% restante. La participación de la energía en el valor total de sus insumos ha permanecido casi constante.

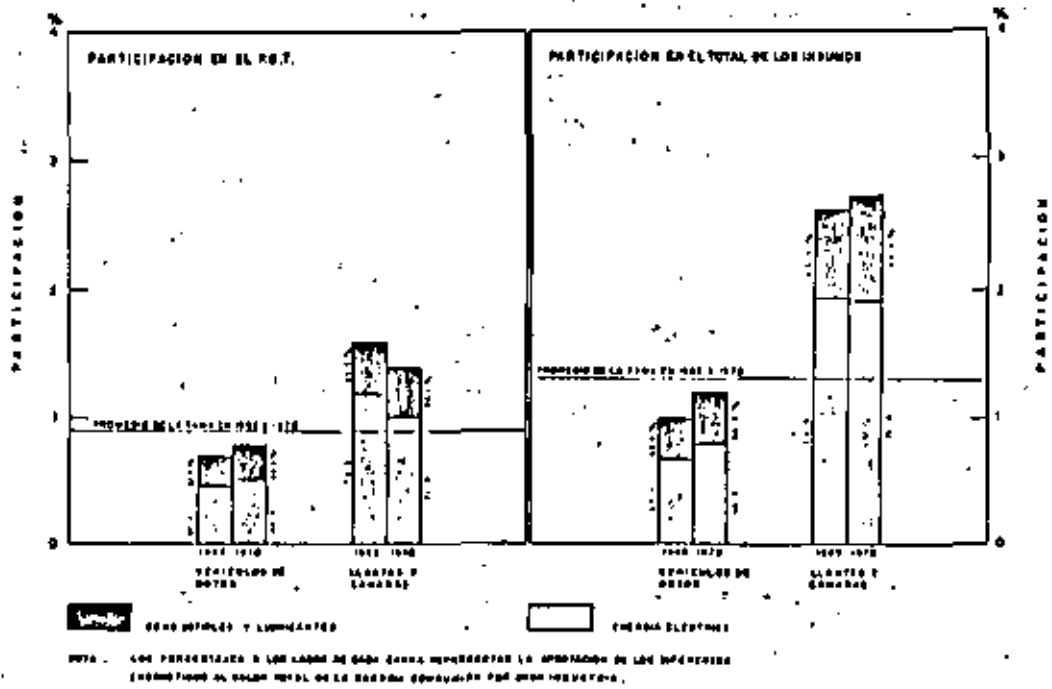
Tanto la industria de vehículos de motor, como la industria llantera, aumentaron ligeramente la participación del valor de sus compras en energía en el total de sus insumos al pasar de 1.0% al 1.2% en la primera y de 2.6% a 2.7% en la segunda, para los años de 1965 y 1970 respectivamente.

Es de esperarse que a medida que se avance en la integración de la industria automotriz, iniciada en 1962, disminuyan los coeficientes de utilización de los energéticos, lo que redundará en beneficio de la rama, por un descenso en sus costos de producción. (Gráfica VI).

GRAFICA VI

AUTOMOTRIZ

PARTICIPACION DE LA ENERGIA DENTRO DEL VALOR DE LA PRODUCCION (P.B.T.) Y DE LOS INSUMOS TOTALES DE CADA INDUSTRIA, 1965 Y 1970.



(11)

QUIMICA.

La industria química participó en 1970 con el 9.1% del valor total de la energía consumida por el Sector Industrial, superada tan sólo por las industrias metálicas básicas y el grupo formado por las industrias textil, papel y celulosa.

El tipo de energía requerida para la fabricación de los productos químicos depende del proceso utilizado; cabe señalar que en relación a los volúmenes de energía eléctrica consumidos por el sector industrial, la química ocupa el primer lugar correspondiéndole en 1970 el 8.1% de la demanda total del Sector.

Aunque la participación del valor de la energía en 1970 dentro del total de los insumos requeridos por la industria química es mínima (2.6%), y ésta ha permanecido constante, algunas industrias pertenecientes a la rama han observado un comportamiento distinto importante de mencionar; así, la fabricación de ácidos, bases y sales, la fabricación de gases industriales y la de fibras sintéticas y fertilizantes, tuvieron participaciones de 8.3%, 7.6%, 5.2% y 3.6% respectivamente.

Finalmente, la estructura que presenta la industria química en el gasto de los distintos tipos de energía, es de 54.8% para energía eléctrica y de 45.2% para los combustibles y lubricantes. (Gráfica VII).

OTRAS MANUFACTURAS

La industria textil, la fabricación del papel y celulosa, es, junto con las industrias metálicas básicas y la química, una de las principales participantes dentro del valor de la demanda de energía total del sector industrial, alcanzando una participación dentro de sus insumos del 4.2% para 1970.

La industria del papel y celulosa, además de utilizar hidrocarburos en grandes cantidades en su proceso productivo, también emplea gas natural y combustóleo para generar energía eléctrica, así, se tiene que en 1970 del total de electricidad consumida, el 32.0% se generó en plantas propiedad de las empresas y el restante 68.0% se compró. En la estructura de gastos de los insumos energéticos, para 1970 el 43.4% se realizó en combustibles y lubricantes y el 56.6% en energía eléctrica.

(12)

GRAFICA VII

QUIMICA Y OTRAS MANUFACTURAS

PARTICIPACION DE LA ENERGIA DENTRO DEL VALOR DE LA PRODUCCION (P.B.T.) Y DE LOS INSUMOS TOTALES DE CADA INDUSTRIA, 1965 Y 1970.

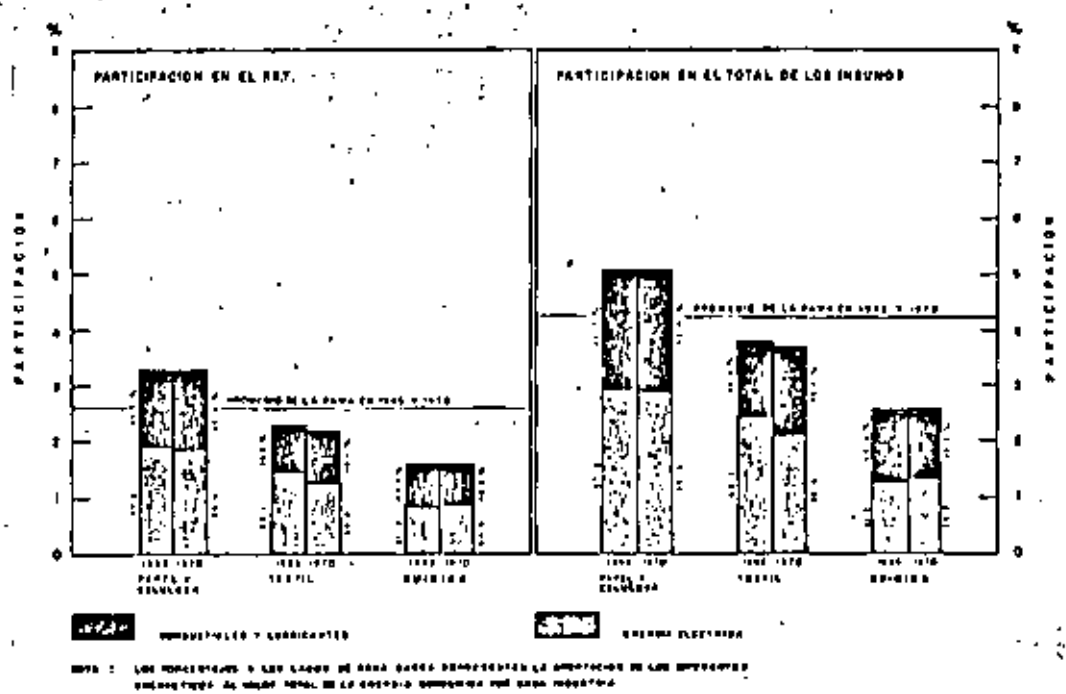


TABLA II

RELACION DEL CONSUMO DE ENERGETICOS Y EL PRODUCTO INTERNO BRUTO DE LAS INDUSTRIAS SELECCIONADAS

INDUSTRIA	AÑO	CONSUMO MILES DE MCPCE (1)	P.I.B. MILLONES DE PESOS DE 1960 (2)	RELACION (1/2)
Leche Condensada, Evaporada y en Polvo				
	1960	3	204	0.0147
	1965	6	309	0.0194
	1973	12	681	0.0176
Panificación				
	1960	103	850	0.1212
	1965	131	977	0.1341
	1973	194	1,492	0.1300
Fabricación de Tortillas				
	1960	82	1,155	0.0710
	1965	109	1,408	0.0775
	1973	167	1,943	0.0859
Elaboración de Azúcar				
	1960	278	698	0.3954
	1965	1,084	901	1.2031
	1973	1,608	1,175	1.3685
Fabricación de Harinas, Galletas y Pastas				
	1960	40	126	0.3175
	1965	84	191	0.4398
	1973	139	447	0.3110
Fabricación de Aceites y Grasas				
	1960	22	632	0.0348
	1965	109	1,036	0.1052
	1973	170	1,460	0.1164
Fabricación de Cerveza				
	1960	64	794	0.0806
	1965	82	1,102	0.0744
	1973	158	1,930	0.0819
Fabricación de Aguas Envasadas				
	1960	18	579	0.0328
	1965	36	906	0.0396
	1973	60	1,566	0.0383
Tabaco				
	1960	14	741	0.0189
	1965	13	993	0.0131
	1973	17	1,293	0.0131
Cemento				
	1960	726	356	2.0393
	1965	923	491	1.8798
	1973	1,905	1,120	1.7009
Vidrio				
	1960	68	77	0.8831
	1965	98	144	0.6805
	1973	161	397	0.4056

INDUSTRIA	AÑO	CONSUMO MILES DE MCPCE (1)	P.I.B. MILLONES DE PESOS DE 1960 (2)	RELACION (1/2)
Vidrio				
	1960	268	212	1.2689
	1965	456	363	1.2562
	1973	629	813	0.7737
Siderúrgica				
	1960	1,620	1,532	1.0574
	1965	2,162	2,393	0.9035
	1973	3,879	4,751	0.8165
Cobre				
	1960	33	113	0.2920
	1965	52	167	0.3114
	1973	86	213	0.4038
Aluminio				
	1960	14	77	0.1818
	1965	57	296	0.1926
	1973	115	673	0.1709
Minerometalúrgica				
	1960	429	2,370	0.1810
	1965	720	2,522	0.2855
	1973	956	3,268	0.2927
Vehículos de Motor				
	1960	3	581	0.0052
	1965	12	1,266	0.0095
	1973	64	4,553	0.0141
Llantas y Cámaras				
	1960	40	58	0.0680
	1965	49	814	0.0602
	1973	99	1,589	0.0623
Química				
	1960	228	2,657	0.0858
	1965	451	4,480	0.1034
	1973	5,783	11,002	0.5256
Papel y Celulosa				
	1960	281	739	0.3802
	1965	485	1,358	0.3571
	1973	873	2,257	0.3868
Textil				
	1960	249	2,061	0.1206
	1965	323	2,944	0.1097
	1973	507	5,996	0.0845

La industria del papel y celulosa se encuentra entre las principales consumidoras de energéticos, junto con la siderúrgica, cemento, química y azucarera, y el costo de su energía representó el 5.1% del total de sus insumos para el período analizado.

Por lo que se refiere a la industria textil, sus gastos en energía son mayores que en el papel y celulosa, pero su participación dentro de sus insumos totales es menor; esta participación disminuyó ligeramente del 3.8% al 3.7% entre 1965 y 1970.

La tendencia a la automatización, al mejorar sus técnicas de producción, sustituyendo los telares manuales por telares mecánicos movidos principalmente por energía eléctrica, ha hecho que la electricidad haya aumentado en el total de los insumos energéticos comprados, del 63.1% al 69.5% de 1965 a 1970, disminuyendo por consecuencia la participación de los combustibles y lubricantes del 36.9% al 30.5% en el mismo lapso. (Gráfica VIII).

Directorio de Alumnos del Curso: CONSERVACION Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA OCTUBRE DE 1982.

1. Rito Hernández Frías

2. John Saxe Fernández

3. G.Enrique Orihuela Velázquez
Nicolás San Juan 13-B
Col. del Valle
B.Juárez
03100 México,D.F.
543 41 18

4. María de L. L. Calderón Hólgora
Subgerencia de Estudios Especiales
PEMEX
Ejército Nacional 418
México, D.F.
545 48 24

5. Jorge Cadena Ríos
C. F. E.
25 P te. No.1515
Puebla, Pue.
43 20 66

6. Federico Calderón Gutiérrez
C. F. E.
Blvd. M. Alemán y Guanacevi
Gómez Palacios , Durango
2 09 74

7. J. Jesús Colunga González
Industrial Minera de México, S.A.
Mina Tiro general
Charcas, S.L.P.
2 00 19

8. Eliud J. Gómez Vargas
C. F. E.
Av. Universidad y Anaya
Bellavista
575 64 20

9. Manuel Gordón Sánchez
U A M
Av.S.Pablo 180
Azcapotzalco
México,D.F.
382 50 00 Ext.285

10. Antonio Guillén García
Dirección General de Intercambio Académico
Esc. de Ing. Mecánica
Cda. Universitaria
Antiguo Campo Aéreo
Morelia, Mich.

Manuel Torres 21
Cda. Satélite
Naucalpan, Edo. de México
579 33 92

11 Sur 2504
Puebla, Pue.
43 03 62

H. Esparza 482
Col. Margaritas
Gómez Palacios, D go.
7 20 57

Morelos 18
Charcas, S.L.P.
2 00 23

Varsovia 4504
Los Torres
557 24 49

Amatista 39
Pedregal de Atizapán
Estado de México

Manzana 5 Lote 22
Lomas de Santiaguito
Morelia, Mich.
3 21 01

11. Rito Hernández Frías
C.19 1980 Mz. 93
Col. Z.U.E.Iztapalapa
México,D.F.

12. Gilberto López Padraza
Profesor
Universidad de Morelia
Cda. Universitaria
Antiguo Campo Aéreo
Morelia, Mich.
2 82 66

Ed Nezas 340
Ventura Puente
Morelia, Mich.
2 63 68

13. Francisco Magdaleno Campuzano
C . F. E.
H. Colegio Militar 15
Chamilpa
Cuernavaca, Mor.
3 82 11

Luxemburgo 145 B
Prados de Cuernavaca
Cuernavaca, Mor.
3 93 52

14. Jesús Maldonado López
Profesor
Esc. de Ing. Eléctrica
Cda. Universitaria
Morelia, Mich.
2 77 76

Eduardo del Río 46
Las Camelias
Morelia, Mich.
4 53 53

15. Luis Pizarro Pimentel
C F E
Camino a S. Felipe 600
Oaxaca, Oax.
5 11 22

Zicotencatl 1007
Oaxaca, Oax.
67151

16. J. Gpe. A. Ramos Anastasio
U N A M
Fac. de Est. Sup. Cuautitlán
Edo. de México

Chalco Mza. 10 Lote 10
Altavilla,Edo. de Méx.

17. Mario L. Sotres Flores
Productos San Cristobal
B.Franklin 132
Escandón
México, D.F.
277 10 44 Ext.156

Villa Olímpica Edif. 26-203
Tlalpan
14070 México,D.F.
568 4985

18. Javier Valencia Figueroa
Facultad de Ingeniería
Profesor
UNAM

Bajío 143-2
Roma Sur
06760 México, D.F.
584 71 18

19. Alejandro Villanueva Méndez
CELANESE MEXICANA
Zona Industrial
B.Juárez
Acceso 3 y 4
Querétaro, Qro.
2 81 55

Mariano Arce 18-3
San Javier
Querétaro, Qro.
281 55

20. Mario Villegas.García
C F E
Av.Allende 155
Xalapa, Ver.
76940 Ext.114 .

Av.Orizaba 26
Fracc. Veracruz
Xalapa, Ver.

21. Raúl C. Vizzi Calzoni
PEMEX
Ejército Nal. 418 Pizo 12
Polanco
Ml. hidalgo
11560 México,D.F.
545 48 24

Tenayucan 352
Polanco
M.Hidalgo
11550
250 9969

22. JoséA. Zamora Soda
ENEP Aragón
A. Rancho Seco

Calle 13 # 135
Juárez Pantitlán
Cda. Netzahualcoyotl
558 91 15

23. Elías. Zaragoza Salgado
C. F.E.
Blvd. Lázaro Cárdenas y B.Juárez
Mexicali, B.C.
4 16 01.

Lago Winipeg 651
Jardines del Lago
Mexicali, B.C.
4 17 70